

**DISEÑO DE EMPAQUE CON GRAVA MULTIZONA HORIZONTAL PARA  
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN**

**MANUEL FELIPE CARDOZO NIETO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**DISEÑO DE EMPAQUE DE GRAVA MULTIZONA HORIZONTAL PARA  
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN**

**MANUEL FELIPE CARDOZO NIETO**

**Trabajo de grado para optar al título de  
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director:**

**LUIS JOSÉ ABAÚNZA SEPÚLVEDA  
Máster en Ingeniería de Petróleos**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	13
1. MARCO TEORICO .....	15
1.1 GENERALIDADES DE COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES..	15
1.2 GENERALIDADES DEL EMPAQUE CON GRAVA .....	16
1.3 MALLAS O EMPAQUE DE GRAVA EN POZO ABIERTO .....	19
1.4 CRITERIOS DE USO DE MALLAS Y EMPAQUES DE GRAVA EN EL DISEÑO DE COMPLETAMIENTOS .....	21
1.5 EJEMPLO DE EMPAQUETAMIENTO CON AGUA Y EMPAQUE DE GRAVA CON FILTROS DE GRAVA (Alternate Path).....	23
1.5.1 Los empaques de grava con fluidos de baja viscosidad .....	23
1.5.2 Los empaques de grava con filtros de grava (Alternate Path) .....	24
1.6 SIMULACIÓN DE EMPLAZAMIENTO DE GRAVA.....	26
1.7 METODOLOGÍA DE DISEÑO Y SELECCIÓN.....	27
2. DESCRIPCION DEL CAMPO .....	31
3. REVISION DE EXPERIENCIA A NIVEL MUNDIAL DE LA TECNOLOGIA DEL EMPAQUE CON GRAVA MULTIZONA .....	34
3.1 SPE PAPER 146803, OPENHOLE GRAVEL PACKING OF FISHHOOK WELLS WITH ZONAL ISOLATION-UPHILL HEEL TO TOE PACKING .....	34
3.1.1 Diseño de Pre-Completoamiento .....	37
3.1.2 Fluidos .....	41
3.1.3 Fluidos Aceleradores .....	42
3.1.4 Removedor de Filtrado.....	42
3.2 DISEÑO DE BOMBEO DEL EMPAQUE CON GRAVA .....	42
3.2.1 Parámetros de Bombeo .....	44
3.3 ANÁLISIS POST-TRATAMIENTO .....	45
3.4 DESEMPEÑO DEL POZO Y PRODUCCIÓN .....	49

3.5 CONCLUSIONES .....	49
4. EFICIENCIA DEL EMPAQUE CON GRAVA EN HOYO ABIERTO (OHGP) EN EL CAMPO OCELOTE EN COLOMBIA .....	51
4.1 EVOLUCIÓN DEL COMPLETAMIENTO PARA EL CONTROL DE ARENA....	51
5. EMPAQUE CON GRAVA Y TECNOLOGÍA ICD (INFLOW CONTROL DEVICE) .....	57
5.1 CONTROL DE LA VELOCIDAD .....	61
5.2 MÉTODO DE COMPLETAMIENTO EN EL CAMPO .....	63
6. ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE LA PRODUCCIÓN .....	68
6.1 APLICACIÓN DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO .....	71
6.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO .....	76
7. DISEÑO DE EMPAQUE CON GRAVA EN HOYO ABIERTO MULTIZONA HORIZONTAL PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN .....	79
7.1 COMPLETAMIENTO EN LA CARA DE LA ARENA .....	80
7.2 FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO .....	81
7.3 SARTA INTERNA .....	82
7.4 EJECUCIÓN DEL TRABAJO .....	83
7.5 POST ANÁLISIS DEL TRATAMIENTO DEL EMPAQUE CON GRAVA .....	85
7.6 RESULTADOS DE DESEMPEÑO DE PRODUCCIÓN .....	87
7.7 IMPACTO EN LAS RESERVAS REMANENTES.....	90
8. CONCLUSIONES .....	93
9. RECOMENDACIONES.....	95
BIBLIOGRAFÍA.....	96

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Pozo 1 Programa de Bombeo .....	44
Tabla 2. Resumen de tratamiento.....	45
Tabla 3. Secuencia de pruebas de producción y la posición de cada camisa durante cada prueba .....	88
Tabla 4. Comparación entre los valores medidos y los valores modelados.....	90

## LISTA DE FIGURA

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Control de Producción de arena .....	18
Figura 2. Calidad de la arena (espesor neto, clasificación y uniformidad de las partículas, homogeneidad y permeabilidad de la formación) ejemplo de varios campos. ....	21
Figura 3. Criterios de uso de mallas y empaque de grava en el diseño de completamientos.....	22
Figura 4. Empaquetamiento con Agua.....	24
Figura 5. Empaque de grava con filtros de grava .....	25
Figura 6. Ejemplo de simulación del emplazamiento de grava .....	27
Figura 7. Diagrama de Identificación y Selección de las Técnicas de Limpieza ....	29
Figura 8. Ubicación Geográfica del campo Ocelote.....	31
Figura 9. Mapa Estructural formación Carbonera C7.....	32
Figura 10. Registro Típico Formación Carbonera C7 .....	33
Figura 11. Mapa del Campo Seria Norte .....	35
Figura 12. Ubicación de los Yacimientos en el campo Seria .....	36
Figura 13. Diagrama de Inclinación de los pozos DEPO y SNF .....	37
Figura 14. Malla APS.....	38
Figura 15. APS Empaque hinchable .....	39
Figura 16. Empaque hinchable Expansión vs. Tiempo .....	40
Figura 17. Camino del flujo en la válvula de desviación .....	41
Figura 18. Presión Simulada pozo 1 .....	43
Figura 19. Presión Simulada Pozo 2.....	44
Figura 20. Iniciando el empaque desde el talón a la punta y la posición de las válvulas desviadores y empaque.....	46
Figura 21. Presión de derivación como indicador de empaque desde el talón a la punta .....	46

Figura 22. Gráfico de diferencial de presión contra volumen inyectado.....	48
Figura 23. Sarta de pre-completamiento.....	50
Figura 24. Completamiento Final.....	50
Figura 25. Control de arena e Índice de Productividad .....	53
Figura 26. Eficiencia del empaque con grava en el campo Ocelote .....	56
Figura 27. Efecto Talón-Punta .....	58
Figura 28. Efecto Talón-Punta con arreglo de ICD .....	59
Figura 29. Tipos principales de dispositivos ICD .....	62
Figura 30. Reducción de la influencia de las áreas con alta tasa de flujo .....	63
Figura 31. Esquema Típico de completamiento para un pozo en el campo .....	65
Figura 32. Esquema del ensamblaje de 5 ½” de empaque con grava incluyendo 4 ½” ICD con aislamiento interno.....	66
Figura 33. Diseño del completamiento con ICD de acuerdo a los perfiles de saturación y permeabilidad .....	67
Figura 34. Curvas de Producción ICD OGHP vs. Convencional.....	68
Figura 35. Comparación del BSW para pozos con y sin ICD.....	69
Figura 36. Comparación de la producción de curdo con ICD y con OHGP .....	70
Figura 37. Régimen de Flujo en un pozo cerca a la vertical .....	71
Figura 38. Régimen de Flujo en un pozo desviado.....	72
Figura 39. Régimen de Flujo en un pozo cercano a la horizontal .....	73
Figura 40. Herramienta de Registros de Producción aplicada en el campo .....	74
Figura 41. Resultados de los registros de producción para los pozos completados con empaque con grava e ICD .....	76
Figura 42. Perfil de producción de acuerdo a registro PLT .....	78
Figura 43. Esquema de Completamiento con OptiPac® sistema OHGP con sistema interior para OHGP multizona y aislamiento externo .....	79
Figura 44. Diagrama mallas OptiPac® y sus opciones de diseño .....	81
Figura 45. Reporte de Propiedades Petrofísicas y Caliper .....	83
Figura 46. Operación de Empaque contra parámetros .....	86
Figura 47. Presión de Fricción normalizada contra Volumen Bombeado .....	87

Figura 48. Posición de las camisas dentro de la tubería interna.....	88
Figura 49. Resultados de pruebas de producción selectiva.....	89
Figura 50. Producción Selectiva contra Producción Mezclada desde el modelo Calibrado.....	91
Figura 51. ICD contra Producción Mezclada desde el modelo Calibrado .....	92

## RESUMEN

**TÍTULO:** DISEÑO DE EMPAQUE DE GRAVA MULTIZONA HORIZONTAL PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN\*

**AUTOR:** MANUEL FELIPE CARDOZO NIETO\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Grava, Empaque, Producción, Horizontales, Tecnología, Llanos Orientales en Colombia, Corte de Agua.

### DESCRIPCIÓN:

La intrusión temprana de agua en yacimientos con acuíferos activos es un tema común en los operadores que perforan en la Cuenca de los Llanos Orientales en Colombia, como el mecanismo de empuje es agua, un pozo normalmente posee un Bottom Sediments and Water (BS&W) entre 40-90% por lo cual esto sigue siendo un problema en términos de producción. En muchas ocasiones los operadores se han visto con la necesidad de parar pozos productores luego de 2 o 3 meses en producción. Además, al ser yacimientos de areniscas no consolidadas la alta producción de arena también afecta la productividad del pozo. Teniendo esto en consideración es necesario ver hacia adelante y trabajar en aplicaciones avanzadas para:

- Comprobar nuevas reservas
- Ser selectivos
- Completamientos inteligentes

Los desafíos que se tienen son producir el petróleo dejado atrás debido a la intrusión de agua, mantener el desempeño de control de arena mientras se permite un completamiento a hoyo abierto selectivo. Para el control de agua el diseño comprende aislamiento por zona, mientras que para el control de arena se mantiene el empaque con grava anular al 100%, para producir cada zona selectivamente se dispondrá de un sistema de apertura y cierre evitando la intervención de equipos de mantenimiento. El presente trabajo permitió evaluar el diseño con aislamiento por zona en un campo específico, a su vez el desarrollo de mejores prácticas de completamiento y producción que permitirán aumentar el tiempo de vida de un pozo y optimizar los recursos disponibles para la explotación de petróleo en el país.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Luís José Abaúnza Sepúlveda, Máster en ingeniería de Petróleos.

## ABSTRACT

**TITLE:** MULTIZONE HORIZONTAL OPENHOLE GRAVEL PACK FOR PRODUCTION OPTIMIZATION\*

**AUTHOR:** MANUEL FELIPE CARDOZO NIETO\*\*

**KEY WORDS:** Gravel, Pack, Production, Horizontal, Technology, Llanos foreland basin in Colombia, Water cut.

### DESCRIPTION:

Oil production from "Llanos foreland basin" in Colombia is badly affected by sand production and high water cut. Early water breakthrough reaching water cuts as high 40- 90% remained a challenge. As a result, operators were forced to shut-down some new wells just few months after putting them in production. Production of "left behind reserves" arose as the new challenge.

With this new challenge in mind, the new completion scenario focused in the following objectives:

- Ensure complete annular gravel pack for effective sand production control.
- Create Compartments along the horizontal open whole section to improve drawdown management along the different identified sands.
- Each productive sand should be able to be produced selectively (Open/Closed) with rig less intervention to be able to characterize and evaluate full potential for each zone.

The water encroachment challenge was addressed through the use and implementation of a new completion approach that successfully applied open whole gravel packing as means for sand control. This project evaluated this technique in a specific oil field, the development of improved production practices in order to increase the life cycle of a productive well, and optimize resources available for exploitation of these resources in the country.

---

\* Grade Work

\*\* Faculty of Chemical Physical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Luis José Abaunza Sepulveda, Máster of Petroleum Engineer.

## INTRODUCCIÓN

La producción de crudo en la cuenca de los Llanos en Colombia es seriamente afectada por la producción de arena y el alto corte de agua. La producción de arena ha sido controlada satisfactoriamente usando el empaque con grava en pozos horizontales, sin embargo, la intrusión temprana de agua causa un corte de agua mayor al 90% y sigue siendo un reto. Como resultado, los operadores de los campos en esta cuenca se han visto forzados a parar varios pozos productores justo pocos meses después de haber iniciado la producción del mismo.

Las causas que producen estos problemas son:

- Yacimientos con acuíferos activos
- Múltiples arenas productoras a lo largo del yacimiento

Durante una evaluación se realizaron nuevos registros de producción en varios pozos horizontales, y en términos de comportamiento del yacimiento los resultados arrojados fueron los siguientes:

- A pesar que los pozos fueron perforados a través de la misma formación, las arenas productivas que se identificaron mostraron que pueden tener un comportamiento diferente
- Algunas reservas no fueron producidas como resultado de la heterogeneidad de las diferentes arenas
- A pesar del control efectivo de agua con los controladores de flujo en los pozos con empaque con grava, aun quedaron zonas sin ser producidas

Los desafíos que se tienen son producir el petróleo dejado atrás debido a la intrusión de agua, mantener el desempeño de control de arena mientras se permite un completamiento a hoyo abierto selectivo.

Para el control de agua el diseño comprende aislamiento por zona, mientras que para el control de arena se mantiene el empaque con grava anular al 100%, para producir cada zona selectivamente se dispondrá de un sistema de apertura y cierre evitando la intervención de equipos de mantenimiento.

## 1. MARCO TEORICO

### 1.1 GENERALIDADES DE COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES

En formaciones altamente no consolidadas, en la producción de fluidos de formación pueden venir asociados con producción de arena. En algunos casos, pequeñas cantidades de arena pueden ser producidas sin tener efectos adversos; sin embargo, en la mayoría de los casos, la producción de arena lidera una reducción en la productividad de los pozos y/o excesivos mantenimientos en los equipos de superficie y los equipos de fondo. Inclusive una producción excesiva de arena puede llevar a una falla prematura en la cara del pozo y en los equipos del pozo<sup>1</sup>.

En las últimas tres décadas, el completamiento en pozos horizontales abiertos, ha sido ampliamente usado en la industria del petróleo y gas para la explotación efectiva de reservas de hidrocarburos en formaciones areniscas y carbonatos. En areniscas, el mayor problema ha sido el control de arena, el sistema de empaque con grava en hoyo abierto horizontal, usa tecnología probada para alcanzar la productividad y el valor en un pozo horizontal. Diseños innovadores y tecnología incorporan los factores críticos de desempeño en todos los completamientos de pozos horizontales<sup>2</sup>:

- Flexibilidad en el programa de completamiento
- Fiabilidad del equipo
- Protección del yacimiento
- Penetración en el yacimiento para incrementar la producción

---

<sup>1</sup> OTT, William K. P.E. and WOODS Joe D. Modern Sandface Completions Practices, handbook, First Edition, United States, World oil Magazine gulf Publishing Company. 2003. p. 9.

<sup>2</sup> TRUJILLO, H. *et al.* How to Constantly Deliver 100% Packing Efficiency in Openhole Gravel Packs: A Field Study in Colombia, SPE Paper 146447. November 2011. p. 1.

Debido a que los yacimientos de petróleo y gas son únicos y multidimensionales, cada yacimiento requiere una atención especial donde las características de desempeño puedan combinarse con una técnica óptima de completamiento.

El objetivo de un empaque con grava es para cumplir dos criterios<sup>3</sup>:

- Realizar control de arena
- Maximizar y mantener el desempeño del pozo

El método más popular para alcanzar esto son las instalaciones de empaque con grava, estas instalaciones requieren la ubicación de la grava alrededor de la malla y la cara de la formación.

En completamientos de hoyo abierto horizontal, el empaque con grava es comúnmente usado en diversos números de pozos con alguna de las dos técnicas ( $\alpha/\beta$  o tubo de derivación), alcanzar un empaque completo con mallas para control de arena y dispositivos de control de flujo (ICD) es todo un desafío. Esto debido a las altas caídas de presión que se requiere para que el fluido fluya a través de los ICD en el espacio anular lo cual requiere que las tasas de bombeos sean las típicamente usadas en el empaque con grava, causando un incremento de presión significativo y excediendo la presión de fractura de la formación<sup>4</sup>.

## 1.2 GENERALIDADES DEL EMPAQUE CON GRAVA

De los yacimientos no consolidados, junto con el gas, el petróleo y el agua, se pueden producir granos de arena sueltos y partículas finas como las arcillas. La

---

<sup>3</sup> OTT P.E., William K., and WOODS, Joe D., Op cit. p. 105.

<sup>4</sup> VÉLEZ B., *et al.* A Novel Technique for Wells that Require Gravel Packing for Sand Control and Inflow Control Devices for Managing Water Encroachment: Case Histories in Colombia, SPE Paper 159743. October 2012. p. 1.

instalación de terminaciones para controlar la producción de arena sin sacrificar la productividad, el control de flujo, o las reservas recuperables resulta difícil y costosa. Los operadores de los campos necesitan medidas confiables para el control de la producción de arena, implementadas correctamente desde el primer momento, especialmente para los tramos horizontales terminados a pozo abierto frente a formaciones de alta permeabilidad<sup>5</sup>.

La producción de arena depende de la resistencia de las rocas, de los esfuerzos en sitio, de los fluidos producidos y de los cambios en las tasas de flujo respecto a la caída de presión. Las altas tasas de producción, el aumento del esfuerzo efectivo debido al agotamiento, y la irrupción del agua contribuyen a la producción de arena. Los problemas asociados a la producción de arena abarcan desde su manejo y eliminación en la superficie hasta la erosión de los equipos de subsuelo o de superficie y la pérdida del control del pozo<sup>6</sup>.

Si la arena produce fallas en los tubulares o en las herramientas de terminación, la producción y la recuperación de reservas se pueden ver postergadas, e incluso perdidas cuando los costos para desviar o re perforar un pozo son prohibitivos.

El empaque de grava – método de control de producción de arena efectivo y ampliamente utilizado – coloca gránulos, o grava, alrededor de filtros mecánicos, o filtros de grava metálicos, dentro de los pozos abiertos o entubados con disparos<sup>7</sup>. La “grava” es arena natural redonda y limpia o material sintético lo suficientemente pequeño como para excluir los granos y algunas partículas finas de los fluidos producidos, pero lo suficientemente grande como para mantenerse en su lugar mediante los filtros de grava. Se bombea una lechada de fluido de transporte y grava

---

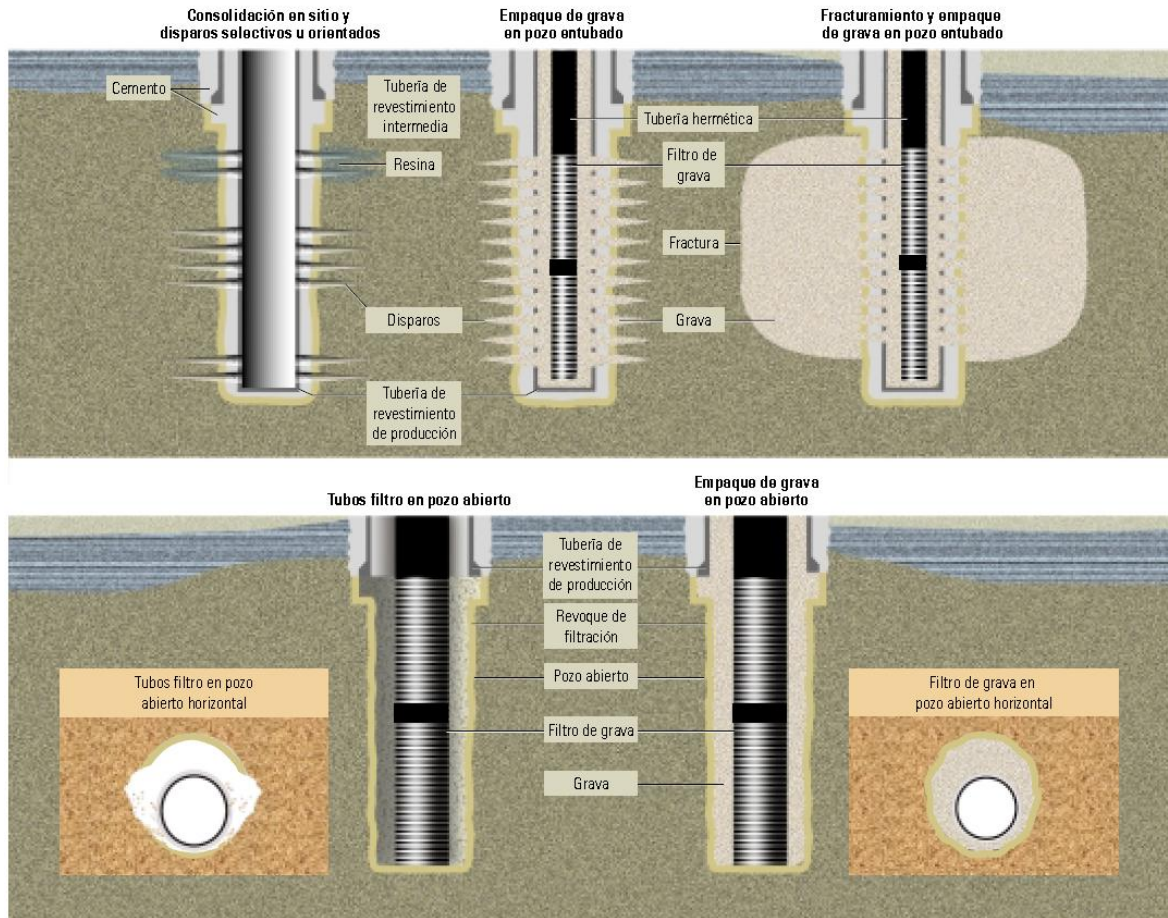
<sup>5</sup> OILFIELD REVIEW, Schlumberger, Volumen 13. No. 2. p. 52. Otoño 2001.

<sup>6</sup> CARLSON J., *et al.* “Sand Control: Why and How?” Oilfield review 4, no.4 (October 1992): pp. 41-53.

<sup>7</sup> PARLAR M. y ALBINO E. H. “Challenges, Accomplishments and Recent Developments in Gravel Packing”, Journal of Petroleum Technology 52, no. 1 (January 2000): pp. 50-58

en los disparos y el espacio anular que existe entre los filtros de grava y el pozo abierto o entubado con disparos. La grava se deposita a medida que el fluido de transporte se pierde en las formaciones o se circula de regreso a la superficie a través de los filtros de grava.

Figura 1. Control de Producción de arena



Fuente: Tomado de Oilfield Review, Schlumberger, Volumen 13, No. 2, p53. Otoño 2001.

En algunas áreas y bajo ciertas condiciones de la formación, los tubos filtro pueden ser una alternativa al empaque de grava o al fracturamiento combinado con empaque de grava. La productividad inicial de las terminaciones con tubos filtro es normalmente buena, pero con el tiempo los sólidos pueden taponar los filtros. Por

el contrario, los empaques con grava tienden a mantener la productividad y la integridad del control de la producción de arena por periodos más largos, debido a la mayor estabilidad del pozo. Sin embargo, muchas terminaciones con liner ranurados o mallas no excluyen adecuadamente la arena. Otros pozos terminados sin empaque de grava no han fallado completamente, pero producen a menores tasas debido a que los liner ranurados o mallas resultan taponados o erosionados.

### **1.3 MALLAS O EMPAQUE DE GRAVA EN POZO ABIERTO**

En la década de los 80 y principios de los 90, las mallas eran la principal alternativa para el control de producción de arena para terminaciones a pozo abierto de secciones horizontales. No se consideraba factible el empaque de grava de largas secciones.

Al comienzo las mallas se bajaban en ambientes con lodo no acondicionado, en vez de hacerlo en medio de fluidos de terminación limpios y filtrados. El mal filtrado y el pobre acondicionamiento del fluido, los desplazamientos inadecuados después de la perforación y antes de la instalación de las mallas, y la falta de limpieza del revoque de filtración redundaron en el taponado de las mallas y en una baja productividad.

La instalación de mallas de grava sin empaque de grava es exitosa en muchos pozos, pero la eficiencia y la confiabilidad varían<sup>8</sup>. Inicialmente, los porcentajes de fallas promediaban entre el 50% y el 65% para las terminaciones con mallas, pero disminuyeron a casi un 20% a medida que mejoraron las técnicas de limpieza y los fluidos de perforación.<sup>9</sup>

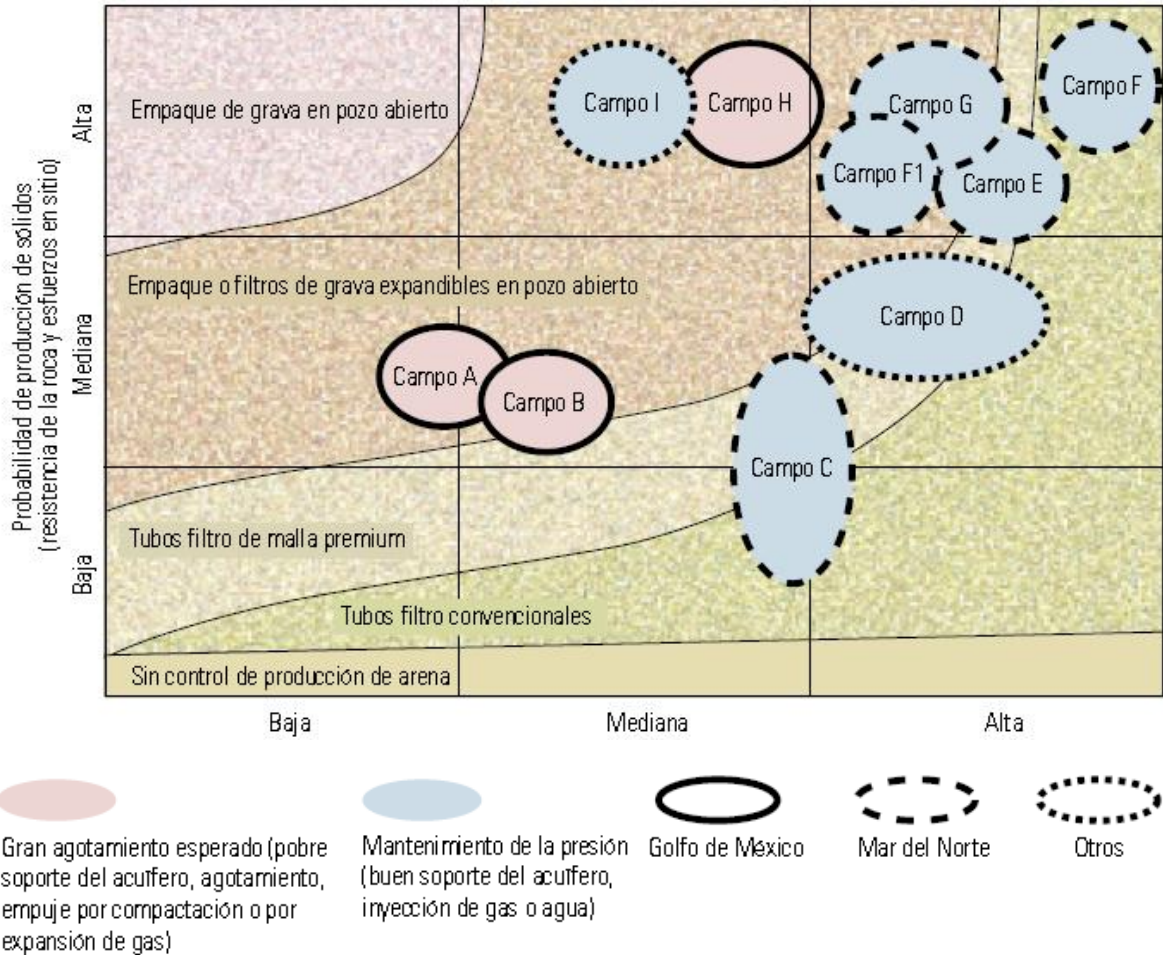
---

<sup>8</sup> RICHARD B. M., MONTAGNA JM y PENBERTHY WL Jr. "Horizontal Completions – 2 Stand-Alone Screens vary in Effectiveness", Oil & Gas Journal 95, no. 32. August 1997. pp. 63-69.

<sup>9</sup> BENNETT C., *et al.* "Design Methodology for Selection of Horizontal Open-Hole Sand Control Completions Supported by Case Histories". SPE article 65140. October 2000. p. 1.

Una gráfica de interrelación de la probabilidad de producción de sólidos con respecto a la calidad de arena de la formación, ayuda a las compañías a desarrollar pautas para evaluar y seleccionar métodos de terminación. Los pozos en yacimientos de baja a mediana calidad con una alta probabilidad de producir arena pueden necesitar terminaciones a pozo abierto con empaque de grava, pero los pozos en areniscas de alta calidad con similar probabilidad de producción de arena se pueden terminar con mallas con envoltura de alambre convencionales, o pre empacados, así mismo, de malla Premium. En los yacimientos con inyección de gas o agua, con grandes acuíferos que mantienen la presión y con arenas de calidad mediana a alta, las terminaciones con mallas pueden ser adecuadas, mientras que, en yacimientos de calidad similar con agotamiento o empuje por compactación, pueden requerir empaque de grava.

Figura 2. Calidad de la arena (espesor neto, clasificación y uniformidad de las partículas, homogeneidad y permeabilidad de la formación) ejemplo de varios campos.



Fuente: Oilfield Review, Schlumberger, Volumen 13, No. 2, p57. Otoño 2001.

#### 1.4 CRITERIOS DE USO DE MALLAS Y EMPAQUES DE GRAVA EN EL DISEÑO DE COMPLETAMIENTOS

A medida que las formaciones son menos uniformes, la selección del tipo de terminación requiere la consideración de parámetros distintos a los tamaños medidos de los granos (D50) del análisis granulométrico. El coeficiente de clasificación D10/D95, el coeficiente de uniformidad D40/D90 y el porcentaje de

partículas de 44  $\mu\text{m}$  y de menos tamaño, determinan la calidad de la formación e influyen en los diseños de mallas de grava y de los empaques de grava. Por ejemplo, probablemente sean la mejor elección las terminaciones con empaque de grava a pozo abierto en aquellos pozos con un coeficiente de clasificación superior a 10, un coeficiente de uniformidad mayor a 5 y un contenido de finos de 44 micrones superior al 5%.

Si las velocidades del flujo no son altas y la vida productiva esperada es de dos a tres años, las mallas pueden ser una buena solución para los pozos con reservas limitadas, debido a los menores costos de instalación. Además de la resistencia y permeabilidad de las rocas, los factores determinantes en la elección de las mallas y la grava son la clasificación del tamaño de los granos de la formación, y la uniformidad y el contenido de los finos, como se describe en la imagen 3.

Figura 3. Criterios de uso de mallas y empaque de grava en el diseño de completamientos

Características de la formación			Tipo de terminación
Coeficiente de clasificación $D_{10}/D_{95}$	Coeficiente de uniformidad $D_{40}/D_{90}$	Contenido de finos inferior a 44 $\mu\text{m}$	
Inferior a 10	Inferior a 3	Inferior a 2%	Filtros de grava con envoltura de alambre o preempacados
Inferior a 10	Inferior a 5	Inferior a 5%	Filtros de grava de malla premium
Superior a 10	Superior a 5	Superior a 5%	Pozo abierto con empaque de grava

Fuente: Oilfield Review, Schlumberger, Volumen 13, No. 2, p57. Otoño 2001

La uniformidad es una indicación de la variación de tamaños más grandes a más pequeños en los granos de la formación. La clasificación es una medida del rango de partículas finas a gruesas en la formación.

En los pozos de altas tasas de producción y alto costo, las intervenciones correctivas costosas pueden afectar la rentabilidad del campo y del proyecto en general. Es una práctica muy común en pozos horizontales los empaques con grava para reducir las fallas relacionadas con la producción de arena y minimizar la caída de la productividad asociada con las mismas.

Los pozos de gas de alta producción también necesitan empaques de grava cuando la producción de arena y la erosión de los filtros de grava afectan la seguridad.

Las mallas pueden justificarse en ciertas aplicaciones:

- Pozos que no son submarinos con una corta vida productiva y colapso uniforme del pozo, independientemente de su producción
- Pozos que no son submarinos y de baja producción, con pozos intervalos de arcillas y con colapso parcial o sin colapso del pozo
- Pozos de inyección que no son submarinos con un espacio anular pequeño entre el filtro de grava y el pozo que limita el flujo alrededor de los filtros de grava

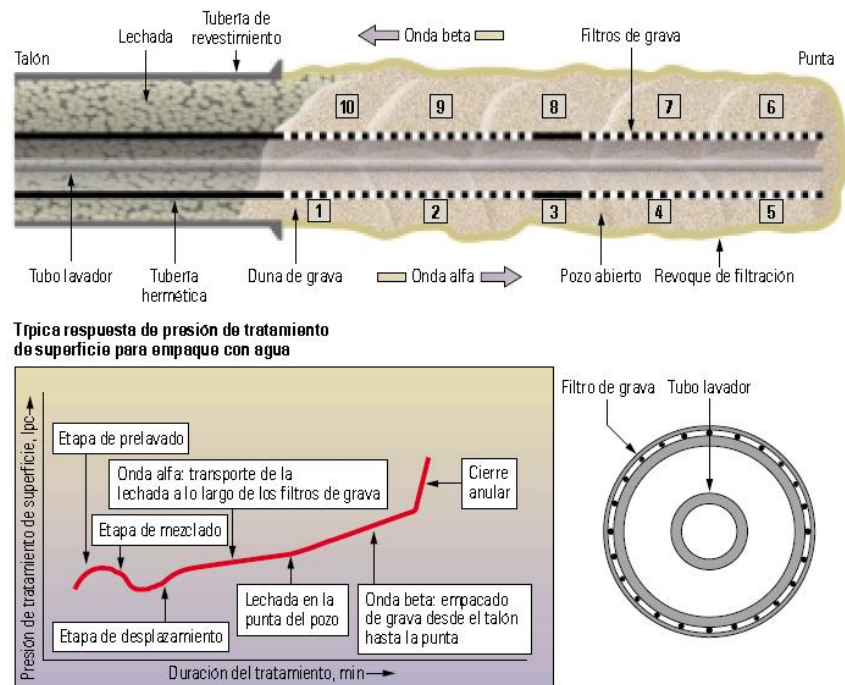
En los pozos horizontales las compañías operadoras concuerdan en que se prefieren los empaques de grava a pozo abierto para reducir las fallas relacionadas a la producción de arena y minimizar la caída de la productividad asociada con las mismas.

## **1.5 EJEMPLO DE EMPAQUETAMIENTO CON AGUA Y EMPAQUE DE GRAVA CON FILTROS DE GRAVA (Alternate Path)**

**1.5.1 Los empaques de grava con fluidos de baja viscosidad.** Normalmente salmuera, se basan en el depósito de grava alrededor de los filtros de grava en el lado bajo del espacio anular, mientras que la lechada con bajas concentraciones de grava se mueve en flujo turbulento a lo largo de la parte superior. El pozo se debe sellar con un revoque de filtración del fluido para reducir al mínimo las pérdidas de

filtrado. Si la circulación se mantiene, la grava circula hacia el extremo final, o punta, de las secciones horizontales en una onda “alfa” (1 a 5) en la imagen 4. Si la lechada se deshidrata y cesa el empaque posterior en los intervalos con graden pérdidas de fluido, la grava llena el espacio anular y forma una obturación. El resultado es un empaque incompleto más allá de ese punto. Después de que se produce la obturación o que la grava llega a la punta, el empaque regresa al comienzo, o talón, de una sección horizontal en una onda “beta” (6 a 10) en la imagen 4. Las presiones de tratamiento de superficie brindan una indicación de la forma en que se están desarrollando los tratamientos de empaque con agua<sup>10</sup>.

Figura 4. Empaquetamiento con Agua



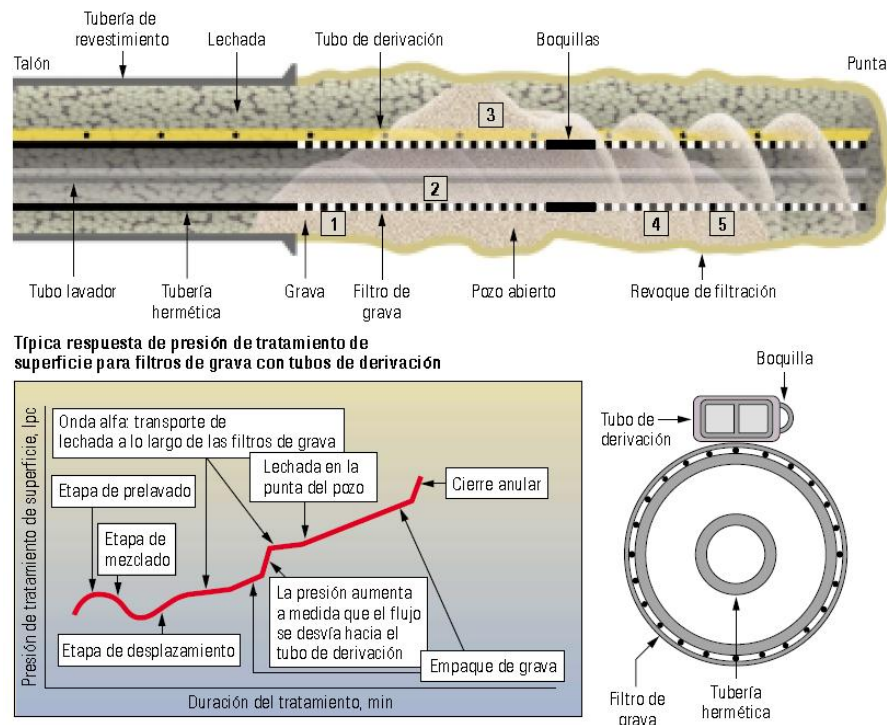
Fuente: Oilfield Review, Schlumberger, Volumen 13, No. 2, p58. Otoño 2001

**1.5.2 Los empaques de grava con filtros de grava (Alternate Path).** Es una tecnología que asegura un empaque de grava completo alrededor de los filtros de

<sup>10</sup> PARLAR y ALBINO. Referencia 7.

grava en una sección horizontal entera. Los tubos de derivación conectados por fuera de los filtros de grava proveen conductos para que la lechada se desvíe de las obturaciones de grava y llene los vacíos en el espacio anular. Los tubos de derivación no dependen del revoque de filtración para impedir las pérdidas de fluido. Si el espacio anular entre los filtros de grava y los empaques del pozo abierto se taponan prematuramente (3) en la imagen 5, la lechada se desvía hacia los tubos de derivación y el empaque de grava prosigue hacia la punta, aun cuando no haya retorno del fluido, o circulación hacia la superficie (4 y 5) imagen 5. La velocidad de bombeo por lo general disminuye una vez que comienza el flujo a través de los tubos de derivación y aumenta la presión debido al menor diámetro de dichos tubos.

Figura 5. Empaque de grava con filtros de grava



Fuente: Oilfield Review, Schlumberger, Volumen 13, No. 2, p59. Otoño 2001

## 1.6 SIMULACIÓN DE EMPLAZAMIENTO DE GRAVA

Los programas especializados son parte integral del diseño de tratamientos para el control de la producción de arena que reducen los reacondicionamientos correctivos y las fallas de terminaciones. La simulación de procesos del emplazamiento de grava permite realizar análisis de sensibilidad de diversos parámetros de emplazamiento de grava. Estas herramientas ayudan a evaluar los intervalos de terminación, los fluidos de transporte los tamaños y concentraciones de grava, las tasas de bombeo, las pérdidas de fluidos hacia la formación y los retornos a la superficie. Las simulaciones también se utilizan para optimizar los tubos lavadores, los filtros de grava y las configuraciones de las herramientas de servicio<sup>11</sup>.

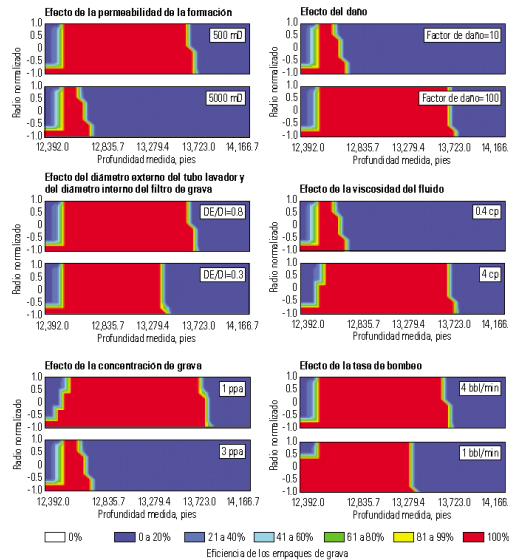
De acuerdo a las simulaciones del emplazamiento de grava, el riesgo de obturación de grava aumenta a medida que aumente la permeabilidad de la formación y la longitud de los intervalos, o disminuye la viscosidad de los fluidos del yacimiento. Los factores que influyen en el empaque de grava, tales como las características de la formación, las pérdidas de fluidos, las configuraciones de los filtros de grava, las herramientas de terminación del pozo y los parámetros de tratamiento, se pueden modelar. La eficiencia del empaque disminuye a medida que aumenta la permeabilidad de la formación, el revoque de filtración de baja permeabilidad, o el alto factor de daño, reducen las pérdidas de fluidos y aumentan la eficiencia del empaque. El fluido de transporte tiende a desviarse hacia el espacio anular interno a medida que aumenta el espacio entre el tubo lavador y el filtro de grava (lo que hace es disminuir la eficiencia del empaque). El aumento de la viscosidad del fluido de transporte para reducir las pérdidas de fluidos puede mejorar las características de transporte de la grava y la eficiencia del empaque. Se puede producir una obturación anular temprana a medida que aumentan las concentraciones de grava.

---

<sup>11</sup> KARLSTAD, S., *et al.* "An Evaluation and Design Approach to Gravel-Pack Treatment in the Gullfask Field". Artículo de la SPE 48978, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, New Orleans, Luisiana, EUA. 27 al 30 de Septiembre de 1998.

La eficiencia del empaque disminuye a medida que disminuyen las tasas de bombeo y aumentan las pérdidas de fluidos.

Figura 6. Ejemplo de simulación del emplazamiento de grava



Fuente: Oilfield Review, Schlumberger, Volumen 13, No. 2, p60. Otoño 2001

## 1.7 METODOLOGÍA DE DISEÑO Y SELECCIÓN

Todo trabajo de completamiento comprende la siguiente información:

- Información general (campo, pozo, tipo de pozo, zona, tecnología, objetivo)
- Información específica del pozo (tamaños de secciones hoyo abierto si aplican, profundidades y tamaño de revestimiento si aplican, tubería de producción, fluidos de completamiento)
- Información del yacimiento (tasas de inyección, profundidades de los contactos entre fluidos, espesores por zonas, áreas de drenaje por zona, presión y temperaturas por zonas, propiedades de la roca por zona)
- Propiedades de los fluidos por zonas (Aceite, Gas, Agua, otros fluidos esperados)

- Otra información es de utilidad tales como: desviaciones, registros eléctricos a hoyo abierto, registros en hoyo entubado, reportes PVT si se tienen, mapas estructurales, locación de pozos vecinos, etc.

Las compañías petroleras y los proveedores de servicios petroleros han establecido aplicaciones y limitaciones técnicas para los métodos de emplazamiento de grava, las herramientas de fondo de pozo y la química de los fluidos. Sin embargo, puesto que el número de soluciones potenciales es elevado, la selección de las mejores opciones de empaque de grava y limpieza del revoque de filtración requiere conocimiento y experiencia de campo mundial que abarcan desde fluidos de perforación, completamiento y estimulación de pozos hasta la ingeniería de completamiento de pozos y las operaciones en la localización del pozo.

La experiencia obtenida en los últimos años es la base para un riguroso enfoque de selección de los métodos de limpieza del revoque de filtración. Un enfoque sistemático ayuda a la selección de las técnicas de limpieza, por ejemplo, el uso de MudSOLV<sup>12</sup> para la remoción del revoque de filtración en tramos horizontales terminados a pozo abierto, utiliza un programa de computación de razonamiento según casos y de predicción de productividad, junto con simples herramientas disponibles en internet para efectuar las estimaciones volumétricas y de costos. El proceso de MudSOLV es un sistema de consultas con tablas que permite comparar escenarios con casos almacenados en la base de conocimientos, la cual posee dos bases de casos distintas; una para opciones aplicables de química de fluidos, y la otra para las opciones de herramientas, emplazamiento de grava y procedimientos. Una verificación de compatibilidad resuelve las incompatibilidades entre las

---

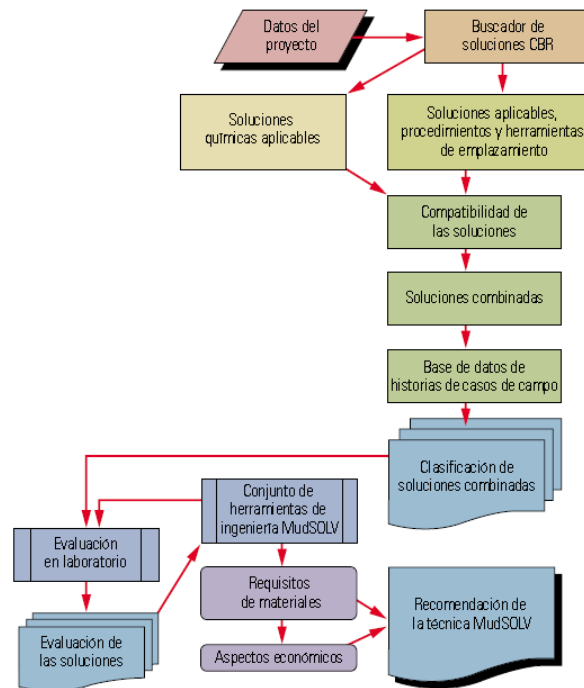
<sup>12</sup> MI SWACO. MUDSOLV NG: Comprehensive filter – cake breaker service. 2013. Recuperado el 15 de mayo del 2016 en: [http://www.slb.com/~media/Files/miswaco/brochures/mudsolv\\_ng\\_brochure.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/miswaco/brochures/mudsolv_ng_brochure.pdf)

combinaciones de estas bases de casos y las clasifica para proporcionar las recomendaciones finales.

De este modo, los escenarios posibles se ajustan rápidamente al menor número posible de opciones de remoción del revoque de filtración y luego se pueden clasificar las diferentes opciones.

La imagen 7 muestra el esquema de buscador de soluciones de computación de razonamiento, el mismo elimina alternativas sobre la base de datos de las limitaciones técnicas establecidas y clasificando las opciones restantes en base a la información aportada por expertos.

Figura 7. Diagrama de Identificación y Selección de las Técnicas de Limpieza



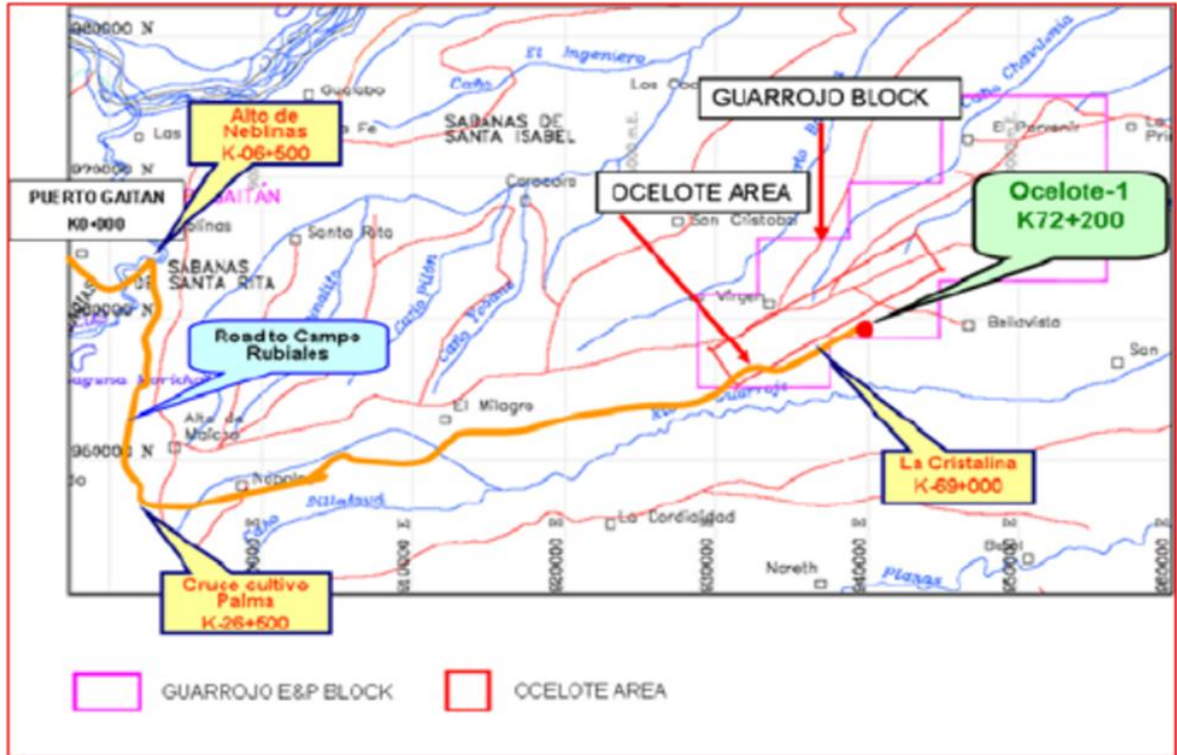
Fuente: Oilfield Review, Schlumberger, Volumen 13, No. 2, p69. Otoño 2001

Debido a que el costo de remoción del revoque de filtración, a menudo puede ser necesario efectuar un análisis de laboratorio para decidir entre el contraflujo por si solo y varios tratamientos de limpieza química. Para evitar pruebas innecesarias, se buscan en una base de datos de laboratorio los datos aplicables existentes para las tres mejores soluciones potenciales. Si no existen suficientes datos disponibles, se llevan a cabo más pruebas. La presión de iniciación del flujo y los datos de permeabilidad retenida se ingresan al programa de computación de análisis NODAL o a sofisticados simuladores de yacimientos para predecir las tasas de producción, evaluar los costos versus beneficios, e identificar la solución técnica económicamente más adecuada para un par dado de fluidos de perforación y de terminación.

## 2. DESCRIPCION DEL CAMPO

El campo Ocelote está localizado en la cuenca de los llanos cerca de la ciudad de Villavicencio.

Figura 8. Ubicación Geográfica del campo Ocelote

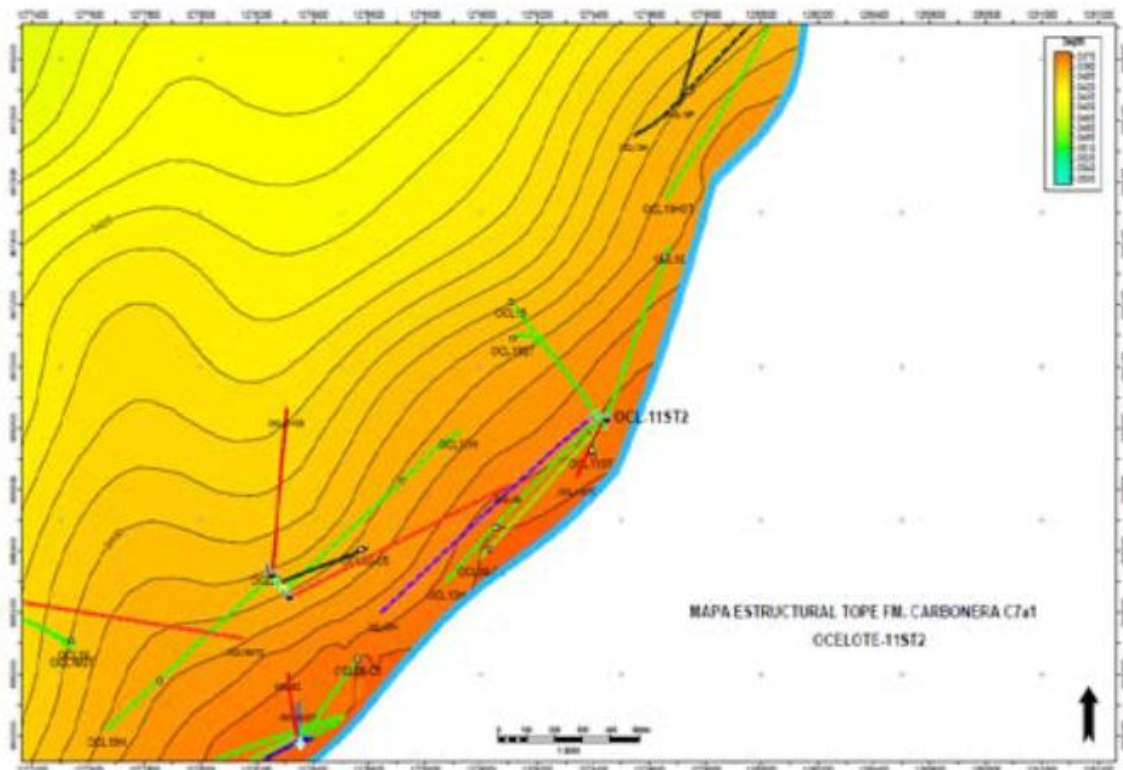


Fuente: Trujillo H, et al. *How to Constantly Deliver 100% Packing Efficiency in Openhole Gravel Packs: A Field Study in Colombia SPE-146447*, November 2011, p. 2.

El campo fue descubierto como resultado de la perforación del pozo Ocelote-1 a finales de 2007. Este pozo confirmó la presencia de un monoclinial alargado en dirección NE-SW que se desarrolló en el muro inferior de la falla normal antitética Guarrojo; así, se formaron hidrocarburos desde 23 a 25° API en la parte superior de la formación Carbonera unidad C7. La unidad carbonera C7 ha sido interpretada inicialmente como canales fluviales asociados con una llanura de inundación amplia

de arcilla y arenas altamente no consolidadas. En términos general, la formación Carbonera C7 consiste de una falla monoclinas donde la roca fuente es llamada Gacheta (k) y está rodeada de arcillas negras rica en material orgánico. Las propiedades del yacimiento C7 incluyen: presión del yacimiento de 1643 psi, y una temperatura promedio de 173°F. La porosidad promedio del yacimiento es 20% y el promedio de permeabilidad varía entre 800 a 1500 mD. La salinidad está en el orden de 100 a 150 ppm.

Figura 9. Mapa Estructural formación Carbonera C7.



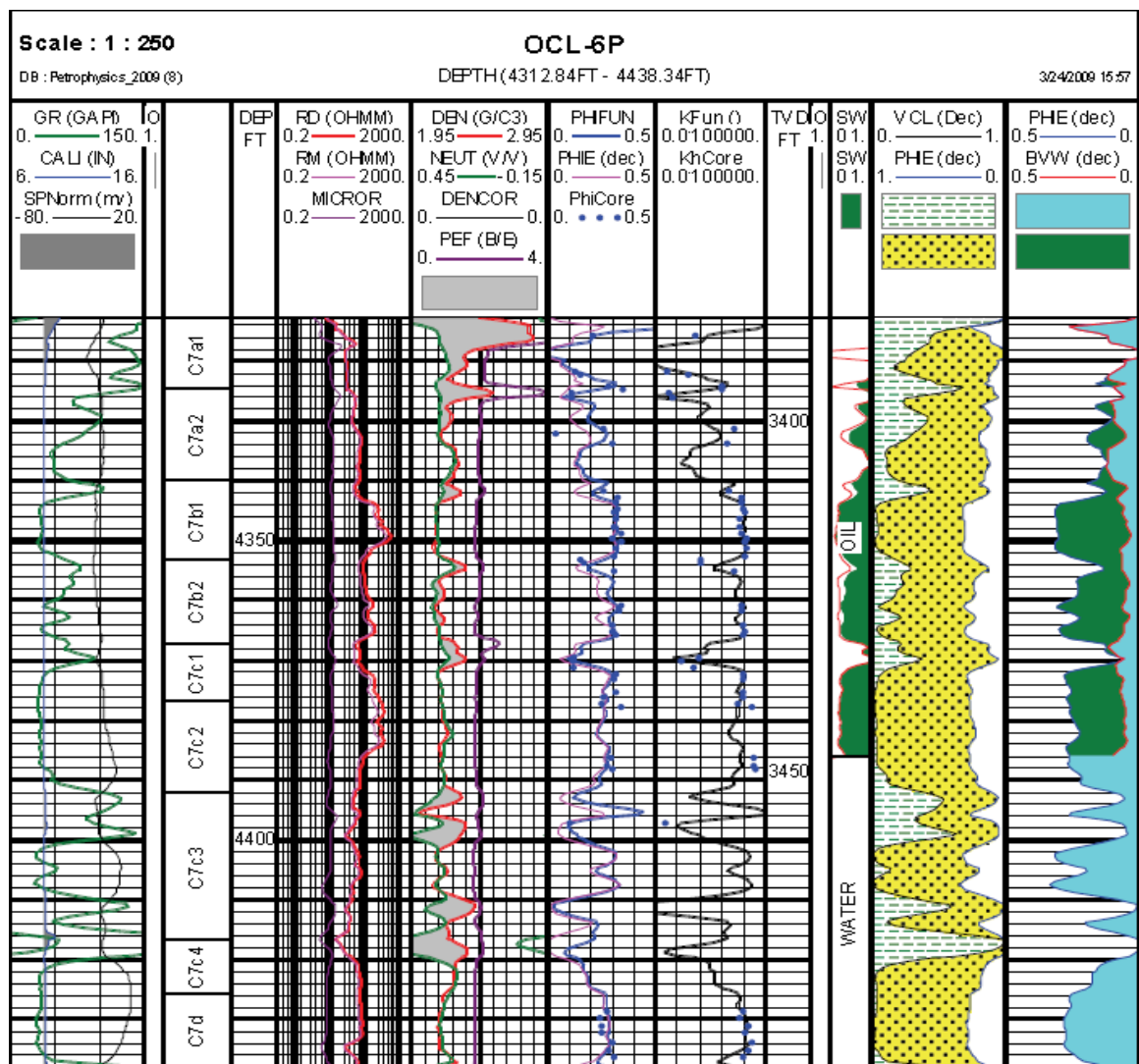
Fuente: Trujillo H, et al. *How to Constantly Deliver 100% Packing Efficiency in Openhole Gravel Packs: A Field Study in Colombia SPE-146447*, November 2011, p. 2.

La unidad Carbonera C7 está dividida en 4 sub-unidades (A, B, C y D). Las zonas A y B tienen crudo, mientras que la C y D tienen agua. La sub-unidad A está laminada, contiene granos finos y posee una baja porosidad con permeabilidades

absolutas (porosidad entre 13 a 18% y permeabilidad entre 50 a 300 mD). Las sub-unidades B, C y D tienen granos de medio a grueso, bastante ordenados, con porosidades entre 20-30% y permeabilidades de 800 a 4000 mD.

La figura 10 en la página siguiente muestra un registro típico de la formación carbonera C7.

Figura 10. Registro Típico Formación Carbonera C7



Fuente: L.A Prentt, A.G. Duarte, W.M Charry, A New Management Strategy for Dead Oil Reservoirs With Strong Aquifer, SPE-132698, June 2010, p. 11.

### **3. REVISION DE EXPERIENCIA A NIVEL MUNDIAL DE LA TECNOLOGIA DEL EMPAQUE CON GRAVA MULTIZONA**

Se tienen experiencias a nivel mundial del uso de empaque con grava en pozos horizontales multi zonas para optimizar la producción, a continuación, se muestran algunas de esas experiencias:

#### **3.1 SPE PAPER 146803, OPENHOLE GRAVEL PACKING OF FISHHOOK WELLS WITH ZONAL ISOLATION-UPHILL HEEL TO TOE PACKING.**

En este documento se destaca el uso de empaque con grava y aislamiento multi zona en pozos con una desviación de 126 a 131 grados, donde los principales objetivos eran:

- Lograr un completo empaque anular
- Hacer el aislamiento de zonas
- Mantener las presiones de fondo debajo de las presiones de fractura
- Tener un completamiento que tenga una baja área de daño

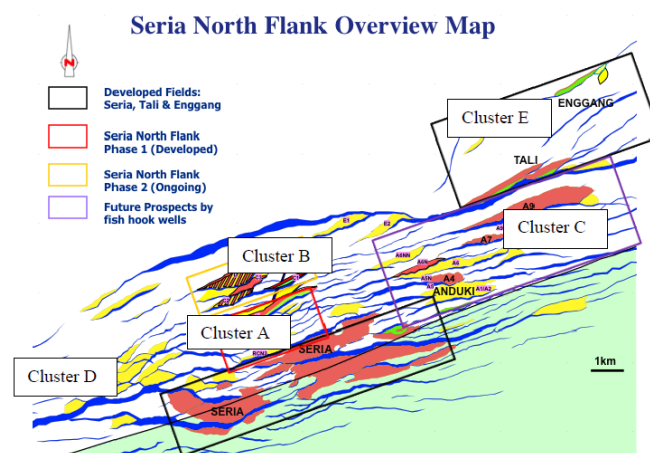
Se destaca el primer caso utilizando el tubo de derivación “uphill” (cuesta arriba) para realizar un empaque con grava en un “fishhook” (anzuelo) el mismo fue realizado en septiembre de 2010. El mismo tipo de completamiento fue realizado una segunda vez meses después.

Todo inicia después de 80 años de producción del campo Seria el cual está ubicado en 25 km de extensión de la costa de Brunei, y continúa descubriéndose petróleo actualmente. Al momento que escribieron el documento el campo contaba con más de 900 pozos perforados y con una producción por encima de 1.1 billones de barriles.

Desde 2007 unos 27 Fishhook (FH) fueron perforados, los pozos tenían una inclinación menor a 120 grados y fueron empacados con grava usando la técnica de Reverse Port Gravel Packing (RPGP), una herramienta especial permite que el bombeo se logre desde la punta del completamiento para poder lograr un completo empaque desde la punta hasta el talón del agujero abierto.

Con el completamiento satisfactorio de los pozos del campo Seria Flanco Norte (SNF), una nueva campaña se inició en Darat Oportunidad de Producción Temprana (DEPO) en su fase I que fue iniciada en 2009, la cual identificó otros objetivos costa afuera. Los cluster B y C que cubren la línea costera de Seria y que fueron desarrollados en agosto de 2010 usando infraestructura existente costa afuera para producción temprana. El enfoque de este proyecto fue en los bloques del campo Anduki ver la imagen 11, los cluster B y C tuvieron un objetivo de 14 bloques individuales. Los pozos prospectos para el proyecto DEPO por sus siglas en inglés tuvieron objetivos bastante desafiantes, ya que la inclinación de los pozos alcanza los 141 grados de inclinación, intervalos de hoyo abierto más largos y con una TVD bastante somera, aproximadamente unos 400 m TVD.

Figura 11. Mapa del Campo Seria Norte

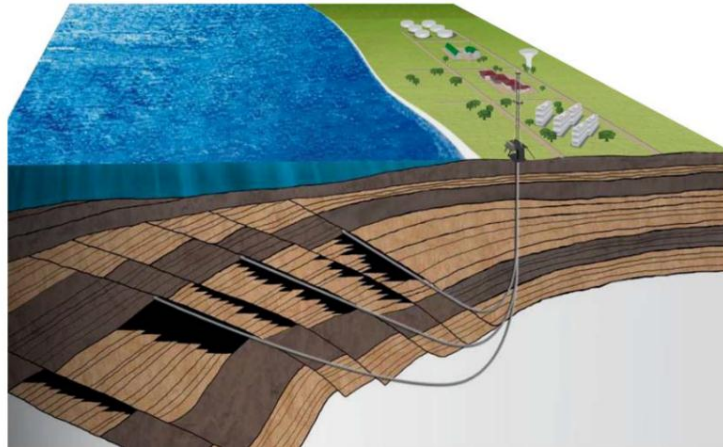


Fuente: Sulaiman S, et al. Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803, November 2011, p. 2.

Todos los pozos del campo Seria fueron perforados con desviaciones menores a 119 grados y *RPGP* fue aplicado eficazmente como método de empaque con grava con inclinaciones mayores a 115 grados, sin embargo, un pozo fue perforado con una inclinación entre 113-119 grados y el completamiento no fue satisfactorio.

El proyecto DEPO ayuda a tener una producción temprana en el campo maduro Seria. Las arenas delgadas y los yacimientos apilados están localizados en las fallas localizadas en el campo. Las locaciones salen desde la costa en puntos desde tierra firme. Los pozos que fueron completados satisfactoriamente fueron acoplados a la infraestructura existente para comenzar con la producción de forma inmediata. La imagen 12 muestra un esquema de la locación en tierra y como se encuentran los yacimientos en el sub-suelo.

Figura 12. Ubicación de los Yacimientos en el campo Seria

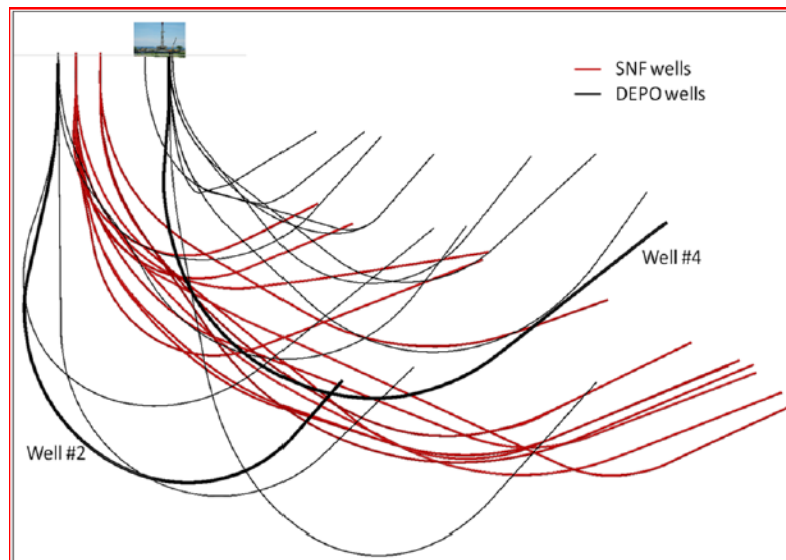


*Fuente: Sulaiman S, et al. Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803, November 2011, p. 2.)*

Los pozos DEPO requieren intervalos a hoyo abierto más largos y al menos 7 pozos requirieron inclinaciones mayores a 120 grados, lo cual derivó en un desafío técnico mucho mayor para asegurar el 100% del empaque anular en la etapa de pre-completamiento. La imagen 13 muestra los pozos DEPO y los pozos SNF.

Las experiencias pasadas de empaques con grava en pozos en intervalos con inclinaciones entre 50-60 grados en varios campos en Brunei, demostraron baja eficacia para alcanzar empaquetamiento efectivo usando técnicas convencionales de completamiento. 4 pozos en la fase 1 fueron seleccionados para la evaluación de Empaque con Grava a Hoyo Abierto (OHGP) por sus siglas en inglés, una tecnología apropiada para pozos con inclinaciones mayores a 120 grados. Dos de los pozos tuvieron mallas con tubos de derivación. Los requerimientos de pre-completamiento fueron: principalmente un empaque anular completo a lo largo de los intervalos con mallas y una segmentación anular con ICV's (Válvulas de control de flujo) que fueron ubicadas dentro de las bases de las mallas para permitir la producción selectiva.

Figura 13. Diagrama de Inclinación de los pozos DEPO y SNF

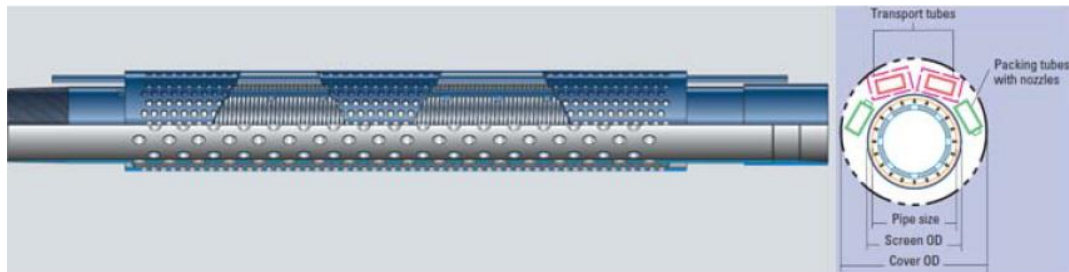


Fuente: Sulaiman S, et al. *Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing* SPE # 146803, November 2011, p. 3.)

**3.1.1 Diseño de Pre-Completamiento.** Inicialmente se tienen mallas con tubos de derivación de 5 ½" 2AF x 2AP horizontal eccentric wire wrap screen, comúnmente

usada en OHGP. La base de la tubería de 5 ½” permite un completamiento inteligente por dentro de la malla. En la imagen 14 se muestra la malla APS.

Figura 14. Malla APS

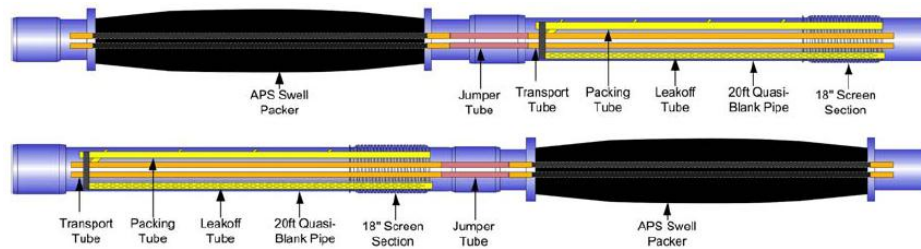


Fuente: Sulaiman S, et al. *Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing* SPE # 146803, November 2011, p. 4.)

- Empaque con grava (GP) set de empaques colocados en posición “upside down” antes de los pozos “fishhook” fue lo único usado en los pozos con desviaciones con menos de 100 grados. Típicamente bolas de metal son usadas para asentar el empaque en pozos convencionales de manera tal que se asegure que la bola llegue al fondo sin problemas. Para un pozo “uphill”, una bola más liviana es usada, para facilitar el camino hasta el asiento de la bola. La operación de empaque fue simulada en una prueba de una yarda bombeando la bola “uphill” al ensamblaje del empaque a diferentes ángulos entre 120-160 grados.
- Una vez que la bola asienta el empaque es necesario asegurar que la bola se mantenga y no pierda su posición, esto se logra usando un módulo de “washdown” con una característica que retiene la bola, el mismo fue usado en otras aplicaciones de OHGP en África Occidental.
- Desde que los empaques con derivación usan fluidos viscosos con poco o sin asentamiento de grava, el empaque usualmente ocurre desde la punta al talón.

En el caso de realizar un empaque desde la punta al talón en un pozo tipo “fishhook” usando un sistema convencional de puerto cruzado en el talón fue considerado como un riesgo adicional del empaque hacia abajo que cubra el puerto cruzado. Por esta razón es tan deseable tener fondos arribas desde el empaque que aseguren que se ha realizado el empaque desde el talón a la punta desde dentro del revestimiento. Esto se alcanza utilizando empaques hinchables que fueron localizados dentro del revestimiento arriba de las mallas. La imagen 15 muestra los empaques hinchables.

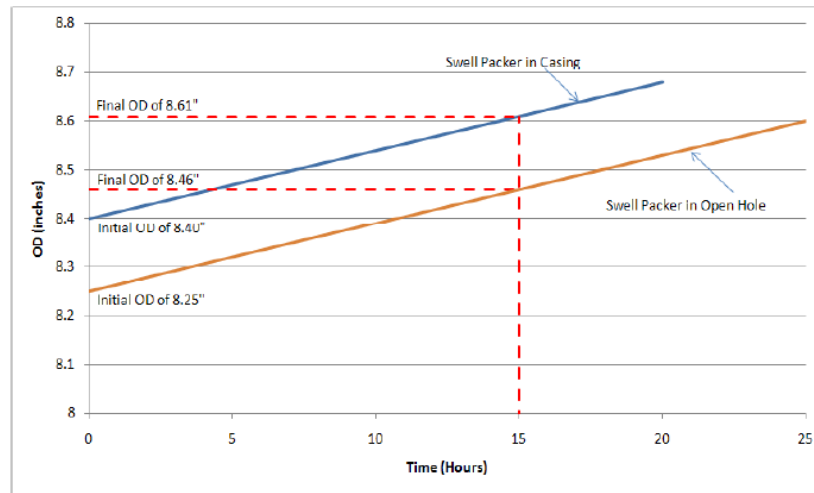
Figura 15. APS Empaque hinchable



*Fuente: Sulaiman S, et al. Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803, November 2011, p 5.)*

El hinchamiento fue logrado al poner en remojo el empaque en diésel con aceleración media, después de que este fue colocado en el pozo, el elastómero permitió el hinchamiento a las 15 horas después de haber colocado el fluido de aceleración. La siguiente grafica muestra la información de la expansión del empaque contra el tiempo de exposición con el fluido acelerador.

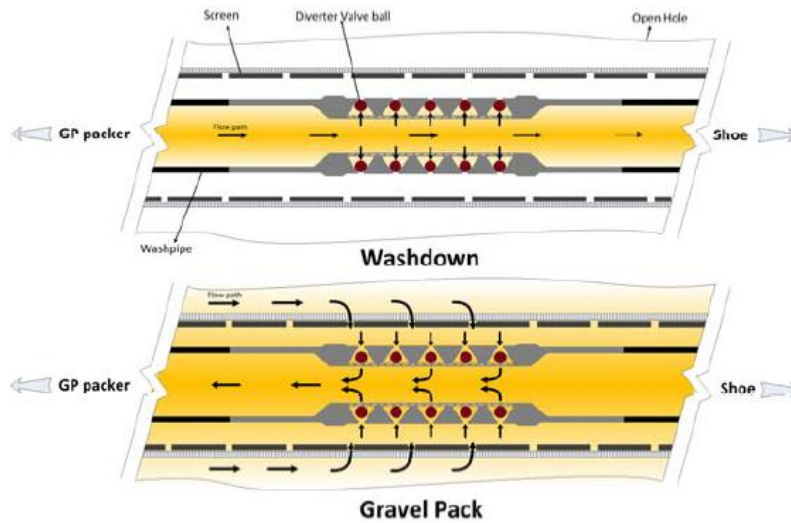
Figura 16. Empaque hinchable Expansión vs. Tiempo



Fuente: Sulaiman S, et al. Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803, November 2011, p 5.)

- Se usaron APS similares con empaques hinchables, pero con diámetro externo menor (8.25") que fueron ubicados en la zona del agujero abierto por intervalos usando el mismo criterio mostrado en la imagen 16 para su empaquetamiento.
- Adyacente a cada malla se colocó una sección ciega para ayudar al empaque hinchable en la segmentación del agujero abierto.
- Es difícil completar largos intervalos de hoyo abierto a profundidades someras sin exceder la presión de fractura (en este caso hacia la punta). Para evitar exceder la presión de fractura, el total del sistema de fricción debe ser reducido, una manera de lograrlo es creando cortos circuitos en el tubo lavador en varios lugares dentro del completamiento. Esto se alcanza usando válvulas de desviación, estas permiten el paso de fluido para realizar el empaquetamiento y también para reducir la presión que se presenta en la zapata. En los pozos DEPO se utilizaron 3 válvulas de 3 ½".

Figura 17. Camino del flujo en la válvula de desviación



Fuente: Sulaiman S, et al. *Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing* SPE # 146803, November 2011, p 6.)

**3.1.2 Fluidos.** El fluido transportador es un componente crítico en un sistema de completamiento de empaquetamiento con grava en hoyo abierto que incorpora mallas APS. Un sistema en base de un surfactante visco elástico (VES) fue escogido como el óptimo para realizar el completamiento de los pozos tipo “fishhook”. Algunos puntos claves para la selección de un fluido VES como transportador de grava fueron:

- Propiedades de Fricción: para poder bombear todo el líquido a través de los tubos de derivación por más de 950 m se requiere un fluido con bajas propiedades de fricción.
- Suspensión de grava a bajas tasas de corte: para prevenir que la arena se asiente a bajas tasas o por si un evento estático crea una interrupción temporal.

- Fluido con recuperación de corte: especialmente importante después que pasa a través de los puntos de cortes en los puertos “uphill” del pozo.
- Fluidos de limpieza: para minimizar el daño en la cara de la arena.
- Simples y fácil de mezclar (la base de los fluidos surfactantes son líquidos sin sólidos haciendo que estos sean usados para mezclas continuas).

**3.1.3 Fluidos Aceleradores.** El fluido usado fue diésel con 10% de solvente. Siendo un pozo “fishhook”, la baja densidad del diésel no posee ningún riesgo al control del pozo en el hoyo abierto. Sin embargo, precauciones deben ser tomadas cuando se inicia el empaquetamiento con grava ya que el retorno posee una mezcla de diésel y el fluido VES. Otro requerimiento para el medio acelerador es que esté libre de sólidos para evitar tapar las mallas. Si los sólidos son inevitables se debe tener un tamaño de orificios apropiados para evitar que las mallas sean obstruidas.

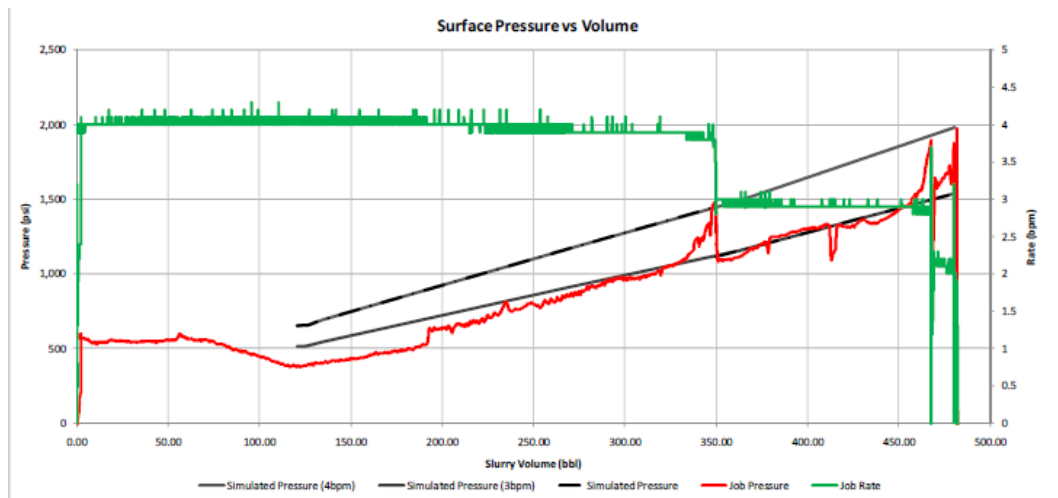
**3.1.4 Removedor de Filtrado.** Para disolución del filtrado, una solución que reacciona lentamente para remover los componentes del filtrado como el almidón y  $\text{CaCO}_3$ , Esta solución ha sido aplicada satisfactoriamente en ambos ambientes (arenas y carbonatos) con buenos resultados. Las tasas de disolución del revoque en el laboratorio para los pozos “fishhook” fueron: 86% después de 72 horas y 90% después de 96 horas respectivamente.

## **3.2 DISEÑO DE BOMBEO DEL EMPAQUE CON GRAVA**

Debido al diseño único de los pozos “fishhook”, OHGP’s usan válvulas desviadoras, el simulador numérico estándar podría no ser usado como propio. En su lugar el simulador numérico fue usado como un pre-procesador y entonces aumentado con una hoja de cálculos para predecir las presiones de superficie y de fondo. El

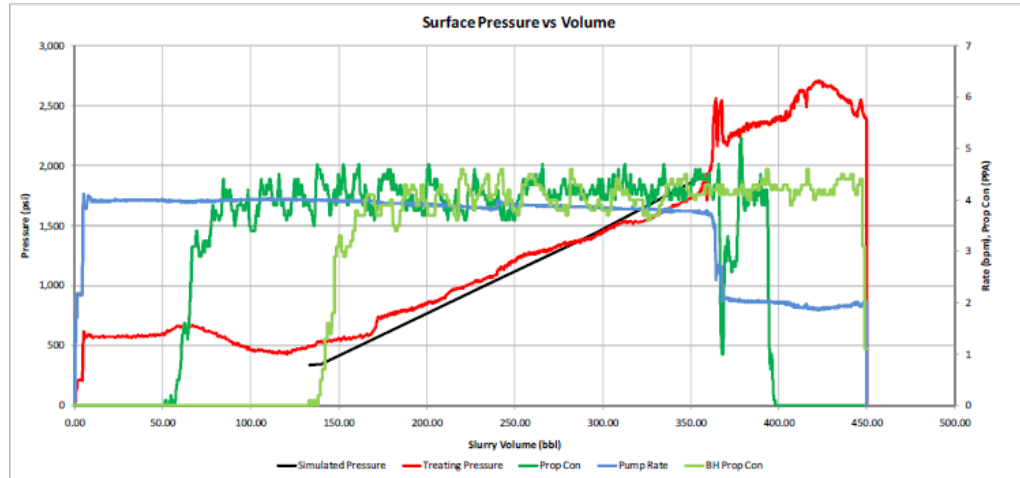
simulador está dividido en tres módulos. Primero los cálculos de las presiones volumétricas y presiones hidrostáticas son completados para cada segmento. En el segundo módulo, las presiones de fricción son calculadas. Las presiones de fricción son calculadas en varias configuraciones de flujo en el pozo usando información existente en la base de datos. La presión del fondo de pozo obtenida en el primer pozo imagen 18, fue usada para actualizar el modelo. La imagen 19, muestra el modelo actualizado con una precisión razonable para la simulación del segundo pozo, la simulación compagina con la presión actual del trabajo.

Figura 18. Presión Simulada pozo 1



Fuente: Sulaiman S, et al. Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803, November 2011, p. 7.)

Figura 19. Presión Simulada Pozo 2



Fuente: Sulaiman S, et al. Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803, November 2011, p 7.

**3.2.1 Parámetros de Bombeo.** La ejecución del trabajo se realizó como estaba planeado y el empaquetamiento fue logrado. La presión de descarte permitió la estimación del tamaño del agujero. El empaque de los intervalos con malla fue claramente observado en ambos pozos. El cronograma de bombeo para el pozo 1, se muestra en la tabla 1 y el resumen del tratamiento en la tabla 2.

Tabla 1. Pozo 1 Programa de Bombeo

Stage	Rate	Prop Conc	Gate Opening	VES Conc	Stage Slurry	Stage Proppant	Stage VES	Time
	(bpm)	(PPA)	(mm)	(gpm)	(bbls)	(lbs)	(gals)	(min)
PAD	4	0	0	10.1	50	0	126	13
4 BPM	4	4	82	8.5	250	35,563	533	63
3 BPM	3	4	70	6.4	31	4,425	66	10
<i>TOTAL</i>						39,989	726	85

Tabla 2. Resumen de tratamiento

Total volume pumped	450 bbls
Pressure at the beginning of job	573 psi
Screen out pressure	2,540 psi
Total sand pumped on surface	43,000 lbs
Total sand reversed out	3,200 lbs
Total sand placed downhole	39,800 lbs
Percentage Pack	Full Pack

Fuente: Sulaiman S, et al. Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803, November 2011, p. 8.

### 3.3 ANÁLISIS POST-TRATAMIENTO

Uno de los objetivos del diseño fue iniciar el empaque desde el talón a la punta para minimizar la posibilidad de puentes o deslizamientos. Para lograr esto, las válvulas de desviación y los empaques fueron ubicados en varios puntos del completamiento. Las válvulas de desviación fueron diseñadas para realizar cortes en el tubo lavador permitiendo que el empaque comience desde el talón, ver imagen 20. Si el empaque desde el talón a la punta ocurre, la distancia que el fluido viaja a través de los tubos de derivación y la correspondiente fricción en los tubos podría incrementarse linealmente, así como el diámetro del agujero permanece constante y la tasa permanece constante. La imagen 21 contiene el gráfico del total estimado de la fricción en la derivación (presión arriba del empaque – presión DV1) y la concentración de empaque en el fondo contra el volumen inyectado para el pozo 2.

Figura 20. Iniciando el empaque desde el talón a la punta y la posición de las válvulas desviadores y empaque.

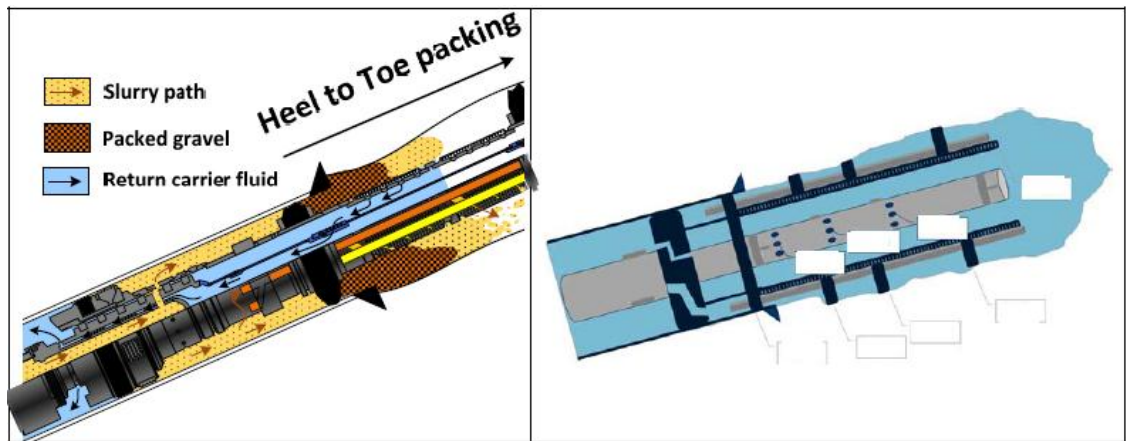
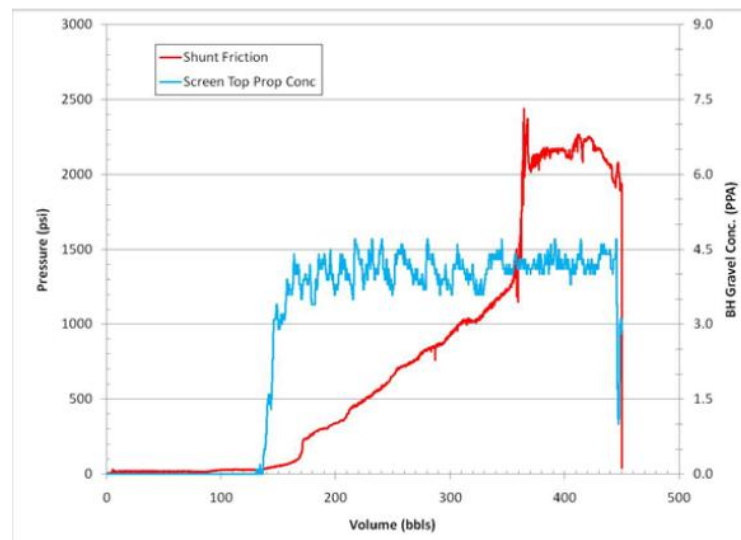


Figura 21. Presión de derivación como indicador de empaque desde el talón a la punta



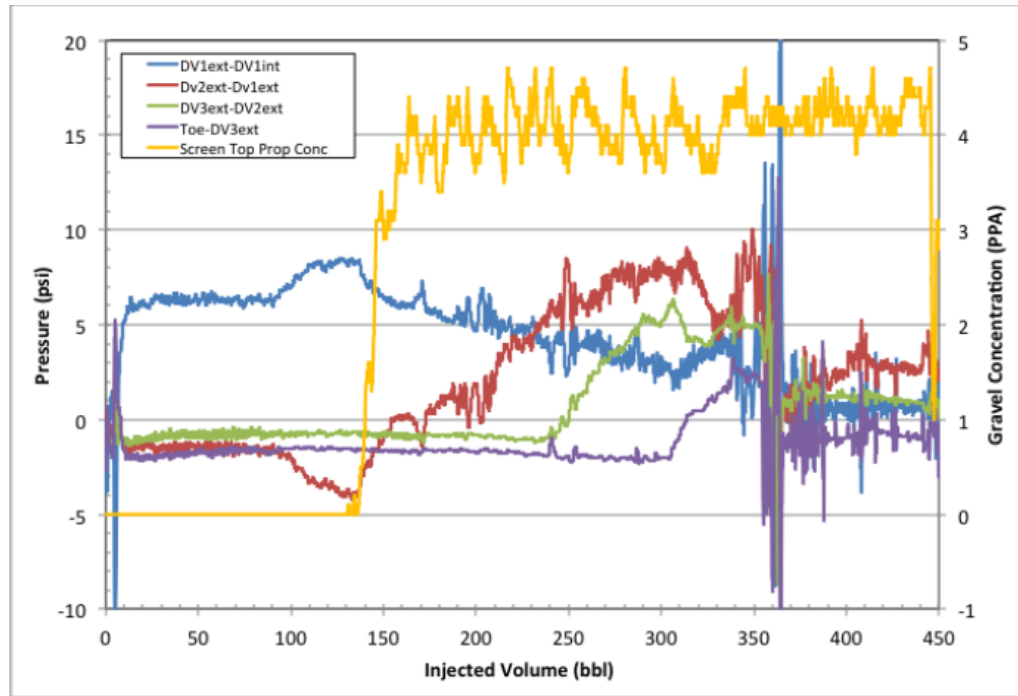
Fuente: Sulaiman S, et al. Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803, November 2011, p. 9.

Otro método para evaluar el empaquetamiento es mirar la evolución del diferencial de presión entre varios medidores. Este diferencial de presión representa cambios

en la presión de fricción a medida que ocurre el empaquetamiento. En la imagen 22, se muestra el gráfico de diferencial de presión, el mismo claramente muestra la tendencia del empaquetamiento desde el talón a la punta. Algunos puntos clave son destacados a continuación:

- Alrededor de 134 bbls de grava llegaron al tope de la malla. Al mismo tiempo, el diferencial de presión en la válvula 1 (DV1 ext – DV int) comienza a caer. Esto ocurre porque el empaquetamiento comienza a moverse hacia la segunda válvula.
- Además, cerca de 134 bbls, fue el diferencial entre (DV2 ext – DV1 ext) con tendencia a incrementar, indicando que el empaque ha pasado del DV1 y se mueve al DV2.
- Cerca de 240 bbls, fue el diferencial de presión entre (DV3 ext – DV2 ext) incrementándose, que indica que el empaque comenzó a moverse del DV2 al DV3.
- Al menos 310 bbls, fue el diferencial de presión entre (La punta – DV3 ext) con incrementos, indicando que la grava de empaque pasa de la válvula DV3 hacia la punta.
- Con unos 354 bbls, las mallas fueron cubiertas.

Figura 22. Gráfico de diferencial de presión contra volumen inyectado



Fuente: Sulaiman S, et al. Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803, November 2011, p. 10.

En resumen, los objetivos operacionales de OHGP fueron alcanzados.

- La presión de fondo durante el trabajo estuvo baja y también por debajo de la presión de fractura en la zapata. El mínimo margen de fractura fue de 550 psi.
- El empaque desde el talón a la punta fue alcanzado.
- La caída de flujo a través de cada válvula fue alcanzada.
- El valor calculado de presión de fricción indicó que trabajos similares pueden ser completados en intervalos con mallas hasta 1600 metros.

### **3.4 DESEMPEÑO DEL POZO Y PRODUCCIÓN**

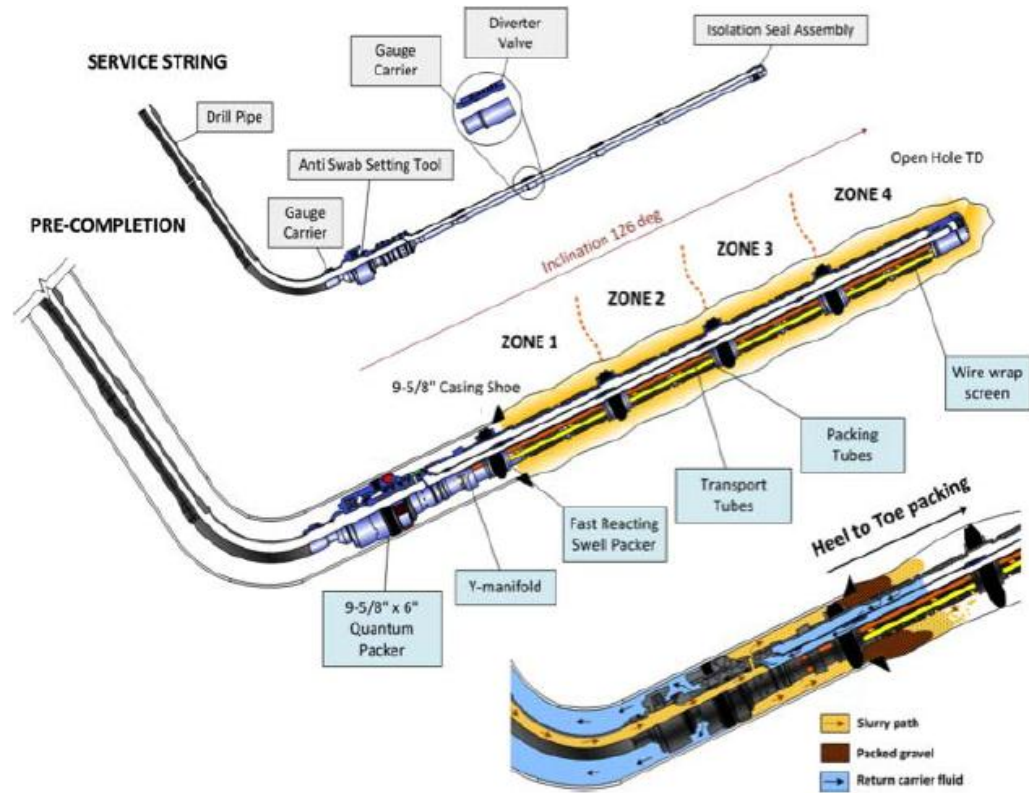
Al momento en el cual fue escrito el documento solamente el pozo 1 había estado fluyendo por más de 3 meses con una producción estable y sin producción de arena. El pozo 2 iba a ser puesto en producción en Julio de 2011.

### **3.5 CONCLUSIONES**

Los pozos tipo “fishhook” continuaran siendo una parte importante para el diseño de pozos en el Flanco Norte de Seria. Un método alternativo de empaque con grava en pozos tipo “fishhook” fue desarrollado e implementado con éxito en dos pozos diferentes. Este método usa configuraciones de herramientas convencionales y resultados de baja presión de fricción durante el tratamiento haciendo esto que sea aplicable para pozos con bajos márgenes de presión de fractura. Los medidores de presión de fondo entregan una información invaluable para comprender el mecanismo de empaque durante el diseño. El análisis de la data obtenida da la confirmación de un empaquetamiento anular completo y que el empaque de grava hizo buen sello como fue planeado.

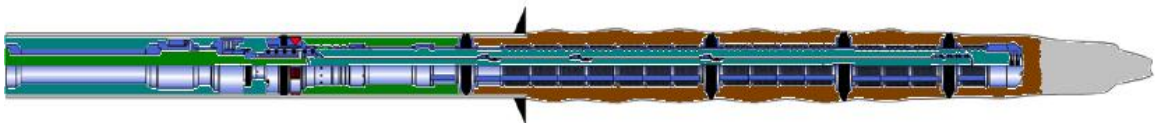
En la siguiente página se muestran, la imagen 23 la sarta de pre completamiento y la figura 24 el completamiento final.

Figura 23. Sarta de pre-completamiento



Fuente: Sulaiman S, et al. Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803, November 2011, p. 13.

Figura 24. Completamiento Final



Fuente: Sulaiman S, et al. Openhole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803, November 2011, p. 15.

## **4. EFICIENCIA DEL EMPAQUE CON GRAVA EN HOYO ABIERTO (OHGP) EN EL CAMPO OCELOTE EN COLOMBIA**

A pesar que la aplicación de empaquetamiento con grava en hoyo abierto ha sido bien documentada, solamente unos pocos casos usando este tipo de completamiento en hoyo abierto en intervalos mayores a 800 ft, han sido implementados en Latinoamérica. Recientemente estudios de campo realizados en el campo Ocelote ha envuelto empaquetamiento con grava en intervalos largos, los mismos se han dado intentando diferentes equipos y herramientas hasta llegar a tener los mejores resultados para el completamiento de campo entero.

Los pozos completados previamente en el campo fueron analizados anteriormente. Debido a cuestiones operacionales y de diseño, la eficiencia del empaquetamiento en un pozo fue mayor a 90%, sin embargo, en todos los demás pozos fue únicamente de 50%. El análisis encontró por qué fue consistentemente baja la eficiencia del empaquetamiento en los primeros tres pozos, se realizaron cambios en los proveedores de servicios para garantizar el empaque 100% de eficiencia con la implementación de nuevos diseños y herramientas para solucionar los problemas existentes y garantizar la operación de empaquetamiento en los siguientes pozos<sup>13</sup>.

### **4.1 EVOLUCIÓN DEL COMPLETAMIENTO PARA EL CONTROL DE ARENA**

En el año 2011 el campo Ocelote producía 19000 BOPD después de 44 pozos que fueron completados con diferentes técnicas, implementando diferentes métodos de control de arena, así como diferentes tecnologías. Los tres principales enfoques de los equipos de ingeniería cuando se perfora y se completa son: verticales, desviados

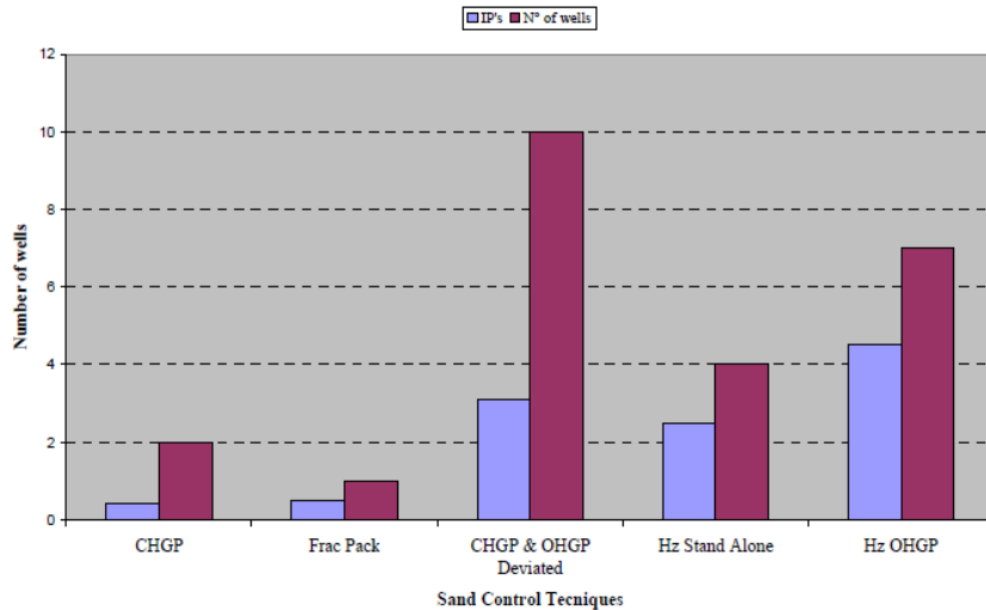
---

<sup>13</sup> TRUJILLO H., *et al.* How to Constantly Deliver 100% Packing Efficiency in Openhole Gravel Packs: A Field Study in Colombia, SPE Paper 146447. November 2011. p. 1.

a hoyo abierto y horizontales hoyo abierto. Una vez que el equipo de ingeniería ha identificado cada uno de esos enfoques, se perforó el primer pozo a profundidades medidas de 5000-6000 ft en promedio para producir en la formación Carbonera C7 en una arena de aproximadamente 30 a 35 ft de espesor, con permeabilidades en el orden de 1 a 2 Darcy a lo largo de la sección abierta.

La evolución del desarrollo del campo inició con dos pozos verticales entubados (Ocelote 1 y Ocelote 2) que fueron completados usando técnicas de empaque con grava en hoyo entubado, y que tuvieron un promedio de índice de productividad (PI) de 0.5, el mismo fue muy bajo para el potencial esperados del campo. Siguiendo el análisis de producción de esos dos primeros pozos, se decidió completar varios pozos horizontales con mallas simples (Ocelote 3 y Ocelote 5), seguido por un pozo desviado con empaque de grava a hoyo abierto en el Ocelote 4. Todos eso pozos tuvieron índices de productividad bajos. Los bajos índices de productividad con esas prácticas llevaron a los equipos de ingeniería a reevaluar los tipos de completamiento usados en el campo, luego se perforaron 10 pozos desviados y completados con técnicas convencionales de empaque con grava en ambientes con hoyo entubado y hoyo abierto. A pesar de que los índices de productividad mejoraron alcanzando aproximadamente 3 (PI), el potencial esperado de esos pozos continúo siendo cuestionado. Estudios de yacimientos realizados mostraron que las perforaciones de pozos horizontales en un rango de 1000 a 1200 ft de hoyo abierto pueden ser más rentables para el campo y estarían más cercanos a la productividad esperada. La imagen a continuación muestra los comportamientos de índice de productividad de los primeros pozos completados con diferentes técnicas de control de arena.

Figura 25. Control de arena e Índice de Productividad



Fuente: Trujillo H, et al. How to Constantly Deliver 100% Packing Efficiency in Openhole Gravel Packs: A Field Study in Colombia SPE-146447, November 2011, p. 3.

Estudios iniciales de yacimiento mostraron que pozos horizontales podrían ser ejecutados satisfactoriamente y alcanzar índices de productividad mayores a 4. Los objetivos principales para la campaña de pozos horizontales incluyeron:

- Realizar un empaque con grava a hoyo abierto en pozos horizontales, tomando en cuenta operaciones, control de arena y resultados de producción
- Evitar lavar la formación a lo largo de la sección de hoyo abierto para la estabilidad del agujero
- Tomar en consideración el retorno de fluidos antes y durante el bombeo para evitar erosionar el revoque
- Establecer parámetros de bombeo óptimos
- Obtener consistentemente como mínimo 70% de eficiencia de empaque en todos los pozos

- Extender la expectativa de vida del pozo comparada con otras técnicas aplicadas en el campo Ocelote
- Alcanzar una producción esperada de 2000 B/D con una caída de presión en el orden de 500 PSI

El primer pozo horizontal fue el Ocelote 6H con 1066 ft de longitud, aunque solamente se completaron 630 ft con mallas porque la condición geométrica del pozo no permitió llegar hasta la profundidad final. Después de unos días, la producción comenzó a disminuir debido a la producción de arena desde el yacimiento y taponó las mallas. Esto se verificó físicamente con un trabajo de workover y los registros corridos en el pozo. Estudios adicionales en el yacimiento indicaron que el volumen de fluido que se producía de 2500 BFPD o más era suficiente para levantar las partículas de arena a la superficie y bloquear las mallas y los equipos de completamiento.

El segundo pozo fue completado en septiembre de 2009, Ocelote 12H, aplicando las lecciones aprendidas del primer pozo. El diseño fue aplicado para un pozo horizontal con una longitud de 991 ft OHGP el ensamblaje llegó al fondo teniendo en cuenta las recomendaciones de torque y arrastre dadas. Adicional a esto se tuvo muy en cuenta la selección de la grava y las mallas. La grava seleccionada fue Carbolite 16/20 con una gravedad específica de 2.7, y mallas Premium con orificios de 250  $\mu\text{m}$ . Este pozo presentó problemas en su geometría y el diámetro del agujero mostró tener alargamientos de su tamaño original de 8.5 pulgadas a 17 pulgadas en tres zonas. Durante el bombeo de grava, solamente 77% de retorno fue observado, los análisis mostraron que debido a los alargamientos en el diámetro la velocidad lineal durante la circulación, incrementaba la velocidad de asentamiento de la grava, causando un llenado prematuro. La eficiencia alcanza fue solamente de 36%.

Después del Ocelote 12H el cual dio una amplia fuente de aprendizaje para ser implementados en los siguientes pozos, esta curva de aprendizaje se usó en el siguiente pozo Ocelote 5H que fue perforado en noviembre de 2009 con una extensión de 706 ft a ser completados. Los aspectos más importantes aplicados en este pozo fueron:

- Una prueba de circulación para el ensamblaje del empaque con grava
- Limpieza de la tubería de producción, incluyendo un nuevo procedimiento para evitar bombear sólidos y partículas que puedan afectar el pozo o la formación
- Hacer una prueba de inyección
- Hacer una prueba de etapas de bombeo
- Determinar el procedimiento de para el bombeo del empaque de grava

Gracias a la implementación de las lecciones aprendidas en el pozo Ocelote 12H, la ejecución en el pozo Ocelote 5H fue una eficiencia de empaque del 100%, sin embargo, la siguiente pregunta fue: Se podrá lograr la eficiencia de 100% en los pozos siguientes?

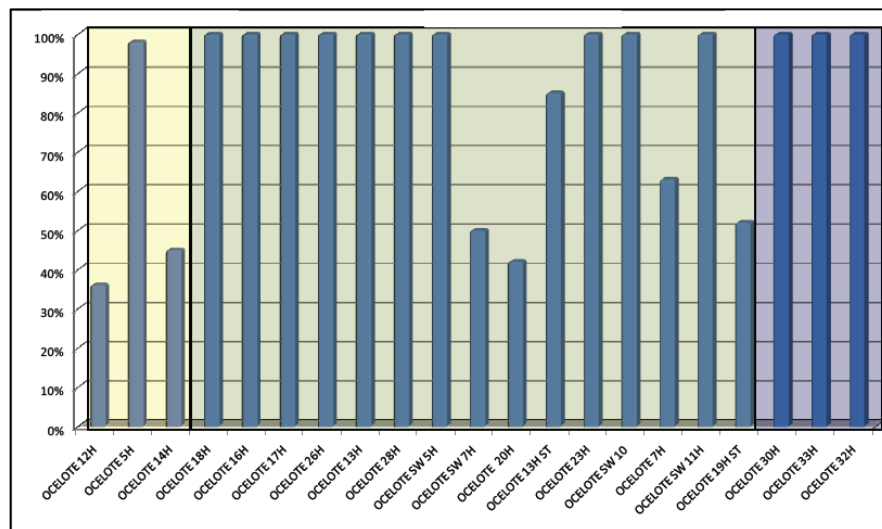
El siguiente pozo fue el Ocelote 14H, con una extensión de 800 ft, se aplicaron básicamente los mismos parámetros establecidos del pozo anterior, este pozo no presentó problemas en la geometría, sin embargo, al momento de realizar el procedimiento de empaquetamiento se presentaron fallas en la herramienta que forzaron un empaquetamiento prematuro. La eficiencia alcanzada fue de solamente 45%, el análisis posterior indicó que el empaquetamiento usado no fue el apropiado. Una vez identificado el problema en el pozo Ocelote 14H, se establecieron nuevos procedimientos para la selección y el diseño para los siguientes trabajos, los mismos incluyeron un sistema como se describe a continuación:

- Planeación del pozo
- Revisión en conjunto (operador y proveedor de servicio)

- Proceso de verificación de calidad
- Diseño y ejecución del trabajo
- Revisión después de la ejecución

Entre mayo de 2010 y junio de 2011 fueron completados 20 pozos horizontales con la técnica de OHGP. Todos esos completamientos usando el nuevo esquema de trabajo alcanzaron un 100% de eficiencia de empaque. Las excepciones fueron los pozos Ocelote SW7H, Ocelote 20H, Ocelote 13HST, Ocelote 7H, Ocelote 19HST, que presentaron problemas con el equipo de bombeo y el equipo de superficie. Luego de solventar los inconvenientes la campaña mostró una eficiencia de 100% en el empaquetamiento, con las nuevas metodologías aplicadas en el campo no se ha experimentado producción de arena en ninguno de los pozos completados y finalmente el potencial de producción ha excedido en todos esos pozos con una caída presión más baja que la que había sido aplicada previamente.

Figura 26. Eficiencia del empaque con grava en el campo Ocelote



Fuente: Trujillo H, et al. How to Constantly Deliver 100% Packing Efficiency in Openhole Gravel Packs: A Field Study in Colombia SPE-146447, November 2011, p 7)

## 5. EMPAQUE CON GRAVA Y TECNOLOGÍA ICD (INFLOW CONTROL DEVICE)

La maximización de la recuperación de las reservas mediante la utilización de pozos horizontales requiere el manejo del flujo de fluidos a través del yacimiento. Un enfoque de creciente popularidad es el empleo de dispositivos de control de influjo que retardan la intrusión de agua y gas y reducen el volumen de reservas pasadas por alto<sup>14</sup>.

Las técnicas de perforación de pozo de alcance extendido incrementan significativamente el contacto entre el pozo y el yacimiento. Este contacto incrementado permite que los operadores utilicen menos caída de presión para lograr tasas de producción equivalentes a los pozos verticales o desviados convencionales. La capacidad para optimizar los resultados obtenidos con estas configuraciones estándar, mediante un manejo más efectivo de los fluidos del yacimiento, ha sido mejorada sustancialmente gracias al desarrollo de válvulas de control de influjo y estranguladores en forma remota. Estos dispositivos permiten que se pueda ajustar el flujo de zonas individuales que se encuentran sobre presionadas o sub presionadas, o de zonas que producen agua o gas, lo cual puede resultar perjudicial para la productividad general del pozo.

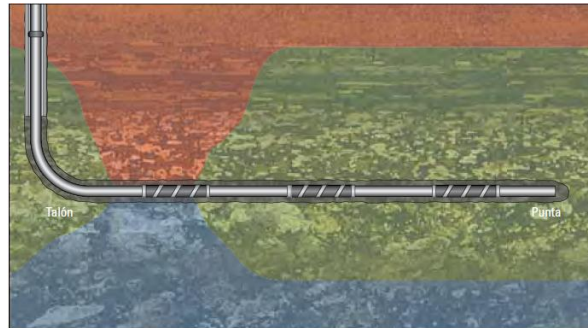
No obstante, las secciones largas perforadas en sentido horizontal a través de un solo yacimiento plantean otros tipos de desafíos. En las formaciones homogéneas, se producen caídas de presión significativas en el intervalo del agujero descubierto, a medida que los fluidos fluyen desde la profundidad total, hacia el talón del pozo. El resultado puede ser la ocurrencia de caídas de presión significativamente mayores en el talón que en la punta. Conocido como efecto talón-punta, este diferencial de presión produce un influjo irregular a lo largo de la trayectoria del pozo

---

<sup>14</sup> TOR, Ellis, et al. Oilfield review Winter 2009/2010, no.4, Schlumberger. p. 30.

y genera el fenómeno de conificación de agua o gas en el talón. Una de las posibles consecuencias de esta condición, es el fin anticipado de la vida productiva del pozo y un volumen sustancial de reservas que quedan sin recuperar en el tramo inferior del pozo.

Figura 27. Efecto Talón-Punta



Fuente: TOR Ellis, et al. Oilfield review Winter 2009/2010, no.4, Volumen 21, p. 31)

Las pérdidas de presión producidas a lo largo de un pozo horizontal, en una formación homogénea, hacen que la presión de flujo de la tubería sea más baja en el talón del pozo que en la punta. Con el tiempo, y mucho antes que el petróleo (verde) proveniente de las secciones cercanas a la punta llegue al pozo, el volumen de agua (azul) o gas (rojo) presente es arrastrado hacia el talón (imagen 27 página anterior); esto produce el fin anticipado de la vida productiva del pozo. Los dispositivos de control de influjo instalados dentro de los arreglos de filtros de arena igualan la caída de presión producida a lo largo de todo el pozo, estimulando el flujo uniforme de petróleo y gas a través de la formación (ver imagen 28) de modo que los arribos de agua y gas son retardados y tienen lugar en forma simultánea.

Figura 28. Efecto Talón-Punta con arreglo de ICD



Fuente: TOR Ellis, et al. *Oilfield review Winter 2009/2010, no.4, Volumen 21, p31*)

La irrupción temprana de agua o gas en cualquier punto de la trayectoria del pozo, también puede provenir de la heterogeneidad del yacimiento o de las diferencias entre el pozo y los contactos del fluido. Las variaciones de presión producidas en el yacimiento por posibles compartimientos o por la interferencia del flujo hacia los pozos de inyección también pueden conducir a una irrupción prematura.

Muchos completamientos diseñados para pozos de largo alcance incluyen sistemas de control de la producción de arena. Si estos completamientos no cuentan con dispositivos de aislamiento, tales como empacadores, el flujo anular puede producir la erosión severa y el taponamiento de los filtros de arena.

En los completamientos tradicionales, la solución para contrarrestar el incremento del corte de agua o gas consiste en reducir el diámetro del estrangulador en el cabezal del pozo. Esto reduce la caída de presión, lo cual traduce en tasas de producción más bajas, pero niveles más altos de recuperación acumulada de petróleo. No obstante, esta solución simple por lo general no funciona en pozos perforados con altos ángulos de inclinación.

En los pozos terminados con tecnología inteligente, se pueden aislar o reducir el flujo proveniente de zonas problemáticas, utilizando válvulas de fondo de pozo accionadas en forma remota. Pero los pozos horizontales, diseñados para optimizar la exposición del yacimiento, a menudo no son candidatos adecuados para dichas estrategias. Los pozos extremadamente largos con frecuencia poseen muchas zonas. El límite respecto del número de penetraciones disponibles en el cabezal del pozo, puede tornar imposible el despliegue de un número de válvulas de control de fondo de pozo, suficiente para garantizar su efectividad.

Debido a esto se opta por que este tipo de pozos con múltiples zonas produzcan utilizando dispositivos de aislamiento tales como empacadores dilatables. Para reducir el flujo cruzado y contribuir al flujo uniforme a través del yacimiento, se ha recurrido a los dispositivos pasivos de control de influjo (ICDs), combinados con empacadores dilatables. Mediante la restricción o la normalización del flujo a través de las secciones de alto régimen de producción, los dispositivos ICD producen mayores caídas de presión, y por consiguiente tasas de flujo más altas, a lo largo de secciones de pozo que son más resistentes al flujo. Esto permite corregir el flujo irregular causado por el efecto talón-punta y la permeabilidad heterogénea.

Independientemente de que estén diseñados con fines de inyección o de producción, los dispositivos ICD poseen aplicaciones en pozos horizontales y desviados y en diversos tipos de yacimientos<sup>15</sup>. Estos dispositivos suelen formar parte de completamientos en agujero descubierto que además incluyen filtros de arena. Por otro lado, los completamientos con dispositivos ICD a menudo utilizan empacadores para segmentar el pozo en los puntos de gran contraste de permeabilidad. Esta estrategia combate los fenómenos de conificación de agua o formación de crestas de gas a través de zonas fracturadas, detiene el flujo anular

---

<sup>15</sup> JOKELA, T. "Significance of Inflow Control Device (ICD) Technology in Horizontal Sand Screen Completions" Tesis de Licenciatura, Det Teknisk-atuvitenskapelige Fakultet, Stavanger. 30 Mayo 2008.

entre los compartimientos y permite el aislamiento de las zonas húmedas potenciales.

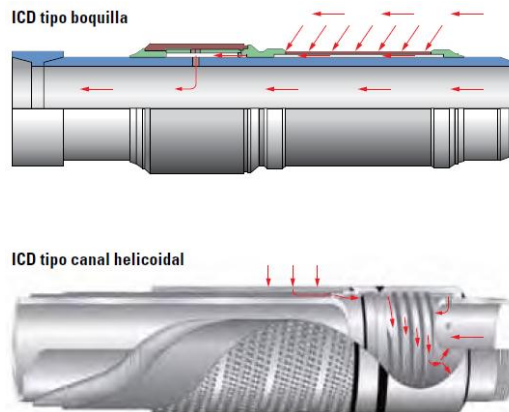
Los dispositivos ICD también son efectivos en los yacimientos en los que su capacidad para regular las tasas de influjo crea en la punta del pozo una caída de presión suficiente para que el fluido de yacimiento fluya o lleve el revoque de filtración y otros sólidos a la superficie.

## **5.1 CONTROL DE LA VELOCIDAD**

Los dispositivos de control de influjo se incluyen en el hardware instalado en la interfase existente entre la formación y el pozo. Estos dispositivos utilizan una diversidad de configuraciones de flujo continuo que incluyen boquillas, tubos, y canales helicoidales de tipo laberinto. Están diseñados para balancear el perfil del influjo del pozo y minimizar el flujo anular a expensas de una caída de presión adicional, limitada entre la formación y el pozo. Y lo logran a través del cambio de régimen de flujo, que pasa de flujo radial darciano en el yacimiento a un flujo con una caída de presión adicional dentro del dispositivo ICD. Cada uno de los tipos básicos de dispositivos ICD utiliza un principio operativo diferente para alcanzar esta contrapresión.

La caída de presión que se produce en un dispositivo ICD de tipo boquilla es una función de la tasa de flujo a medida que el fluido atraviesa los orificios de restricción insertados en la tubería base o en el alojamiento externo a la tubería base. Como lo estipula el principio de Bernoulli, la caída de presión producida a través de un orificio se incrementa en función del cuadrado de la velocidad del flujo de fluido, la cual aumenta cuando se reduce el diámetro de apertura del orificio.

Figura 291. Tipos principales de dispositivos ICD



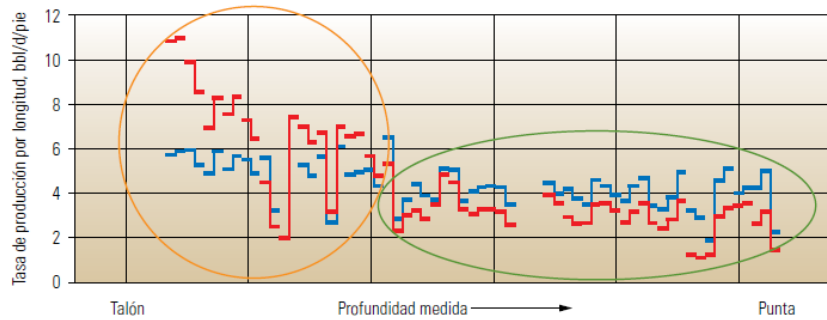
Fuente: TOR Ellis, et al. Oilfield review Winter 2009/2010, no.4, Volumen 21, p32)

En la imagen se muestra el fluido proveniente de la formación (flechas rojas) fluye a través de las múltiples capas de los filtros, montadas en una camisa interna, y a lo largo del espacio anular existente entre el tubo base sólido y los filtros. Luego ingresa en la tubería de producción, a través de una restricción en el caso de las herramientas con boquillas y orificios (parte superior), a través de un trayecto tortuoso en el caso de los dispositivos tipo helicoidal o tubular (para inferior de la imagen).

En un modelo heterogéneo, los dispositivos ICD redujeron la tasa de influjo (curva azul de la imagen 30) en el talón (dentro del círculo naranja) a la mitad de la tasa pronosticada para una terminación con cedazos solamente (curva roja). Pero incrementaron la tasa de influjo proveniente de los dos tercios inferiores del pozo (dentro del ovalo verde), incluida la punta.

Los diseños de los dispositivos ICD se basan habitualmente en modelos de yacimientos previos a la perforación, y la modificación del régimen nominal de los dispositivos ICD de tipo canal o tubo es más complejo, lento y difícil de implementar en la localización.

Figura 30. Reducción de la influencia de las áreas con alta tasa de flujo



Fuente: TOR Ellis, et al. *Oilfield review Winter 2009/2010, no.4, Volumen 21, p32*)

## 5.2 MÉTODO DE COMPLETAMIENTO EN EL CAMPO

Durante el desarrollo del campo, diferentes tecnologías y técnicas de control de arena fueron implementadas para tratar los problemas asociados a la producción de arena en la formación Carbonera 7. La alta heterogeneidad de la arena de la formación, además de la distribución de las partículas de arena, donde se determinó que la más favorable y efectiva técnica para el manejo de arena en el campo fue el empaque con grava en hoyo abierto (OHGP). Desde la implementación de esta tecnología, no se ha experimentado producción de arena en ninguno de los pozos completados. Sin embargo, el problema de irrupción temprana de agua y los altos cortes de agua han sido otro problema durante la producción.

El yacimiento del campo tiene un mecanismo de empuje de agua que genera un incremento de producción de agua que afecta la recuperación de crudo y la vida productiva de los pozos. La mayoría de los pozos horizontales han mostrado unos cortes de agua de 90% y mayor en las primeras etapas de producción; esta irrupción temprana de agua genera un impacto económico y directamente afecta el índice de productividad (IP) de esos pozos. Este problema dio como resultado una gran oportunidad para desarrollar un nuevo completamiento que permita atacar los dos

principales problemas, el control de arena y retardar la producción de agua, mientras que se mejora la productividad del yacimiento retrasando la intrusión de agua.

El objetivo principal fue incrementar la recuperación en el yacimiento mientras se maximiza el valor neto del campo.

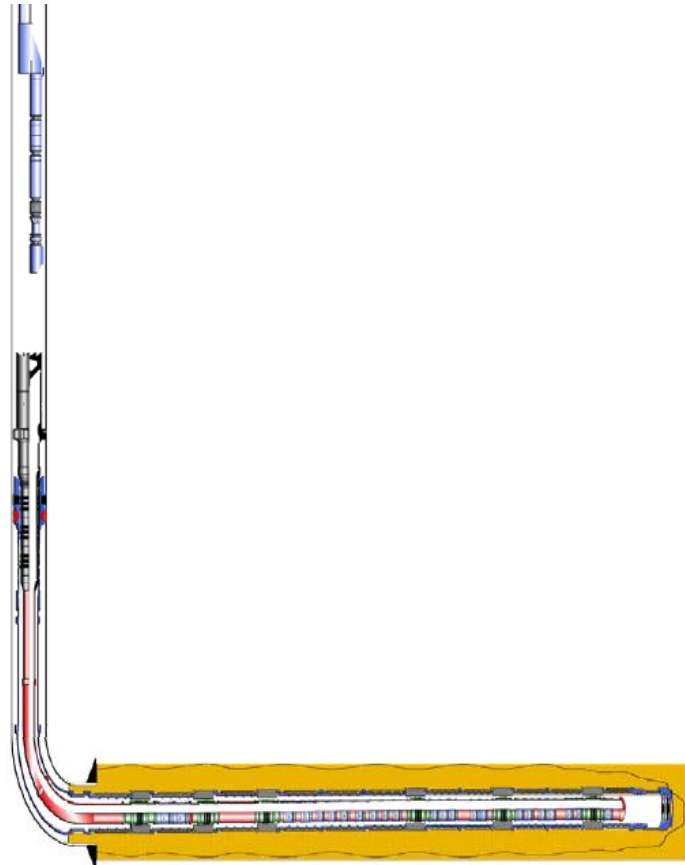
Los principales objetivos técnicos fueron:

- Ajustar eficientemente la presión (delta P y caída de presión) a lo largo de todo el completamiento
- Balancear la producción de crudo a lo largo del completamiento, y mejorar la producción de fluidos de las zonas con bajas o moderadas permeabilidades mientras se retrasa la intrusión de agua
- Mejorar el drenaje del yacimiento y limitar eludir las reservas del campo
- Implementar un completamiento con ICD que alcance un empaque con grava con una eficiencia del 100%
- Ser capaz de recuperar y ajustar el completamiento en la localización.

El esquema de los pozos con empaque con grava en el campo incluye: el ensamblaje para el empaque con grava en la parte inferior del completamiento y la implementación de bombeo electro sumergible (ESP) y una herramienta tipo "Y" en colector en la sección superior del completamiento.

/

Figura 31. Esquema Típico de completamiento para un pozo en el campo



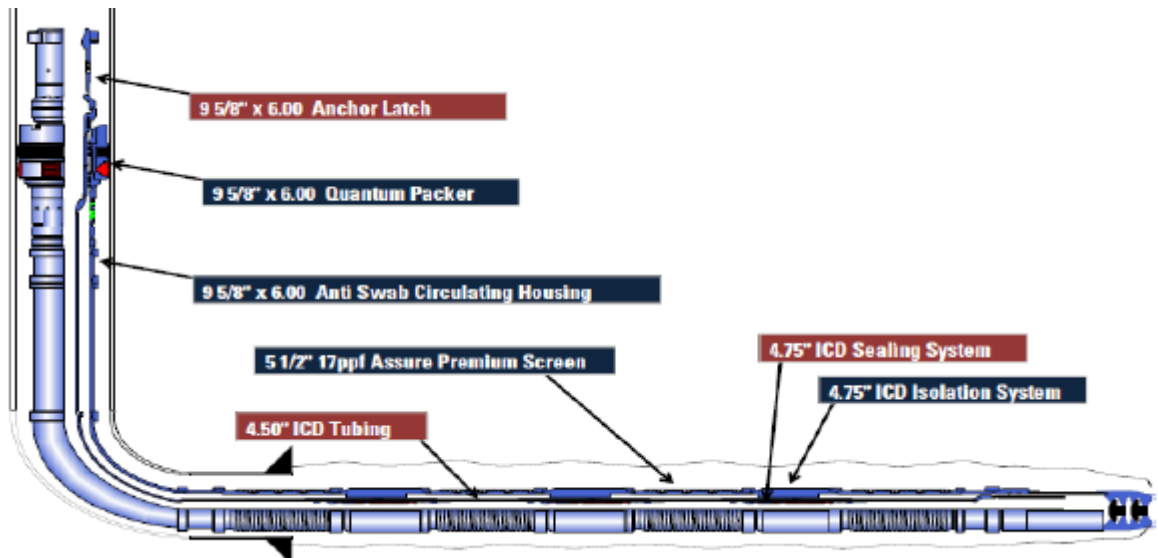
Fuente: Tomado de: Vélez B, et al. A Novel Technique for Wells that Require Gravel Packing for Sand Control and Inflow Control Devices for Managing Water Encroachment: Case Histories in Colombia, SPE Paper 159743, October 2012, p3.

La ventaja del diseño de ICD junto con el ensamblaje de empaque con grava es que se puede sacar del hoyo para realizar cambios en la distribución de las boquillas para adaptarse a los cambios del yacimiento.

Para realizar el empaque con grava en los pozos seleccionados, las mallas propuestas fueron 5 ½" 17 ppf, 250 micrones mallas tipo Premium, que permiten ubicar la tubería ICD con las boquillas de ICD dentro de las juntas lisas de 4 ½".

Para hacer los compartimientos en el yacimiento un sistema de ICD de aislamiento de 4 3/4" (ID) fueron ubicados dentro de las mallas, en el completamiento interno, un sistema de sellos de ICD de 4 3/4" (OD) fue desarrollado especialmente para esta aplicación. La siguiente imagen muestra el ensamblaje comúnmente usado, este incluye una serie de receptáculos pulidos (PBR) por sus siglas en inglés, con las mallas para complementar el sistema de sello interno y no comprometer la integridad del empaque, además se muestran los ICD incorporados dentro de la tubería de producción de 4 1/2" y el sistema de aislamiento interno.

Figura 322. Esquema del ensamblaje de 5 1/2" de empaque con grava incluyendo 4 1/2" ICD con aislamiento interno



Fuente: Vélez B, et al. A Novel Technique for Wells that Require Gravel Packing for Sand Control and Inflow Control Devices for Managing Water Encroachment: Case Histories in Colombia, SPE Paper 159743, October 2012, p5.

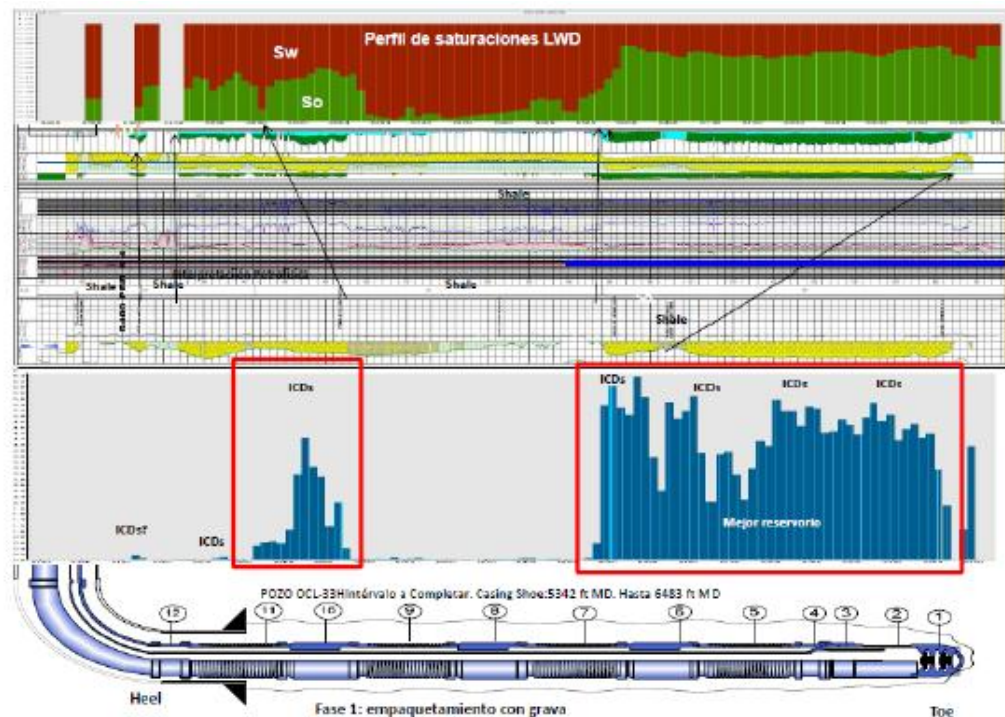
Se seleccionaron 4 pozos para realizar las pruebas iniciales con esta nueva tecnología, el primer pozo horizontal fue O33H, con 1144 pies de sección horizontal. El mismo logro 100% de eficiencia en su empaque, la ubicación de los sistemas de aislamiento fue seleccionado después de calibrar la data de los registros con la

información petrofísica para maximizar la selección de los ICD con el mejor potencial productivo.

Los escenarios de producción de este pozo, así como para el resto de pozos en los que se implementó el empaque con grava y ICD, fueron simulados usando software para la ubicación de los ICD y software de simulación basado en propiedades de los fluidos, propiedades de la roca, y la presión inicial del yacimiento para ubicar las boquillas internas dentro del sistema ICD.

La siguiente imagen muestra la interpretación realizada para la localización de los ICD de acuerdo a las saturaciones de crudo y agua a partir de los registros LWD.

Figura 33. Diseño del completamiento con ICD de acuerdo a los perfiles de saturación y permeabilidad

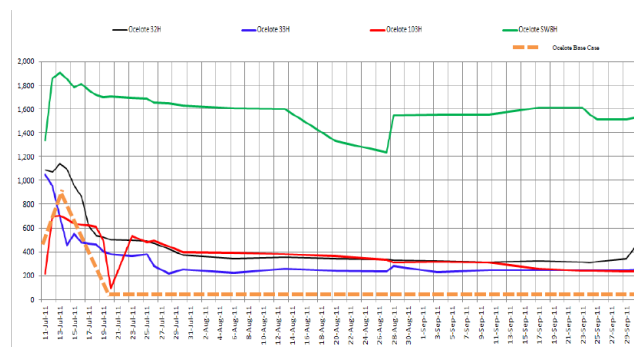


Fuente: Vélez B, et al. A Novel Technique for Wells that Require Gravel Packing for Sand Control and Inflow Control Devices for Managing Water Encroachment: Case Histories in Colombia, SPE Paper 159743, October 2012, p. 5.

## 6. ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE LA PRODUCCIÓN

Para evaluar los desempeños de producción de los pozos, la data fue graficada y comparada para identificar cualquier tendencia, en el siguiente gráfico se puede apreciar las curvas combinadas de producción de 4 pozos donde se completó con empaque con grava y dispositivos ICD, comparados a su vez con un pozo base del campo.

Figura 34. Curvas de Producción ICD OGHP vs. Convencional



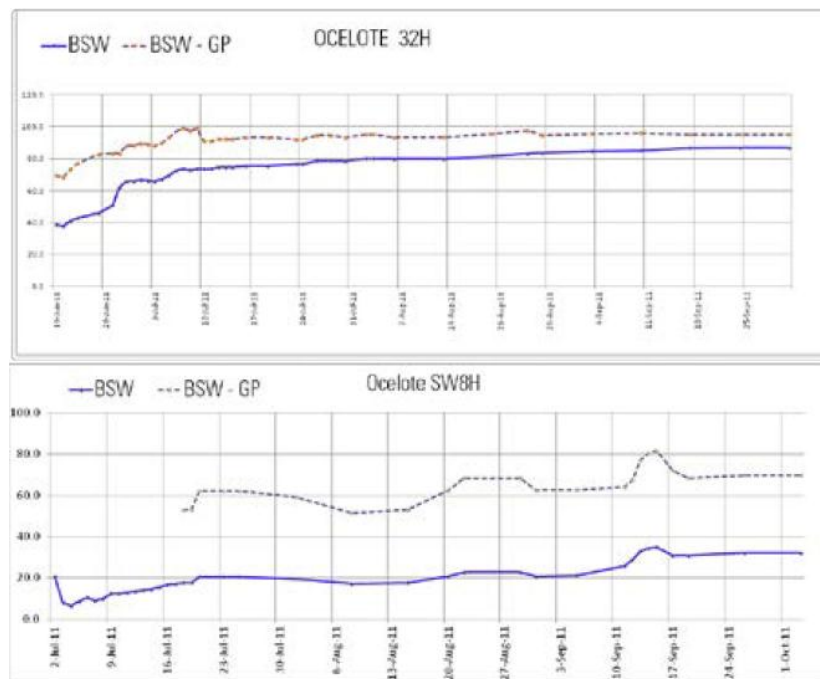
Fuente: Vélez B, et al. A Novel Technique for Wells that Require Gravel Packing for Sand Control and Inflow Control Devices for Managing Water Encroachment: Case Histories in Colombia, SPE Paper 159743. October 2012. p. 9.

Basados en las curvas de producción, los pozos Ocelote SW8H y Ocelote 32H fueron escogidos para simular el escenario sin ICD para poder comparar con y sin empaque con grava más ICD. Para evaluar propiamente el desempeño de los ICD, un escenario de únicamente empaque con grava fue simulado, y la data real de producción se cargó en un simulador hidráulico para posteriormente calibrarse con la información de Pr, Kv, Kh, So, Sw, adicionalmente se usó como referencia la información de un pozo típico del campo para validar los resultados. La simulación

dio como resultado varios puntos donde se podía comparar la producción en un pozo convencional y un pozo con ICD<sup>16</sup>.

Los resultados mostraron una reducción efectiva del valor de BSW. El primer ejemplo que se obtuvo fue en el pozo Ocelote SW8H con un 32% de BSW con ICD y el valor calculado sin el uso de ICD fue de 69%, En el segundo pozo Ocelote 32H el valor real de BSW fue de 87% mientras que el calculado sin ICD fue de 95%.

Figura 35. Comparación del BSW para pozos con y sin ICD



Fuente: Vélez B, et al. A Novel Technique for Wells that Require Gravel Packing for Sand Control and Inflow Control Devices for Managing Water Encroachment: Case Histories in Colombia, SPE Paper 159743. October 2012. p. 9.

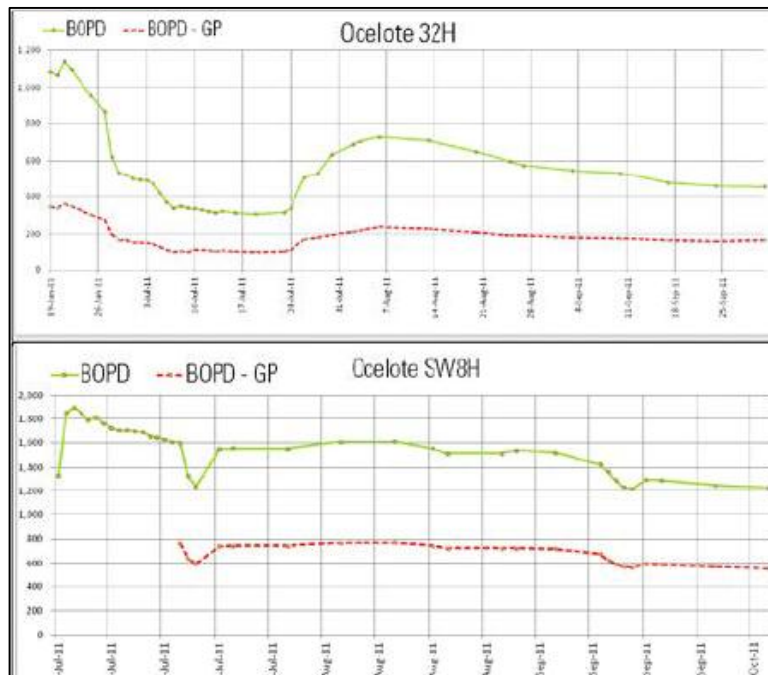
<sup>16</sup> VÉLEZ B., *et al.* A Novel Technique for Wells that Require Gravel Packing for Sand Control and Inflow Control Devices for Managing Water Encroachment: Case Histories in Colombia, SPE Paper 159743. October 2012. p. 9.

Por lo general en el campo se presentan cortes de agua > al 90%. En la imagen 35 (parte superior) se muestra el comportamiento a largo plazo del BSW para dos pozos.

En el caso de la producción de crudo, los resultados muestran mejor desempeño con dispositivos ICD, para el momento de la prueba la producción de crudo en el pozo Ocelote SW8H fue de 1230 BOPD y la producción calculada sin ICD fue de 547 BOPD, dando un incremento de 683 BOPD, un caso similar se presentó en el pozo Ocelote 32H donde la producción con ICD alcanzo 456 BOPD y sin el uso de ICD estaba alrededor de 160 BOPD.

En la imagen a continuación se muestra la comparación de la producción de crudo para los pozos mencionados usando el sistema de ICD y sin el mismo.

Figura 36. Comparación de la producción de curdo con ICD y con OHGP



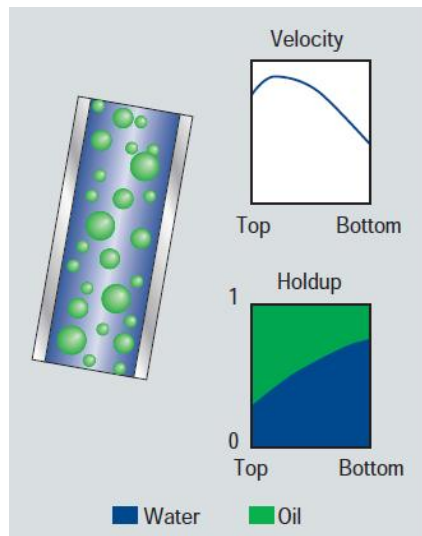
Fuente: Vélez B, et al. A Novel Technique for Wells that Require Gravel Packing for Sand Control and Inflow Control Devices for Managing Water Encroachment: Case Histories in Colombia, SPE Paper 159743, October 2012, p10.

## 6.1 APLICACIÓN DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO

La dinámica de fluidos multi-fases en los pozos verticales y pozos con desviaciones menores a  $20^\circ$ , el crudo y el agua están mezclados en todo el pozo, con el crudo en fase ligera, incrementándose en la parte superior del pozo. El perfil de velocidad es suave y el perfil de aguas sostenida varia gradualmente a lo largo de la tubería. Una vez que la desviación excede los  $20^\circ$ , el centro de mediciones de las herramientas usadas para registros de producción es usualmente inadecuado para los perfiles de flujos multi-fases.

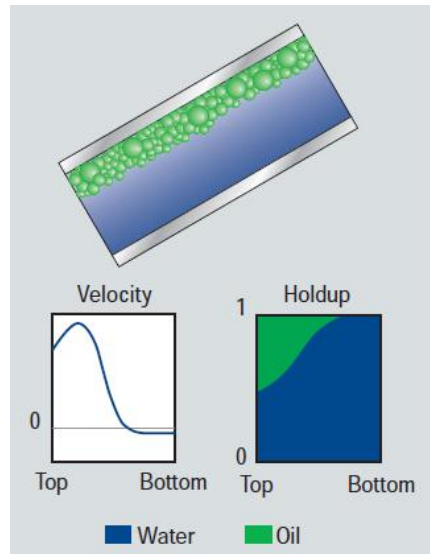
Para pozos con desviaciones entre  $20^\circ$  a  $85^\circ$ , algunas porciones del pozo tienen flujo monofásico, y en general la estructura es compleja. El agua en este caso es la fase pesada, segregada al fondo de la tubería, y una mezcla de capas en la parte superior con burbujas dispersas de crudo.

Figura 37. Régimen de Flujo en un pozo cerca a la vertical



Fuente: Flow Scanner® Marca Registrada de Schlumberger, Brochure. p .2 Disponible en: [www.slb.com/oilfield](http://www.slb.com/oilfield) 2006.

Figura 38. Régimen de Flujo en un pozo desviado

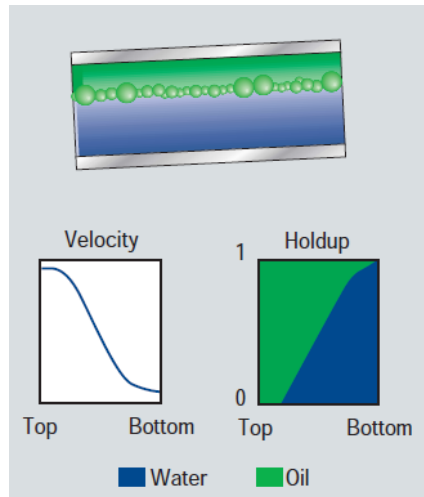


Fuente: Flow Scanner® Marca Registrada de Schlumberger, Brochure. p. 2. Disponible en: [www.slb.com/oilfield](http://www.slb.com/oilfield) 2006.

El agua es frecuentemente recirculada a bajas tasas de flujo, y la velocidad del agua en la parte baja del hoyo puede ser negativa en algunas áreas. A altas tasas de flujo, el diferencial de aceleración de las fases causado por las fuerzas de corte entre los diferentes fluidos puede liderar inestabilidades en la estructura de flujo. Esta estructura de flujo tiene largos gradientes en la velocidad de los perfiles de soporte (holdup).

El crudo y el agua fluye en pozos con desviaciones entre  $85^{\circ}$  a  $90^{\circ}$  están presentes predominantemente estratificadas. Los flujos de agua están normalmente en el fondo y el crudo en la parte superior. A bajas tasas de flujo, el flujo tiene una fuerte dependencia de la inclinación del pozo.

Figura 39. Régimen de Flujo en un pozo cercano a la horizontal



Fuente: Flow Scanner® Marca Registrada de Schlumberger, Brochure p. 2. Disponible e: [www.slb.com/oilfield](http://www.slb.com/oilfield) 2006.

Cuando el gas está presente, dependiendo de la inclinación del pozo, se pueden tener hasta seis regímenes de flujo. Para una tasa del flujo constante, el perfil de soporte y el perfil de velocidad de cada fase varía con la desviación.

A 90° la velocidad y el soporte de crudo y agua son relativamente iguales. Esto se da porque el crudo es más viscoso que el agua y tiene una velocidad levemente más baja. El soporte del crudo es ligeramente más alto que el del agua.

En el campo durante la campaña de registros de producción en pozos horizontales se aplicó la tecnología de una herramienta que tiene en una parte un brazo retráctil con 4 mini hélices diseñadas para medir los perfiles de velocidad de fluidos en el hoyo. En la otra parte posee 5 arreglos eléctricos y 5 probetas ópticas para medir los soportes de agua y gas localizados respectivamente. Adicionalmente posee 5 hélices en miniatura y 6 pares de probetas ópticas y eléctricas en la parte inferior del cuerpo para medir las propiedades del flujo en la parte baja del pozo.

El programa de adquisición de registros para los pozos estuvo sujeto a los siguientes procedimientos:

- Toma de registros con el pozo cerrado
- Toma de registros con el pozo fluyendo a una velocidad estable
- Estaciones de registros de mediciones de flujo de agua y velocidad de agua
- Pases continuos para la adquisición de la data para determinar el soporte de fluidos en tres fases

Una combinación de los registros de producción y las herramientas para medir saturaciones en el yacimiento se corrieron en 4 pozos completados con empaque con grava e ICD en hoyo abierto.

Figura 40. Herramienta de Registros de Producción aplicada en el campo



Fuente: Flow Scanner® Marca Registrada de Schlumberger, Brochure. p. 4. Disponible en: [www.slb.com/oilfield](http://www.slb.com/oilfield) 2006.

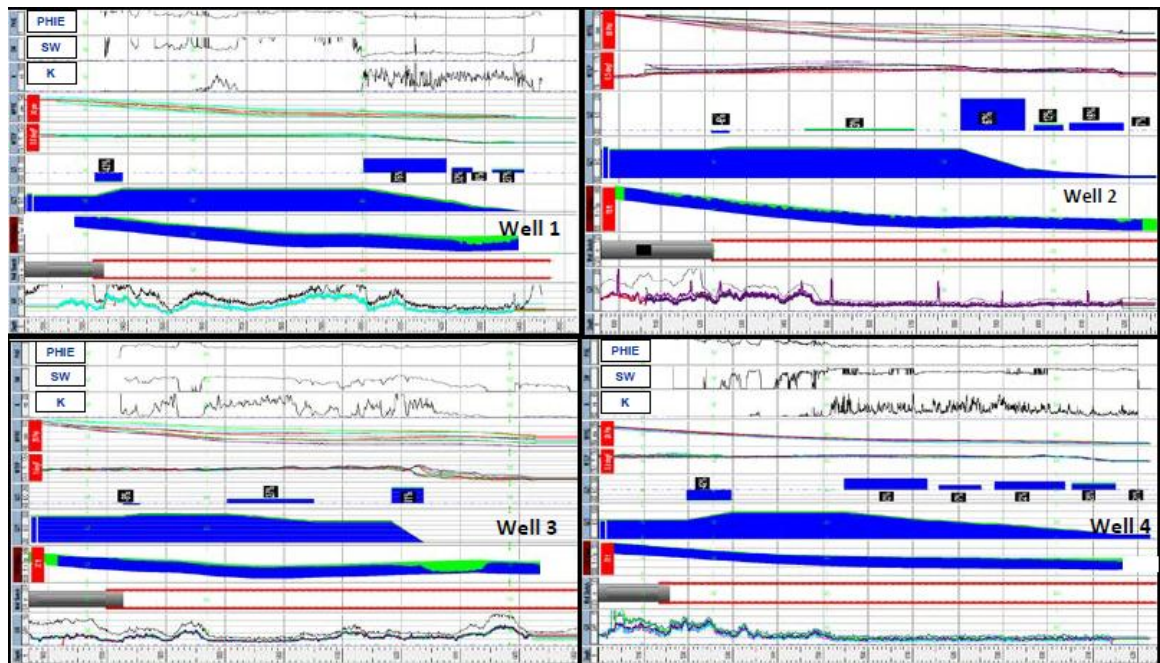
Las tasas de producción para los pozos de esta campaña tuvieron rangos entres 2800 a 3500 BFPD con cortes de agua entre 90 y 96%, produciendo crudo con una

gravedad API entre 23 a 25 grados y la producción de agua con una salinidad cercana a los 200 ppm.

En la siguiente imagen se muestran los perfiles de producción de 4 pozos, con su data petrofísica a lo largo de la sección horizontal, los gráficos están representados de la siguiente manera:

- Posición 1: Data de rayos gama del PLT y registros en hoyo abierto
- Posición 2: Esquema del pozo indicando en rojo la longitud de las mallas
- Posición 3: Mediciones de soporte de fluidos y distribución de las fases a lo largo de la sección horizontal y el perfil de TVD
- Posición 4: Perfil de producción de crudo y agua
- Posición 5: Contribución individual por cada intervalo
- Posición 6: Medida de temperatura con la herramienta de registro
- Posición 7: Medida de presión con la herramienta de registro
- Posición 8: Perfil de permeabilidad basado en la data de hoyo abierto
- Posición 9: Perfil de saturación de agua, basado en la data de hoyo abierto
- Posición 10: Perfil de porosidad efectiva, basado en la data de hoyo abierto

Figura 41. Resultados de los registros de producción para los pozos completados con empaque con grava e ICD



Fuente: Vélez B, et al. A Novel Technique for Wells that Require Gravel Packing for Sand Control and Inflow Control Devices for Managing Water Encroachment: Case Histories in Colombia, SPE Paper 159743, October 2012. p. 12.

## 6.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO

Principalmente se obtuvieron los siguientes desempeños en la producción:

- En muchos de los casos, la producción de crudo proviene de la punta del pozo, específicamente de la zona B1, pero la producción tenía asociado un alto corte de agua.

- Los intervalos efectivos de producción en los pozos registrados se limitan a la porción de la arena B1, en algunos casos, esta zona productora fue de tan solo 400 ft de los 1000 ft perforados de sección.
- Ninguno de los pozos registrados mostros ninguna contribución de las zonas A1 y A2 a lo largo de la sección horizontal. El análisis petrofísico indico que la permeabilidad es mucho más baja en esas arenas, lo cual pudo contribuir a los resultados observados.
- En el talón de los pozos se observó un flujo inverso que fue observado tanto en el pozo cerrado como fluyendo. El flujo inverso observado fue significativo en dos de los pozos registrados y fue localizado en las arenas A1 y A2. Sin tener mediciones individuales de presiones o cualquier otra medición específica a partir de los registros en hoyo abierto, una de las posibles causas podría ser atribuida a la interferencia de los pozos cercanos que producen de la arena A1 y A2. Esos pozos cercanos son horizontales, de alto ángulo y verticales completados en esa arena solamente.

De acuerdo a los registros de producción (PLT) los resultados para los pozos completados con ICD, tuvieron el mismo escenario de producción en los intervalos observados. En el siguiente ejemplo del perfil de producción obtenido en uno de los pozos completado con ICD, las contribuciones fueron observadas del intervalo en la arena B1 localizada en la parte central de la sección horizontal. El pozo respondió positivamente en términos de retraso y control de la producción de agua, probando la eficiencia de las boquillas para este propósito.



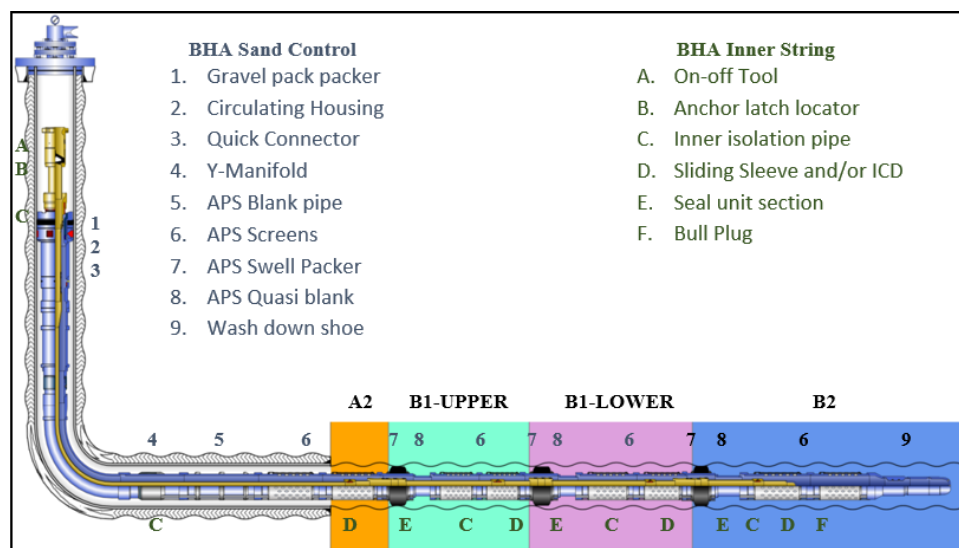
## 7. DISEÑO DE EMPAQUE CON GRAVA EN HOYO ABIERTO MULTIZONA HORIZONTAL PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN

Los principales desafíos para este nuevo diseño de completamiento incluyeron:

- Permitir compartimientos con empaques hinchables en el espacio anular entre la formación y las mallas
- Mantener la eficiencia del empaquetamiento con grava ya previamente diseñado en el campo
- Mantener la eficiencia del control del agua alcanzado previamente
- Proveer un sistema de completamiento que produzca cada arena independientemente para la caracterización del yacimiento

De acuerdo a todos estos desafíos se propuso un esquema como se describe a continuación:

Figura 43. Esquema de Completamiento con OptiPac® sistema OHGP con sistema interior para OHGP multizona y aislamiento externo



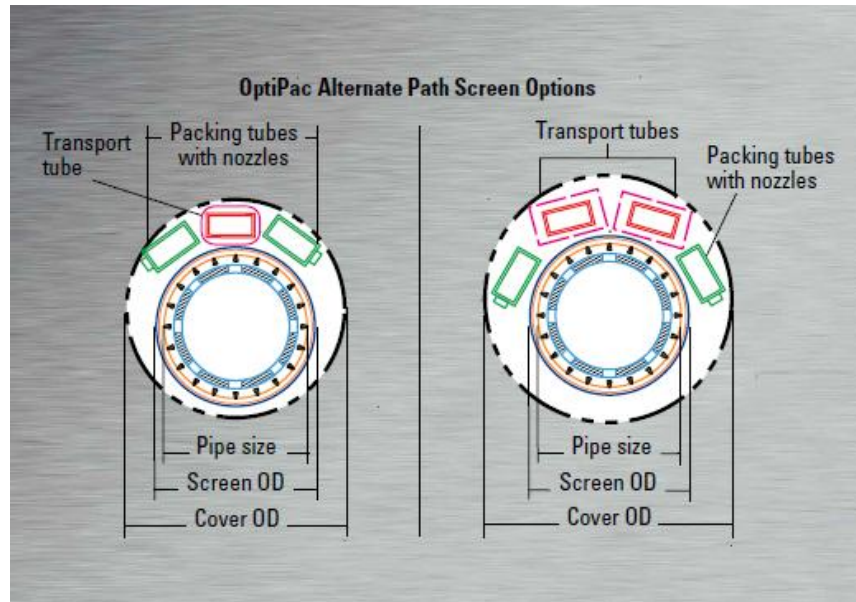
Fuente: Wellbuilder Software de Schlumberger

Los principales componentes para este diseño fueron:

### **7.1 COMPLETAMIENTO EN LA CARA DE LA ARENA**

- Mallas de paso alterno (APS): 5 in. 15# L80 SLHT-S tubo base, 2 AF x 2 AP tubos de derivación y mallas con filtros Premium (250  $\mu\text{m}$ ) usadas para el control de arena.
- Empaques hinchables con aceite: Sistema de sello para separar cada zona productiva, por asentamiento de los empaques a los bordes de la formación, creando un sello entre el espacio anular abierto y las mallas. Además, cada empaque tiene un orificio para que pase la tubería de producción.
- Quasiblack pipe: que es un sistema de respaldo de sello, permitiendo que la arena de la formación cree un puente entre la tubería base cerca de empaque hinchable, la cual no está empacada. Esto se debe a que la arena de la formación tiene menos permeabilidad que la grava por sí misma, este componente ayuda a mantener las zonas aisladas en caso que el empaque hinchable falle.
- Sistema Alterno de cierre: Las mallas OptiPac provee un sistema de mecanismo redundante con tubos de derivación y boquillas que permiten el paso del compuesto líquido para realizar el puente y llenar los vacíos que pueden ocurrir durante el empaque con grava, el resultado es un completo empaque anular, vida más larga del sistema de completamiento y una mejora en la producción y la recuperación.

Figura 443. Diagrama mallas OptiPac® y sus opciones de diseño



Fuente: OptiPac\*\* Marca Registrada de Schlumberger 2013, Brochure pag.4 [www.slb.com/oilfield](http://www.slb.com/oilfield)

## 7.2 FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO

Lodo libre de sólidos con salmuera filtrada: al principio del trabajo, se realizó un viaje de limpieza para desplazar el fluido de perforación con fluido de completamiento. Lodo libre de sólidos (8.5 lbm/gal) y salmuera filtrada (8.5 lbm/gal) fueron desplazados en el agujero y el revestimiento.

Fluido acelerador para los empaques hinchables: Los empaques hinchables deben ser asentados en la formación antes de bombear el tratamiento del empaque con grava. Por esta razón, y para asegurar un rápido efecto de hinchamiento, el fluido acelerador fue desplazado al agujero con 24 horas de anticipación para el remojo de acuerdo a las pruebas de laboratorio dadas por Mi-SWACO. La base del fluido acelerador (6.9 lbm/gal) es más ligero que el fluido de completamiento (8.5 lbm/gal) un agente viscosificante y aditivo de peso fueron usados para alcanzar una densidad de 8.5 lbm/gal. El aditivo de peso fue especialmente seleccionado para

lograr el correcto tamaño de grano y evitar cualquier riesgo de tapan las mallas durante la circulación.

Fluido de transporte de grava (ClearFRAC\* XT 45 familia de fluidos libre de polímeros): Fluido visco elástico surfactante (VES) fue usado como fluido de transporte para el empaque con grava. Debido a la necesidad de asegurar un presión de fricción controlada y manejable durante el bombeo de la grava a través de los tubos de derivación, así como asegurar el empaque completo alrededor de cada uno de los empaques hinchables, el fluido de transporte seleccionado tenía que cubrir los siguientes requerimientos: Baja fricción para mantener la presión de tratamiento por debajo de la presión de fractura, mantener la viscosidad para transportar la grava, y que sea compatible con el fluido de completamiento y los fluidos de la formación.

Un paso requerido, fue realizar pruebas entre los fluidos usados y los fluidos de la formación, para evitar emulsiones y daños futuros a la formación.

### **7.3 SARTA INTERNA**

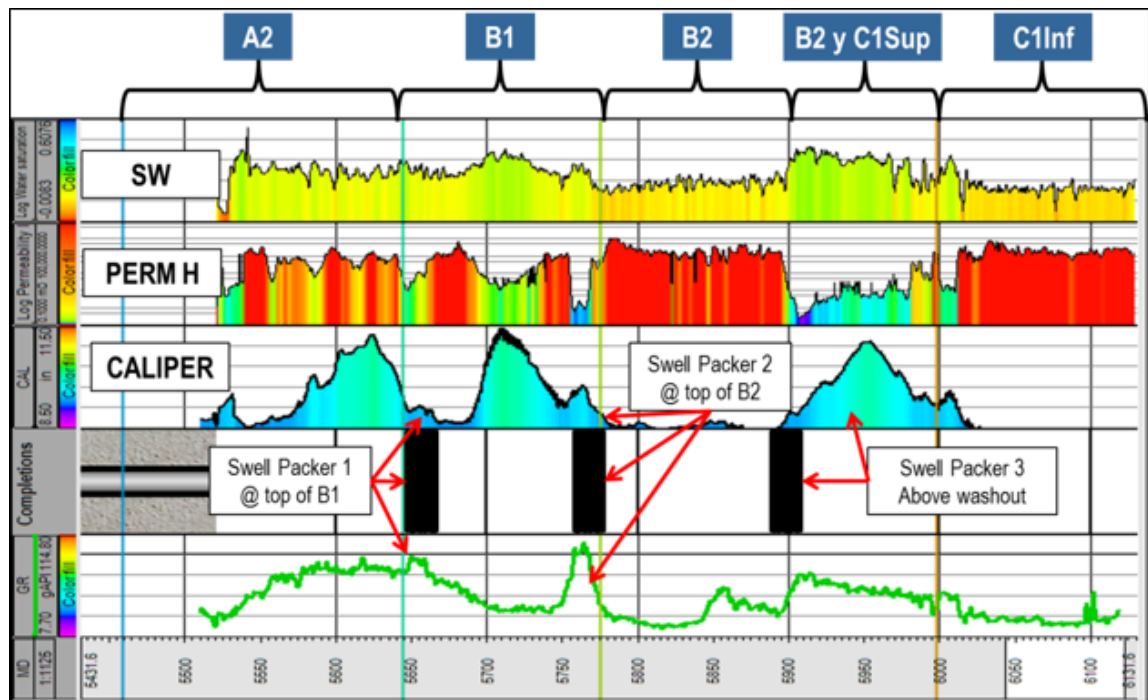
La sarta interna fue diseñada con la facilidad de producir cada compartimiento independientemente, y también con la capacidad de adecuar ICDs internamente si fuera requerido. El diseño de esta nueva sarta interna con la finalidad de mantener un diseño previo y que ha sido efectivo de empaque con grava mas ICD, pero incorporando la habilidad de correr camisas deslizables. Una de las preocupaciones que se abordaron fue si se tiene la capacidad de abrir y cerrar las camisas de circulación a través del uso de tubería flexible en una operación sin equipo de perforación y ser servicial del hecho de que el pozo podría utilizar una bomba electro sumergible de levantamiento artificial; además que todo el tiempo se permita que la herramienta de desplazamiento pueda pasar a través de la herramienta "Y". La sarta interna tendría un ID máximo de 2,441 pulgadas. En simulaciones anteriores de

análisis nodales se confirmó que la presión que se pierde no afectaría a la producción de manera significativa debido al diámetro de la sarta.

## 7.4 EJECUCIÓN DEL TRABAJO

Se seleccionó un pozo que fue navegado a través de las arenas A2, B1, y B2, la trayectoria del pozo adicionalmente encontró una arena que no había sido probada anteriormente en los pozos previos denominada C1. El operador decidió realizar una prueba selectiva para probar la arena C1 de manera independiente, antes de certificar la existencia de nuevas reservas en esta arena. La selección del empaquetamiento fue basada en arenas identificadas por parte de los grupos de geología y yacimiento. Las principales propiedades petrofísicas y los registros de calibración fueron usados para instalar los empaques hinchables.

Figura 45. Reporte de Propiedades Petrofísicas y Caliper



Fuente: Petrel Software de Schlumberger

Los principales aspectos de la operación incluyeron:

- El ensamblaje de completamiento (BHA) en la cara de la arena se armó y se corrió dentro del agujero lentamente, los empaques fueron asentados con la presión de la tubería de producción y la activación de la herramienta de asentamiento. Debido a que la operación se realizó en hoyo abierto se colocó una herramienta para mantener la estabilidad de presión en el pozo (antiswab tool). Una vez que los empaques fueron asentados y probados, el fluido acelerador fue bombeado al pozo para iniciar el hinchamiento de los empaques. El fluido acelerador probado en el laboratorio indicó que el hinchamiento a 9.11 pulgadas ocurría después de 24 horas en contacto.
- Después de 24 horas de periodo de hinchamiento, la operación de empaque con grava dio inicio. Con la herramienta de servicio colocada en posición de circulación, la salmuera fue bombeada para desplazar la píldora aceleradora fuera del pozo, luego de esto una prueba de bombeo fue realizada en la posición de circulación, con énfasis de que se tuviera retorno 100% por el anular lo cual es lo ideal para los trabajos de empaque con grava.
- El tratamiento de empaque con grava fue bombeado con los siguientes parámetros:
  - Fluido de transporte: (VES) (ClearFRAC XT 45 Fluido libre de polímeros)
  - Agente de sostén: Carbolite 16/20
  - Tasa de bombeo: 6bbls/min
  - Concentración: 4 ppa
- MudSOLV\* Modulo de activación del servicio removedor del filtrado, la activación de este módulo en la herramienta de servicio permite bombear salmuera limpia

para evitar crear emulsiones en la cara de la arena o en el espacio anular después que la grava fue bombeada.

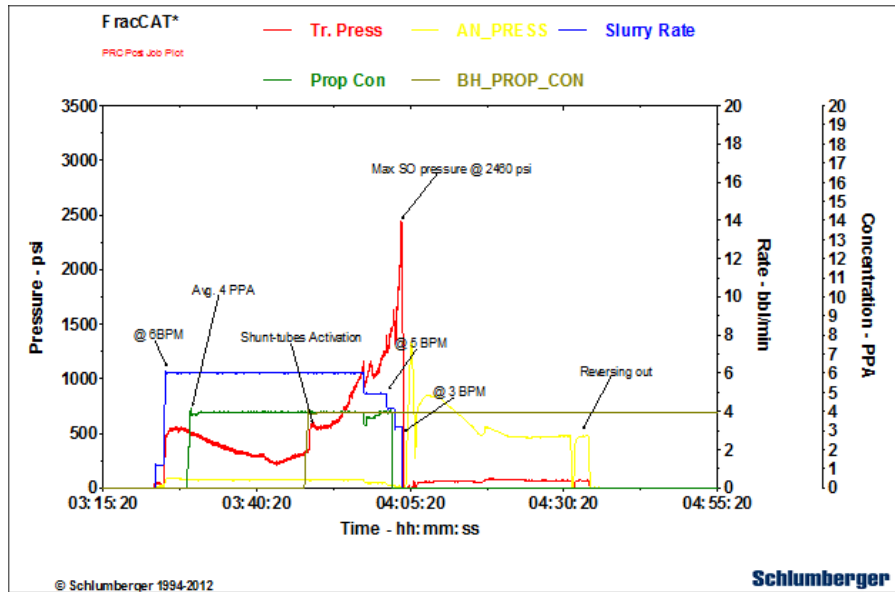
## **7.5 POST ANÁLISIS DEL TRATAMIENTO DEL EMPAQUE CON GRAVA**

El análisis posterior al tratamiento del empaque con grava es el método utilizado para tener la evidencia y la prueba que un completo empaque con grava fue alcanzado entre las mallas y el hoyo abierto. El primer método de análisis es comparar el volumen calculado de grava (usando el registro de caliper) contra la cantidad actual de grava bombeada dentro del hoyo. El segundo método es revisar la data de las presiones del fondo de pozo en memoria de los medidores que fueron usados durante la ejecución del trabajo.

Los parámetros de bombeo contra el tiempo durante el trabajo de empaquetamiento se presentan en el siguiente gráfico, es importante resaltar que al principio la presión (curva en color rojo) cayó cuando el agente de sostén fue agregado al sistema, seguido por un punto de inflexión y un incremento de presión. Esto fue un indicativo de que la grava estaba dentro del hoyo abierto y empacando la zona A2 (talón).

Como se muestra en la imagen 46, tiempo después, un incremento de presión fue observado, indicando la activación del tubo de derivación porque el fluido a través de los tubos agrega presión de fricción adicional. Finalmente, la presión continuó incrementándose lentamente mientras que las zonas B1, B2, C1 estaban siendo empacadas desde el talón a la punta, hasta que la presión incremento a su máximo y esto se logró una hora después. Después de esto, la tasa de bombeo se disminuye para reducir la presión de fricción y permitir al empaquetamiento para llenar hasta el último espacio vacío.

Figura 46. Operación de Empaque contra parámetros



Fuente: FracCAT Software de Schlumberger

La data del tratamiento fue juntada con las mediciones de fondo usando los métodos de procesamiento estándar para evitar inconsistencias en la evaluación del trabajo y las conclusiones. La presión de fricción normalizada contra el volumen bombeado se obtuvo estos puntos principales para resaltar:

- La fricción en el anular (completamiento/revestimiento) incrementa lentamente cuando el fluido va pasando a través de los tubos de derivación, menos área de flujo agrega una fricción extra.
- El volumen calculado de agente de sostén entre el momento que la grava llega al hoyo abierto y los tubos de derivación corresponde a la zona A2 (talón).
- Al final del trabajo, las mediciones entre volumen del agente, la activación de los tubos de derivación y el final del empaquetamiento corresponde con el volumen calculado para B1 superior, B1 inferior, y B2 (la parte media de hacia la punta).

- Los parámetros de activación de los tubos de derivación corresponden con la ubicación de los empaques hinchables; así, se valida que los empaques hinchables fueron asentados antes de la operación de empaque.

En la siguiente imagen se muestra la presión de fricción normalizada con el volumen bombeado.

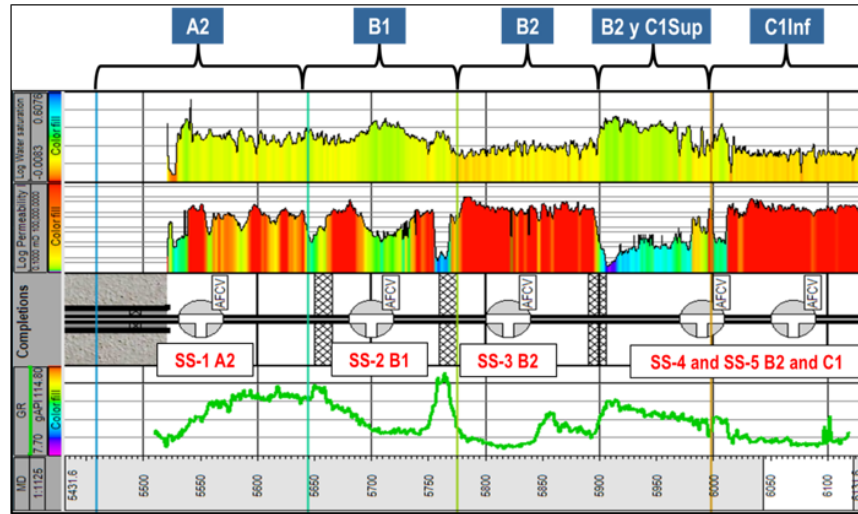
Figura 47. Presión de Fricción normalizada contra Volumen Bombeado



## 7.6 RESULTADOS DE DESEMPEÑO DE PRODUCCIÓN

Un programa selectivo de pruebas fue realizado para poder caracterizar cada zona productora. Importantes parámetros de producción fueron obtenidos para ganar un mejor entendimiento del yacimiento. La secuencia fue planeada en base a las prioridades dadas por el operador. En la siguiente imagen se muestran las posiciones de las camisas deslizables en la tubería interna.

Figura 48. Posición de las camisas dentro de la tubería interna



Fuente: software Petrel de Schlumberger

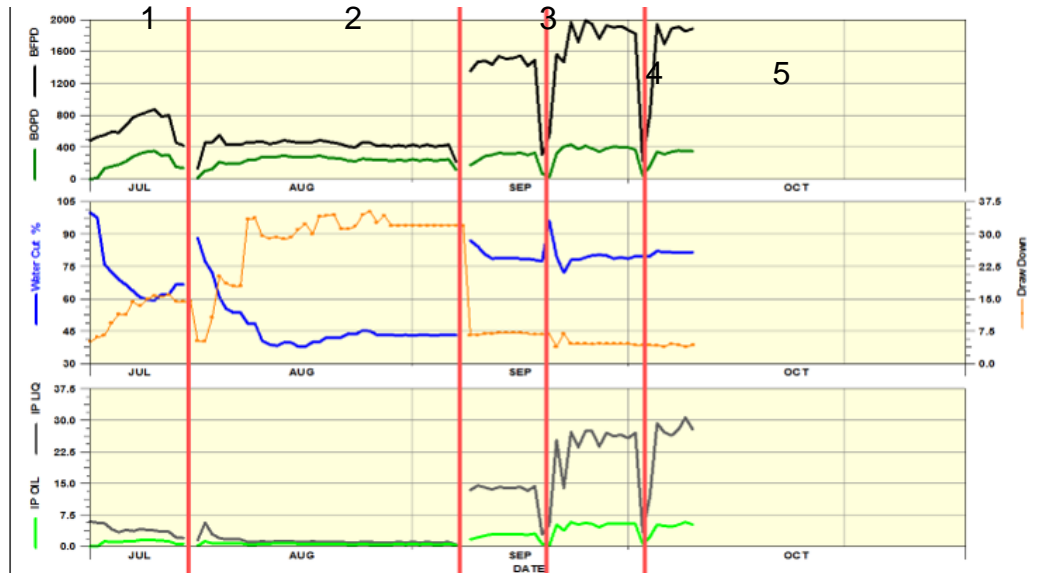
En la siguiente tabla se muestra la secuencia de pruebas de producción y la posición de cada camisa durante cada prueba.

Tabla 3. Secuencia de pruebas de producción y la posición de cada camisa durante cada prueba

Arena	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5
SS 1 (C7a2)	Abierta	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada
SS 2 (C7b1)	Cerrada	Abierta	Cerrada	Cerrada	Cerrada
SS 3 (C7b2)	Cerrada	Cerrada	Abierta	Cerrada	Cerrada
SS 4 (C7b2 y C7c1 sup)	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Abierta	Cerrada
SS 5 (C7b2 y C7c1 inf)	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Abierta
Duración de la prueba días	10	5	5	5	5
Caída de presión	10-15%	10-15%	10%	10%	10%

Basado en los resultados de producción, la efectividad de la operación fue confirmada, así como el principal objetivo; lograr aislar las zonas y efectuar control de arena. Los resultados de producción de las cinco pruebas se muestran en la siguiente imagen:

Figura 49. Resultados de pruebas de producción selectiva



La producción de crudo y agua fueron graficadas contra el tiempo, así mismo, los cálculos de índice de productividad por zona. La imagen anterior contiene ambos fluidos y la producción de crudo por cada zona de prueba. En la parte baja de la imagen se tienen los índices de productividad del líquido y del crudo obtenidos en cada prueba. La diferencia de los resultados obtenidos en términos de índice de productividad y fluidos de producción es el resultado de la heterogeneidad entre las arenas y las subdivisiones en la formación Carbonera C7. Los cálculos de caída de presión indican diferencias tan altas como 300 psi entre zonas. Sobre este escenario de producción, la capacidad de producir todas las zonas mezcladas dependerá en gran medida del aislamiento hidráulico proporcionado por los empaques hinchables entre la formación y las mallas. La curva azul en la gráfica corresponde al corte de

agua, que muestra la limpieza para cada zona en el comienzo de cada prueba, y muestra el aislamiento adecuado proporcionado por los empaques hinchables.

## 7.7 IMPACTO EN LAS RESERVAS REMANENTES

El valor de la información adquirida durante las pruebas selectivas sirvió para entender las condiciones reales sobre las cuales todas las secciones horizontales podrían contribuir a la producción, y para incorporar un volumen recuperable adicional. Esto se debe principalmente a que el factor de recobro se incrementó de 2% a 12% en la arena C1, de acuerdo a las pruebas de producción en esta zona. Los resultados de producción fueron usados para calibrar con la data de fluidos y yacimientos el modelo simple y evaluar los escenarios para el pozo. Se utilizó el programa “Petrel E&P” y “ICD advisor” para crear el modelo del pozo (ambos programas propiedad de Schlumberger). Una vez calibrado el modelo con la data de producción, el mismo servirá para evaluar los beneficios de completar en el futuro con ICD para producción acumulada.

Tabla 4. Comparación entre los valores medidos y los valores modelados.

Zona	Corte de Agua (%)		BOPD		Pwf (PSI)	
	Modelo	Medido	Modelo	Medido	Modelo	Medido
A1	57	61	335	324	1470	1474
B1	41	42	261	262	1278	1287
B2	82	78	230	332	1580	1580
B2 y C1 Sup	76	79	426	392	1590	1590
C1 Inf	83	82	319	346	1590	1590

Una vez realizada la calibración con la data de producción actualizada, un escenario mezclado fue modelado para evaluar la ganancia en producción utilizando una caída de presión selectiva (DD) aplicado durante la evaluación multizona.

La comparación se muestra en la siguiente imagen, los resultados de las pruebas selectivas calibradas con el modelo para cada zona se muestran en colores, el escenario mezclado en curva de color negro punteada. El margen de ganancia de producción es observado para las arenas A2 y B1 con aproximadamente más de 300 BOPD de incremento debido a la selección de la caída de presión.

Figura 50. Producción Selectiva contra Producción Mezclada desde el modelo Calibrado

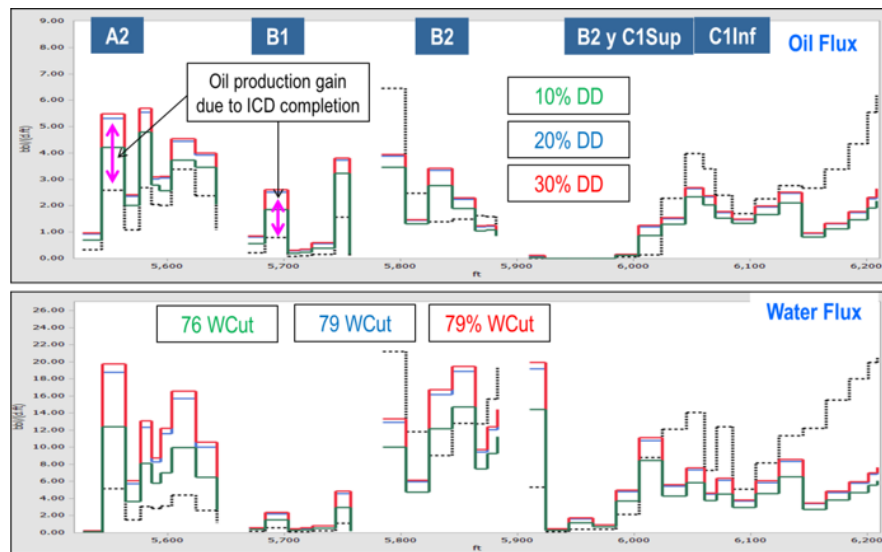


Fuente: ICD Advisor Software

El escenario con un completamiento interno con ICD fue modelado para evaluar los beneficios de los ICDs en el manejo de la caída de presión y el control de agua. Una comparación entre el modelo de producción con ICD contra el escenario mezclado se muestra a continuación en la siguiente imagen, la simulación fue realizada a tres escenarios diferentes de caída de presión (10, 20 y 30%) para el caso de los ICD

de esta manera se pueden evaluar las diferentes condiciones que se podrían presentar. Los resultados indicaron un apropiado efecto de balance de producción por el uso de diferentes tamaños de boquillas que podrían permitir producir todas las arenas de manera mezclada, proporcionando un barrido uniforme y evitando la conificación de agua en las zonas altamente permeables.

Figura 51. ICD contra Producción Mezclada desde el modelo Calibrado



Fuente: ICD Advisor Software

## 8. CONCLUSIONES

La metodología de completamiento utilizada en el campo, así mismo, como las lecciones aprendidas ha permitido que la operación se realice sin mayores problemas con la apropiada ubicación del completamiento interno y externo.

Durante el diseño de cada trabajo, es muy importante realizar un análisis de la distribución del tamaño de partículas para poder determinar el tamaño apropiado para cubrir los espacios de entre las mallas y el agujero, esto proporcionara el tamaño de grava a ser usado. El diseño debe evitar que se haga un puenteo y que la grava tapone las mallas.

Los fluidos de perforación y de completamiento deben ser compatibles con la formación y con las prácticas de control de arena que serán implementadas. Además, es recomendable que el fluido de perforación a ser usado durante de operación de empaque con grava sean preparados con la finalidad que el revoque se pueda remover fácilmente cuando la operación de empaque con grava es completada, y mucho mejor si se evita tener que usar rompedores o ácidos para remover el revoque.

Los empaques hinchables desarrollados para la aplicación de aislar cada zona dieron buenos resultados y los mismos se confirmaron con los resultados de producción.

El análisis de producción involucró el uso de un simulador numérico que se actualizo con la información actual de producción para evaluar los beneficios de usar ICD en futuros completamientos que involucren zonas con producción mezclada de las diferentes arenas, como se observó en la prueba realizada. El uso de boquillas con tamaño variable, y de acuerdo al modelo simulado, proporciona una caída de

presión apropiada a la distribución a lo largo de la sección horizontal y permite simular la producción proveniente de esas zonas de baja permeabilidad que requiere más de 10% de la típica caída de presión que se usa en el campo y que ayuda a controlar la conificación de agua en las zonas de alta permeabilidad de los pozos.

Las pruebas realizadas de manera selectiva después de completar el pozo dieron como resultado la caracterización de diferentes zonas en la cuales existía una alta incertidumbre de la capacidad de producción. La producción mezclada ha demostrado que la caída de presión aplicada a lo largo de sección horizontal era insuficiente para producir esas zonas, mientras que el aislamiento de las zonas ha permitido una caída de presión selectiva y la producción de cada arena fue probada. El sistema de selección de zonas aplicado por el operador ha permitido un incremento de las reservas de 38%, esto aún falta que sea verificado por las autoridades correspondientes, sin embargo, es un incremento mayor a lo esperado para el pozo donde se realizó la prueba. Adicionalmente abre un panorama para futuras operaciones basadas en esta nueva tecnología.

## 9. RECOMENDACIONES

Antes de realizar cualquier trabajo de empaque con grava es importante correr algún registro de calibración de agujero como sea posible, esto es un punto crítico para la efectividad de esta operación ya que con esto se asegura que el agujero está en condiciones y que cualquier condición geométrica anormal puede ser considerada durante el diseño y la ejecución del trabajo.

Los análisis de torque y arrastre permiten conocer si las condiciones del agujero permitirían correr el completamiento hasta la profundidad final o bien si algún trabajo adicional es requerido.

Es recomendable que los fluidos de completamiento, así como las prácticas de desplazamiento sean preparados de acuerdo con el completamiento de control de arena que va a ser instalado en el pozo.

Conocer y entender las propiedades petrofísicas del yacimiento, así como su geología, permiten optimizar las sartas de completamiento y los desafíos que se presentan durante la producción de los pozos y saber cómo atacar los problemas que se pueden presentar.

## BIBLIOGRAFÍA

BENNETT C., *et al.* "Design Methodology for Selection of Horizontal Open-Hole Sand Control Completions Supported by Case Histories", SPE article 65140. October 2000. p.1.

CARLSON, J., *et al.* "Sand Control: Why and How?" Oilfield review 4, no.4. October 1992. pp. 41-53.

JOKELA, T. "Significance of Inflow Control Device (ICD) Technology in Horizontal Sand Screen Completions". Tesis de Licenciatura, Det Teknisk-atuvitenskapelige Fakultet, Stavanger. 30 Mayo 2008.

KARLSTAD, S., *et al.* "An Evaluation and Design Approach to Gravel-Pack Treatment in the GullFask Field". Artículo de la SPE 48978, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, New Orleans, Luisiana, EUA. 27 al 30 de Septiembre de 1998.

MI SWACO. MUDSOLV NG: Comprehensive filter – cake breaker service. 2013. Recuperado el 15 de mayo del 2016 en: [http://www.slb.com/~media/Files/miswaco/brochures/mudsolv\\_ng\\_brochure.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/miswaco/brochures/mudsolv_ng_brochure.pdf)

OILFIELD REVIEW, Schlumberger. Volume 13, No. 2, p. 52. Otoño 2001.

OTT, William K., P.E. and WOODS, Joe D. Modern Sandface Completions Practices, handbook, First Edition, United States, World oil Magazine gulf Publishing Company, 2003. p9 - p105.

PARLAR, M. & ALBINO E. H. “Challenges, Accomplishments and Recent Developments in Gravel Packing”, *Journal of Petroleum Technology* 52, no. 1 January 2000. pp. 50-58.

RICHARD, B. M., MONTAGNA J. M. & PENBERTHY WL Jr. “Horizontal Completions – 2 Stand-Alone Screens vary in Effectiveness”, *Oil & Gas Journal* 95, no. 32. August 1997. pp. 63-69.

SCHLUMBERGER. OptiPac® Marca. Technology – across the life of your reservoir. 2013. p. 4. Recuperado el 15 de marzo del 2016 en: <http://www.slb.com/oilfieldBrochure>.

SCHLUMBERGER. Flow Scanner®. 2006, Brochure, p. 4. Recuperado el 15 de marzo del 2016 en: <http://www.slb.com/oilfield>.

SULAIMAN, S., *et al.* Open Hole Gravel packing of Fishhook Wells with Zonal Isolation-Uphill Heel to Toe Packing SPE # 146803. November 2011.

TOR ELLIS, *et al.* Oilfield review Winter 2009/2010, no.4, Schlumberger. p30.

TRUJILLO, H., *et al.* How to Constantly Deliver 100% Packing Efficiency in Open Hole Gravel Packs: A Field Study in Colombia, SPE Paper 146447, November 2011, p1.

VÉLEZ, B., *et al.* A Novel Technique for Wells that Require Gravel Packing for Sand Control and Inflow Control Devices for Managing Water Encroachment: Case Histories in Colombia, SPE Paper 159743. October 2012. p1.