

**PROPUESTA PARA EL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL POZO
CGL-01 DEL CAMPO CAÑO GANDUL**

**ORLANDO ANTONIO GÓMEZ MATTAR
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DEL SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN
BUCARAMANGA – COLOMBIA**

2018

**PROPUESTA PARA EL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL POZO
CGL-01 DEL CAMPO CAÑO GANDUL**

**ORLANDO ANTONIO GÓMEZ MATTAR
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DEL SANTANDER
FAULTAD DE INGENIRÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN
BUCARAMANGA – COLOMBIA**

2018

DEDICATORIA

El trabajo de grado va dedicado a Dios por sus infinitas bendiciones, por guiarme en cada paso, llenarme de fuerzas y darme siempre los medios para cumplir cada objetivo, meta y sueño.

A mis padres por su gran esfuerzo, dedicación, templanza y entrega. Quienes me dan siempre el primer voto de confianza en lo que emprendo. Por apoyarme desde un principio y ayudarme en los caminos de la vida como los mejores consejeros.

A mi esposa Marilin Montero por su apoyo constante e incondicional en mis proyectos, por ayudarme a superar los obstáculos día a día.

AGRADECIMIENTOS

El autor de este proyecto de grado expresa sus sinceros agradecimientos a:

A Dios principalmente por guiarme, ayudarme a dar el paso correcto cada día y brindarme las fuerzas para sacar todos los objetivos trazados adelante.

A la Compañía Perenco Colombia Limited, quién me abrió las puertas desde un principio para colaborarme en mi desarrollo profesional.

A la Universidad Industrial del Santander, por permitirme seguir en mi crecimiento profesional, y por permitirme conocer y compartir con nuevas personas a través del estudio con quienes se crearon nuevos vínculos de amistad

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|----|
| 1 GENERALIDADES DEL CAMPO Y DIAGNÓSTICO DEL PROBLEMA DE PRODUCCIÓN DE ARENA ASOCIADO A CGL-01 | 14 |
| 1.1 GENERALIDADES DE LA FORMACIÓN CARBONERA | 14 |
| 1.1.1 Unidad C8 (Unidad E4) | 15 |
| 1.1.2 Unidad C7 (Unidad T1) | 15 |
| 1.1.3 Unidad C6 (Lutita E3) | 15 |
| 1.1.4 Unidad C5 | 16 |
| 1.1.5 Unidad C4 | 16 |
| 1.1.6 Unidad C3 | 16 |
| 1.1.7 Unidad C2 (Lutita E) | 17 |
| 1.1.8 Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera) | 17 |
| 1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO GANDUL | 17 |
| 1.3 DIAGNÓSTICO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA ASOCIADO AL POZO CGL-01 | 20 |
| 2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA | 24 |
| 2.1 TASAS DE PRODUCCIÓN DE LOS FLUIDOS | 24 |
| 2.2 FACTORES GEOLÓGICOS Y GRADO DE COMPACTACIÓN | 25 |
| 2.3 VISCOSIDAD DEL FLUIDO DEL FLUIDO DE YACIMIENTO | 26 |
| 2.4 AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA | 27 |
| 3 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE ARENA | 29 |
| 3.1 PERDIDAS DE PRODUCCIÓN | 29 |
| 3.2 EROSIÓN EN LOS EQUIPOS DE FONDO Y LÍNEAS DE FLUJO | 29 |
| 3.3 TRABAJOS DE LIMPIEZA CONTINUA DE ARENA | 31 |
| 4 MECANISMOS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA | 34 |
| 4.1 MÉTODOS MECÁNICOS DE CONTROL DE ARENA | 34 |
| 4.1.1 Mallas o <i>Liners</i> Ranurados | 35 |
| 4.1.2 Rejillas con envoltura de alambre | 37 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 4.1.3 | Rejillas de malla premium | 38 |
| 4.1.4 | Rejillas con empaques con grava | 38 |
| 4.1.5 | Rejillas pre-empacadas. | 40 |
| 4.1.6 | Hidrociclones | 45 |
| 4.2 | VARIACIÓN DE LA TASA DE FLUJO | 45 |
| 4.3 | MÉTODOS DE CONSOLIDACIÓN QUÍMICA | 46 |
| 4.3.1 | Empaque de grava con resinas químicas | 49 |
| 5 | PROPUESTA DE UN MÉTODO DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS EN EL POZO CGL-01 | 51 |
| 5.1 | CALIDAD DE GRAVA | 56 |
| 5.2 | CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TUBERÍAS RANURADA | 58 |
| 6 | EVALUACIÓN ECONÓMICA | 64 |
| 6.1 | FLUJO DE CAJA NETO (FCN) | 64 |
| 6.2 | VALOR PRESENTE NETO (VPN) | 64 |
| 6.3 | RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB) | 64 |
| 6.4 | TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) | 65 |
| 6.5 | ANÁLISIS DE INVERSIÓN | 66 |
| 6.5.1 | CAPEX | 66 |
| 6.6 | ANÁLISIS DE COSTOS | 66 |
| 6.6.1 | OPEX | 66 |
| 6.7 | ANÁLISIS DE INGRESOS | 67 |
| 6.8 | DIAGRAMA TIEMPO / VALOR | 70 |
| 6.9 | CONCLUSIONES DIAGRAMA TIEMPO / VALOR | 71 |
| 7 | CONCLUSIONES | 72 |
| 8 | RECOMENDACIONES | 78 |
| 9 | ANEXOS | 79 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales... | 18 |
| Figura 2. Cuenca Llanos Orientales..... | 19 |
| Figura 3. Historia de producción Pozo CGL-01..... | 23 |
| Figura 4. Clasificación de Areniscas según Dott (1964) y Folk (1968, 1970)..... | 27 |
| Figura 5. Geometría de un arco de arena alrededor de los disparos de producción..... | 28 |
| Figura 6. Acumulación de arena en equipos de superficie..... | 30 |
| Figura 7. Erosión de la tubería causado por arenamiento. | 30 |
| Figura 8. Parte interna de un Separador saturado de arena..... | 33 |
| Figura 9. <i>Liners</i> y <i>Screen</i> ofrecidos por la industria. | 36 |
| Figura 10. Rejilla con envoltura de alambre..... | 37 |
| Figura 11. Rejilla de malla premium..... | 38 |
| Figura 12. Empaque de grava con cedazo. | 40 |
| Figura 13. Tipos de rejillas preempacadas. | 42 |
| Figura 14. Rejilla expandible..... | 44 |
| Figura 15. Efecto de consolidación de los granos..... | 48 |
| Figura 16. Esquema general de evaluación de pozos con problemas de arenamiento..... | 53 |
| Figura 17. Flujoograma en Pozos Verticales..... | 54 |
| Figura 18. Estado mecánico propuesto a Pozo CGL-01..... | 57 |
| Figura 19. Geometrías de las ranuras de las tuberías ranuradas. | 59 |
| Figura 20. Forma de las ranuras..... | 60 |
| Figura 21. Esfericidad y Redondez por Krumbein y Sloss..... | 62 |
| Figura 22. Diagrama Tiempo / Valor..... | 70 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Características del Campo Caño Gandul. | 20 |
| Tabla 2. Costos de limpiezas de Separadores. | 32 |
| Tabla 3. Elementos propuestos para el control de producción de arena..... | 56 |
| Tabla 4. Características de la ranura..... | 60 |
| Tabla 5. Costos de Producción de un Barril de crudo. | 67 |
| Tabla 6. Proyección Producción neta Pozo CGL-01. | 68 |
| Tabla 7. Proyección Costo Barril de Petróleo - Pozo CGL-01..... | 68 |
| Tabla 8. Pronóstico Total de Producción por Barril de Petróleo | 69 |
| Tabla 9. Costo de Inversión Sistema de Control Producción de Arena Pozo CGL-01..... | 69 |
| Tabla 10. Flujo de Caja Neto del Proyecto. | 70 |

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA PARA EL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL POZO CGL-01 DEL CAMPO CAÑO GANDUL

AUTOR: ORLANDO ANTONIO GÓMEZ MATTAR**

PALABRAS CLAVES: Métodos de Control de arena, Daño de Formación, Pérdidas de Producción, Producción de Arena, Hidrociclón.

DESCRIPCIÓN:

En la industria petrolera durante la fase de producción o extracción de crudo se pueden generar varios problemas que pueden tener consecuencias graves y que son reflejadas en la producción del campo. La producción de arena es uno de esos problemas que se encuentran frecuentemente en los campos petrolíferos, y este es el caso del Pozo CGL-01 del Campo Caño Gandul, donde se ha venido incrementando la producción de arena trayendo consigo problemas desde fondo de pozo hasta superficie. Debido a este inconveniente se sugirieron mejoras en el sistema, ya que actualmente el Pozo CGL-01 no cuenta con un método específico de control de finos provenientes de la formación productora. Por ello se propuso la implementación de un empaquetamiento con grava para mitigar el transporte de finos hacia el pozo y evitar problemas de obstrucción de flujo en la cara del pozo debido a acumulación de los sólidos e intervenciones continuas con equipo de *slick line* que generan continuas pérdidas de producción por el pare del mismo, adicional a esto se propuso la instalación de Hidrociclón en la *flow line* para separar la mayor cantidad de finos en la facilidad de superficie ya que se ha aumentado el mantenimiento de las bombas de despacho por presencia de arena. Actualmente el Pozo CGL-01 con alta producción de arena no cuenta con un método de control por lo que se hace necesario la implementación de un sistema que pueda mejorar las condiciones del pozo y minimizar gastos en limpieza y mantenimiento de equipos.

* Monografía de Especialización.

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. Erik Montes Páes.

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL FOR CONTROL SAND PRODUCTION IN WELL CGL-01 AT CAÑO GANDUL FIELD.

AUTHOR: ORLANDO ANTONIO GÓMEZ MATTAR**

KEY WORDS: Methods of Sand Control, Skin Damage, Production Losses, Sand Production, Hydrocyclone.

DESCRIPTION:

Oil production or extraction in the petroleum industry generate several problems that can have serious consequences and are reflected in production field. Sand production is one of those problems that are often found in the oil fields, and this is the case of CGL-01 well at Caño Gandul field, where there has been increasing sand production problems from downhole to surface. Because of this drawback, suggested improvements in the system. Currently CGL-01 well does not have a sand control method. Therefore the implementation of a gravel pack is suggested to mitigate the sand transport to the wellbore and avoid problems of flow obstruction by accumulation of solids and continuing operations with slick line equipment that generate production losses due to stop well, in addition of that, installation of Hydrocyclone is proposed in the flow line to separate the greater grains of sand on surface, sand production has been detected in surface pump increasing maintenance of them.

Currently CGL-01 well with high sand production does not have a control method so it is necessary to implement a system that can improve the conditions of the well and minimize equipment cleaning and maintenance costs.

* Specialization Monograph.

** Physic – Chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director Ing. Erik Montes Páez.

INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo durante las fases de producción o extracción de crudo se generan inconvenientes que pueden afectar directamente la producción de los pozos y por ende la producción del campo en general.

La producción de arena es uno de esos problemas que ocurre con frecuencia y las compañías invierten mucho dinero en busca de tecnologías que puedan controlar la producción de este sólido indeseado, que por lo general trae consigo problemas desde fondo de pozo hasta superficie; Daños de formación, Acumulación de arena en fondo, erosión en tuberías de producción, presencia de sólidos en separadores, tanques y en bombas de despacho. Todo esto está directamente relacionado con gastos extras y que aumentan los costos de levantamiento por barril producido.

El Campo Caño Gandul está conformado por formaciones poco consolidadas, que contribuyen directamente a la producción de arena. Actualmente el Pozo CGL-01 con alta producción de arena no cuenta con un método de control por lo que se hace necesario la implementación de un sistema que pueda mejorar las condiciones del pozo y minimizar gastos en limpieza y mantenimiento de equipos.

1 GENERALIDADES DEL CAMPO Y DIAGNÓSTICO DEL PROBLEMA DE PRODUCCIÓN DE ARENA ASOCIADO A CGL-01

Las características de la formación productora y las propiedades de los fluidos ayudan a determinar el problema asociado a la producción de sólidos, los cuales representan grandes problemas en la vida productora de un campo. Los pozos petrolíferos con este tipo de problemas tienden a sufrir inconvenientes desde fondo hasta las facilidades de superficie generando un costo de levantamiento mayor.

Antes de abordar el estudio para el diagnóstico de la producción de sólidos se describe o se definen entre otros aspectos; litológicos de la formación, ambientes de sedimentación, edad del yacimiento y propiedades de los fluidos.

1.1 GENERALIDADES DE LA FORMACIÓN CARBONERA

Pertenece a la Era Cenozoica o Era Terciaria, del Eoceno tardío al Mioceno temprano se depositan arcillolitas, limolitas y areniscas intercaladas sobre la Formación Mirador. La Formación Carbonera está relacionada con ambientes predominantemente fluviales hacia el sur y el oriente de la Cuenca y transicionales hacia el norte y occidente de la misma. En el área de estudio la Formación yace sobre la Formación Guadalupe, ya que en esta zona la Formación Mirador no se depositó.

La formación Carbonera es considerada de origen no marino, pero contiene algunas capas de origen marino, y está descrita en su sección como una intercalación de arcillitas gris verdoso y pardas con areniscas y con algunos lechos de lignito, en su parte superior e inferior; las areniscas se presentan en capas cuyo espesor varía desde menos de 1 m hasta 30 m, el tamaño del grano es variable y con matriz arcillosa.

Para el área de Casanare la Formación Carbonera se ha dividido en ocho conjuntos litológicos, los conjuntos designados con números impares (C1, C3, C5, C7) son predominantemente arenoso y los enumerados como pares (C2, C4, C6, C8) son predominantemente arcillosos y lutíticos que fueron depositados en un ambiente continental a marino somero¹.

La Formación Carbonera y base de la secuencia terciaria ha sido dividida por ECOPETROL en ocho unidades operacionales, que de base a techo se denominan:

1.1.1 Unidad C8 (Unidad E4): el carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la Unidad C8 de la Formación Carbonera. Esta Unidad, presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña.

1.1.2 Unidad C7 (Unidad T1): Se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomeráticas, separadas por niveles de arcillolita de color gris a verduzco. Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor en la parte central de la cuenca.

1.1.3 Unidad C6 (Lutita E3): el máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa se encuentra en el sector Cumaral-1, con 600 pies. Hacia el Este se reduce rápidamente, hasta tener un promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.

¹ Arango, Andrea. Análisis Sismoestratigráfico de la Formación Carbonera Miembro C7 (Municipios de Orocué y San Luis de Palenque, Cuenca Llanos Orientales), Colombia. [En línea]. Universidad Industrial del Santander. Bogotá: 2014. Disponible en: < <http://www.bdigital.unal.edu.co/46168/1/01194756.2014.pdf>

1.1.4 Unidad C5: está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominantemente medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies. En el sector de Apiay es difícil diferenciarla y estaría incluida en el Conjunto C2 (ECOPETROL), en el cual estaría también el intervalo cronoestratigráfico correspondiente a la Unidad C4, no diferenciable en este sector, ya que litológicamente el Conjunto C2 presenta aproximadamente un espesor de 1.000 pies, correspondiente a una intercalación de arcillolitas, y areniscas de poco espesor, con un nivel un poco más arcilloso hacia el tope del mismo.

1.1.5 Unidad C4: no siempre son evidentes las características litológicas de esta unidad, especialmente en el sector suroeste de la cuenca. Está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero entre Vanguardia-1, al suroeste y Tauramena-1, al noroeste. El máximo espesor registrado en este sector comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca.

1.1.6 Unidad C3: esta unidad se encuentra poco desarrollada en la parte centro norte de la cuenca, donde presenta un espesor promedio de 150 pies y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste alcanzando más de 700 pies en el frente de montaña, cerca de Medina-1. Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a traslúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca. En el sector de Apiay, puede ser equivalente cronoestratigráficamente a las Areniscas de Carbonera, y conjunto C1, que corresponde a una intercalación de areniscas y arcillolitas.

1.1.7 Unidad C2 (Lutita E): después de la Formación León, es el sello mejor desarrollado, y el de mayor extensión hacia el Este. Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, donde alcanza más de 900 pies (Pozo Medina-1). La unidad C2, correlaciona con la lutita E del sector de Apiay. En sus límites norte y noreste de la cuenca, el porcentaje de arena aumenta, relacionado probablemente con ambiente deltaico en este sector.

1.1.8 Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera): es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Correlaciona estratigráficamente con las Areniscas Superiores de Carbonera (ECOPETROL). Su espesor aumenta de manera regular hacia el occidente, y alcanza más de 2.000 pies antes del Piedemonte, en el sector de Guacavia-1 y Curamal-1².

1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO GANDUL

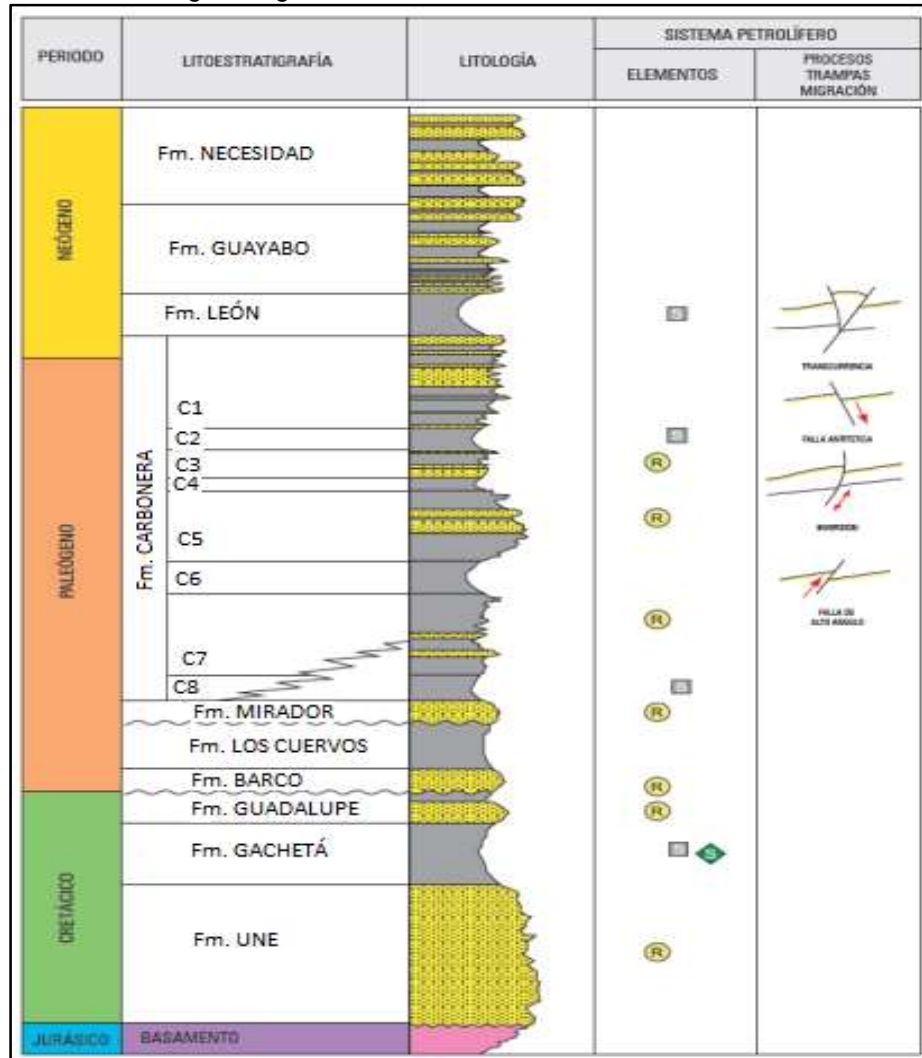
El Campo Caño Gandul se encuentra ubicado en el Municipio de San Luis de Palenque, al oriente del departamento de Casanare en la Cuenca de los Llanos Orientales.

El Campo fue descubierto a través del Pozo CGL-01 en abril de 1986, donde se encontró petróleo en las Formaciones Carboneras C5, C6 y C7. Fue puesto en

² Agencia Nacional de Hidrocarburos, Integración Geológica, Digitalización y Análisis de Núcleos Cuenca Llanos Orientales. {En línea}. Bogotá: 2012. Disponible en (<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>).

marcha a partir del año 2002 por el Pozo CGL-01 con sistema de levantamiento artificial UJP (Unidad de Bomba Jet por sus siglas en inglés); el campo pertenece a la Concesión Corocora y contrato Corocora – A2.

Figura 1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales.

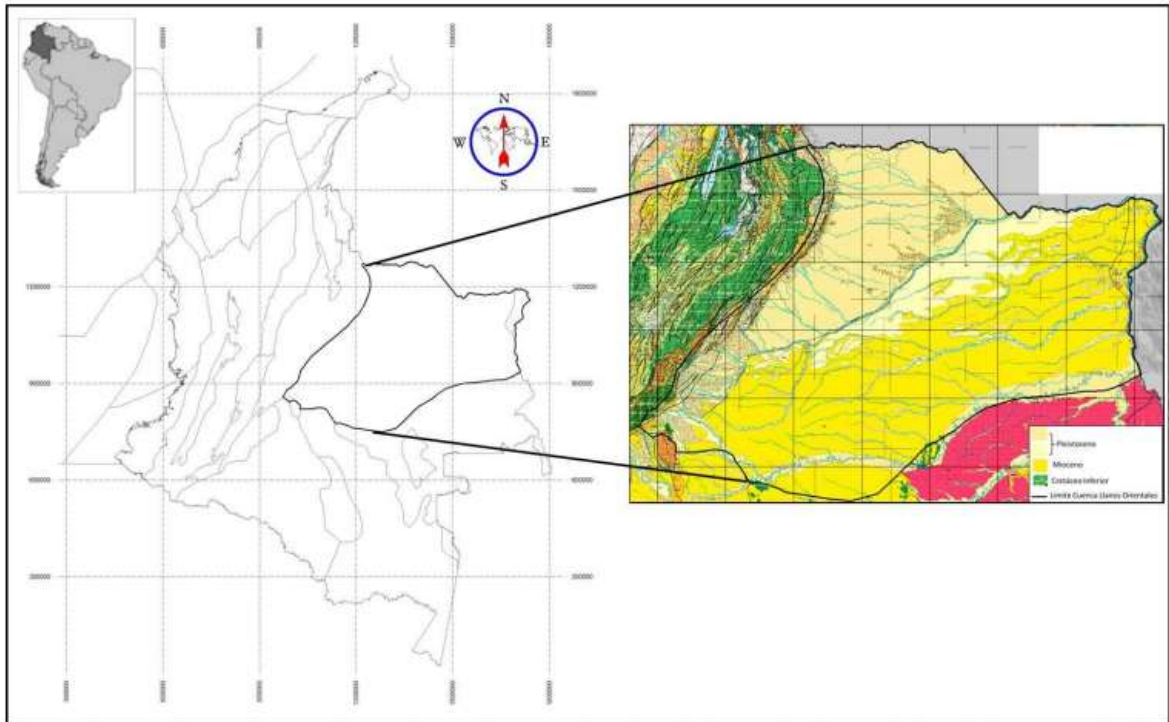


Fuente Agencia Nacional de Hidrocarburos, Integración Geológica, Digitalización y Análisis de Núcleos Cuenca Llanos Orientales. {En línea}. Bogotá: 2012. Disponible en (<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>).

Posteriormente fueron perforados los Pozos CGL-02, CGL-03 y CGL-04 de los cuales CGL-02 y CGL-03 salieron secos, CGL-04 se inició con sistema de levantamiento artificial Unidad de Bomba Jet. Se realizó desarrollo del campo con

la perforación de los Pozos CGL-05, CGL-06 y CGL-07, que después fueron cerrados por su bajo potencial y al Pozo CGL-06 se le realizaron trabajos de reacondicionamiento para dejarlo como inyector.

Figura 2. Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, Integración Geológica, Digitalización y Análisis de Núcleos Cuenca Llanos Orientales. {En línea}. Bogotá: 2012. Disponible en (<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>).

Posteriormente fueron perforados los Pozos CGL-02, CGL-03 y CGL-04 de los cuales CGL-02 y CGL-03 salieron secos, CGL-04 se inició con sistema de levantamiento artificial Unidad de Bomba Jet. Se realizó desarrollo del campo con la perforación de los Pozos CGL-05, CGL-06 y CGL-07, que después fueron cerrados por su bajo potencial y al Pozo CGL-06 se le realizaron trabajos de reacondicionamiento para dejarlo como inyector.

Los Pozos en sus inicios de producción, producían grandes cantidades de arena por lo que se tomó la decisión de implementar un método de control de arena

(*Gravel Pack*) en la cara de la formación productora que en ese entonces era Carbonera-7. Posteriormente por optimización de producción fue cerrada esta formación y se abrió Carbonera-5, desde ese momento ha estado produciendo con la ausencia del sistema de control de sólidos que ha generado inconvenientes en la producción desde fondo de pozo hasta superficie.

Tabla 1. Características del Campo Caño Gandul.

| CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO | |
|-----------------------------------|-------------------------------|
| FORMACIONES PRODUCTORAS | CARBONERA SUPERIOR E INFERIOR |
| TIPO DE TRAMPA | ESTRUCTURAL. |
| PROFUNDIDAD | 4840' |
| LITOLÓGÍA | ARENISCAS |
| ESPESOR TOTAL/ESPESOR NETO | 4' |
| POROSIDAD | 15-20% |
| PERMEABILIDAD | 45-535 Md |
| TEMPERATURA DE YACIMIENTO | 140°F |
| VISCOSIDAD DE ACEITE | 18.1 Cp @ Pi |
| PRESIÓN DE BURBUJA | 75 PSI @ 4500´ |
| GRAVEDAD API DEL CRUDO | 30.0 - 34.5 |
| MECANISMOS DE PRODUCCIÓN | EMPUJE DE AGUA |
| METODO DE PRODUCCIÓN | ELECTROSUMERGIBLE |

Fuente: Perenco Colombia Limited, Presentación Coordinación Casanare. [PDF]. 2015. Modificado por el autor

1.3 DIAGNÓSTICO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA ASOCIADO AL POZO CGL-01

Para determinar el diagnóstico de la alta producción de arena en el Pozo CGL-01, el cual se encuentra completado y produciendo de la Formación Carbonera Unidad

C5 (ver anexo A), inicialmente es necesario saber ciertas características de la formación productora (se describe en el capítulo 1.1) y se resumen a continuación.

Las Unidades C1, C3, C5 y C7 son arenosas y normalmente son rocas poco o no consolidadas por varias razones; primeramente porque fueron formadas por la compactación de depósitos de arena por ríos cercanos a playas marítimas, estas rocas presentan fragmentos de tamaños entre 2 y 0.0625 mm, las cuales no poseen un buen grado de compactación debido a la porosidad que tienen, adicional a esto poseen menos del 15% de cemento aproximadamente dentro de su estructura de sedimentación, lo cual disminuye la fuerza de cohesión existente dentro de las partículas y finalmente hay que destacar que estas rocas son relativamente jóvenes, las cuales podemos encontrar en la Cuenca los Llanos Orientales a partir de los 4.000 ft de profundidad en ciertos lugares, es decir, la presión ejercida por las capas suprayacentes de rocas sobre estas no es tan alta como en las que se presentan en las Formaciones Guadalupe y Gachetá. Caso contrario pasa en las unidades pares (C2, C4, C6 y C8) que en su gran mayoría son compuestas por lutitas, arcillas, y por su puesto minerales arcillosos diagenéticos que forman gran parte del cemento, con tamaños de fragmento de aproximadamente 0.004 mm que favorecen a la compactación de la roca y su densidad (rocas consolidadas) por su baja porosidad y adicional a esto fueron depositados en ambientes continentales.

Actualmente la alta producción de arena en el Pozo CGL-01 se está presentando por diferentes factores:

1. La Unidad C5 es una formación poco consolidada, por lo tanto favorece al aporte de partículas de arenas.
2. Los cambios o el delta de presión al que es sometido el pozo para extraer los barriles generan esfuerzos mayores a la fuerza de cohesión intergranular que presenta la roca.

3. No se cuenta con un método de control de producción de finos en esta zona completada del pozo.
4. La Formación Carbonera Unidad C5 en general fue depositada por ambientes fluviales tales como ríos, lagos y ambientes no marinos; por lo tanto los granos en la roca son normalmente mojados por agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. El agua de formación tiende a adherirse al agua producida, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial y, por ende, la cohesión intergranular.

El Pozo CGL-01 tiene sistema de levantamiento artificial por Bomba Electrosumergible, operando a la mínima frecuencia permisible (36.0 Hz) debido al exceso de producción de arena que se presenta en los equipos de superficie (ver anexo C). Desde el cambio de zona (Carbonera Unidad C7 a Unidad C5) se ha notado el exceso de arena proveniente de la formación (ver figura 3), lo cual ha evitado que se lleven a cabo proyectos de optimización mediante incremento de velocidad de la bomba a través del variador de frecuencia.

Figura 3. Historia de producción Pozo CGL-01.



Fuente: Perenco Intranet, Historia Producción CGL-01. {En línea}. Disponible en (intranet.perenco.net/module/sf_operation/web/well/view/460#ui-id-10).

2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de arena en los campos petrolíferos se da a través de Formaciones poco consolidadas o sin ninguna consolidación, las cuales tienen muy baja fuerza de cohesión entre los granos de arena o simplemente no obtuvieron una buena cementación primaria. Cuando el pozo es puesto en operación, se genera un flujo debido a cambios de presión en fondo el cual permite el ingreso del fluido en conjunto con partículas provenientes del yacimiento a altas velocidades que generan erosión en el interior de la tubería de producción, obstrucción al flujo de fluidos, daños en bombas utilizadas como sistemas de levantamiento artificial, abrasión a las líneas de flujo, almacenamiento de sólidos en separadores, tanques, deterioro en las bombas de despacho e inyección, entre otros. La producción de arena depende en gran medida de los cambios de presión en el pozo, velocidades de flujo a través del yacimiento y viscosidad del fluido.

2.1 TASAS DE PRODUCCIÓN DE LOS FLUIDOS

Los fluidos que se mueven a través de un yacimiento generan esfuerzos sobre los granos de arena; dichos esfuerzos tienden a mover los granos hacia el pozo, en conjunto con los fluidos producidos.

Los esfuerzos sobre los granos son causados por la diferencia de presión del yacimiento, por la sobre carga geológica y por las fuerzas de fricción causadas por el movimiento de los fluidos, los cuales constituyen el mayor esfuerzo que tiende a causar el problema de producción de arena en un pozo. Así, cuando la suma de

todos los esfuerzos excede la resistencia de la formación, habrá producción de arena de la formación³.

Para la gran mayoría de los pozos con producción de arena, existe una tasa de flujo crítica a la cual el diferencial de presión y los esfuerzos de arrastre friccional no son lo suficientemente altos para vencer las fuerzas de compactación de la formación. Este caudal crítico es conocido durante los procedimientos de incremento de producción de forma paulatina hasta que se denote un exceso de producción de arena; sin embargo estos caudales suelen ser bajos, los cuales no representan ganancias económicas significativas para las compañías.

2.2 FACTORES GEOLÓGICOS Y GRADO DE COMPACTACIÓN

La producción de arena se presenta en casi todas las áreas del mundo donde la tasa de petróleo o gas proviene de los yacimientos de areniscas; por lo tanto, el problema es mundial. La producción de arena es muy común en los yacimientos de Edad Terciaria, debido a que estos yacimientos son geológicamente jóvenes y normalmente se localizan a profundidades relativamente bajas, no han logrado compactarse y tienen cementación intergranular muy pobre.

La capacidad de mantener túneles de perforación abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de arena. La cementación de areniscas suele constituir un proceso geológico secundario y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en Formaciones Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes.

³ Castro, Antonio. Últimos avances en control de arena para pozos horizontales en operaciones costa-fuera [En línea]. Universidad Industrial del Santander. Bucaramanga: 2005. Disponible en: <<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1037/2/118051.pdf>>.

Las Formaciones Terciarias jóvenes suelen poseer poco material de matriz (material de cementación tales como: Carbonatos, Sílice, Calcita y Arcilla) que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas Formaciones suelen calificarse de “poco consolidadas” o “no consolidadas” (ver Figura 4). Una característica mecánica de la roca que se asocia al grado de consolidación es la resistencia a la compresión. Las Formaciones de arenisca poco consolidadas suelen tener una resistencia a la compactación inferior a 1.000 libras por pulgada cuadrada.

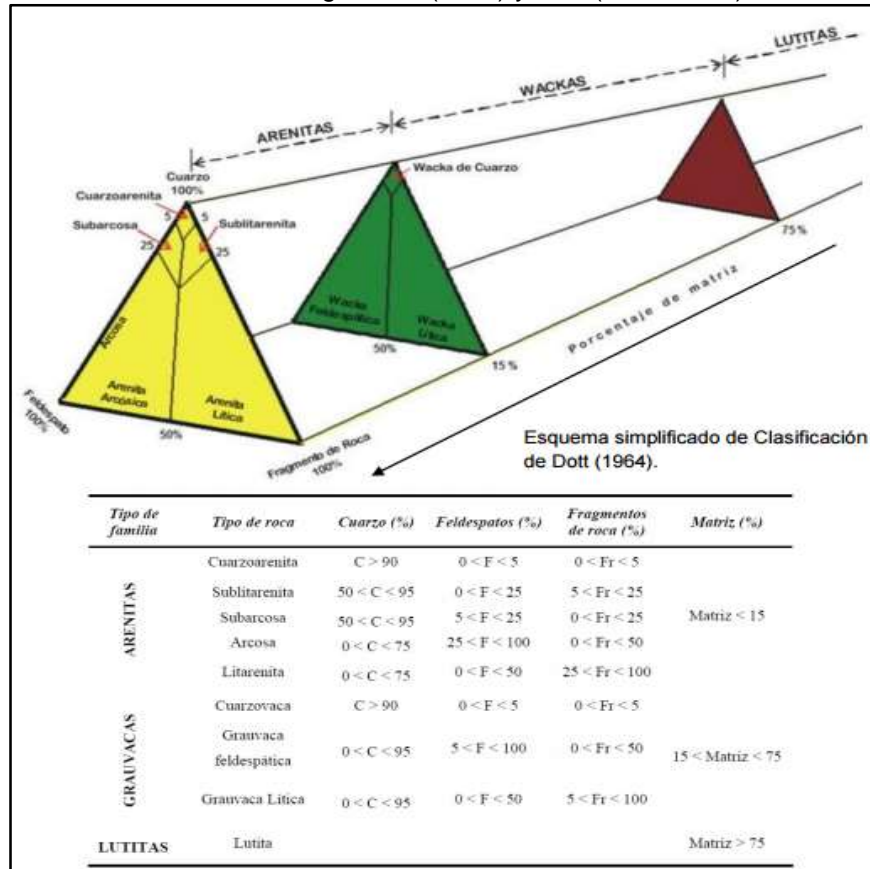
2.3 VISCOSIDAD DEL FLUIDO DEL FLUIDO DE YACIMIENTO

La fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de arena de la Formación, es creada por el flujo de fluidos del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de los fluidos y a la viscosidad del fluido del yacimiento que se está produciendo.

La fuerza de arrastre friccional sobre los granos de arena de la Formación, es mayor en los yacimientos cuya viscosidad de fluido es elevada, en comparación con los de viscosidad baja. La influencia del arrastre por viscosidad induce a la producción de arena en yacimientos de crudo pesado, donde se encuentran crudos altamente viscosos de poca gravedad e incluso de velocidades bajas de flujo⁴.

⁴ Del Valle Figuera, Julia. Propuestas de mejoras a los métodos de control de arena de los Pozos productores de la arena O-15, Yacimiento OFIM CNX-24, Campo Cerro Negro [En línea]. Universidad de Oriente Núcleo de Monagas: Maturín 2012 [Citado 25 Septiembre de 2015]. Disponible en: <http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/3246/1/622.3383_F476_JULIA_FIGUERA.pdf>.

Figura 4. Clasificación de Areniscas según Dott (1964) y Folk (1968, 1970)



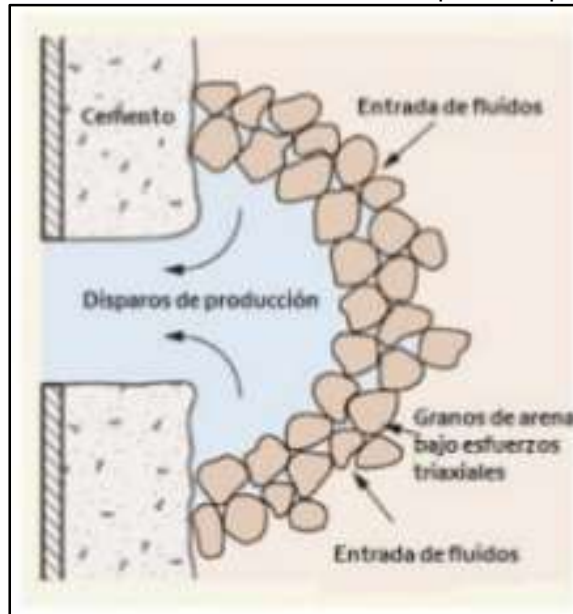
Fuente: Curso Geología General I, Rocas Sedimentarias. {En línea}. Disponible en (http://cuencas.fcien.edu.uy/cursos/materiales/practico_7y8_2012.pdf).

2.4 AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA

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

efectos de la permeabilidad relativa. A medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa del crudo, por lo cual se requiere un diferencial de presión mayor para producir crudo a la misma velocidad⁵.

Figura 5. Geometría de un arco de arena alrededor de los disparos de producción.



Fuente: Modificada, K. Ott & D. Woods, CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

⁵ Díaz, Cristian y Díaz, Yoslery. Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor del Socorro [En línea]. Universidad Central de Venezuela: Caracas 2002 [Citado en Agosto 10 de 2015]. Disponible en: <<http://saber.ucv.ve/jspui/bitstream/123456789/118/1/TRABAJO%20ESPECIAL%20DE%20GRADO.pdf>>.

3 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de arena tiene consecuencias graves según la magnitud del aporte de los pozos productores, en ocasiones algunos pozos tienen baja producción de sólidos y las compañías no invierten mucho dinero en sistemas de control, ya que el aporte permanece dentro de los límites manejables. Por otro lado; cuando se tienen altas producciones de arena las consecuencias son graves por las afectaciones existentes desde fondo de pozo hasta superficie, lo cual involucra inyección de dinero para mantenimiento del campo aumentando los costos de levantamiento por barril y no representa una operación viable económicamente.

Los siguientes son algunos de los problemas que surgen a partir de la producción del sólido indeseado.

3.1 PERDIDAS DE PRODUCCIÓN

La producción de arena a través del tiempo causa obstrucción en el flujo de fluidos a través de los túneles creados a partir del cañoneo originando un decremento en la producción de forma paulatina. En ciertos casos se presenta llenado del bolsillo donde la arena alcanza las perforaciones, se presenta obstrucción en el fondo del pozo, disminuyendo drásticamente la producción del mismo. De igual forma la presencia de sólidos afecta gravemente a las bombas de fondo utilizadas como mecanismo de levantamiento artificial.

3.2 EROSIÓN EN LOS EQUIPOS DE FONDO Y LÍNEAS DE FLUJO

Como se mencionaba anteriormente una producción alta de arena genera grandes problemas en los equipos utilizados como sistema de levantamiento artificial, por ejemplo; en las Bombas Electrosumergibles (ESP) la presencia de arena causa

erosión en el eje y las etapas de la bomba, disminuyendo el tiempo de vida del equipo y aumentando costos relacionados al cambio de la misma y, pérdidas de producción durante los trabajos de *workover* para su reemplazo. Otro caso es el daño ocasionado en las boquillas de los sistemas de bombeo hidráulico, donde se manejan altas velocidades de flujo con presencia de finos en áreas pequeñas (principio de Venturi) se manifiesta erosión aumentando el diámetro de la boquilla y por ende disminuyendo la eficiencia de la bomba. El sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico es otro mecanismo que se ve castigado por la acumulación de sedimentos en la válvula fija, que al igual que las Bombas Jet, bajan su eficiencia.

Figura 6. Acumulación de arena en equipos de superficie.



Fuente: CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

Figura 7. Erosión de la tubería causado por arenamiento.



Fuente: CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

En las líneas de flujo de diámetro menor se presentan altas velocidades a comparación de las de mayor diámetro, estas altas velocidades de flujo con presencia de arena son propensas a la erosión que pueden tener como resultados la manifestación de poros a lo largo de la *flow line* generando un gran impacto al entorno ambiental por la contaminación presentada. Pero no sólo en las líneas de flujo de diámetro menor se presentan afectaciones en el sistema de producción sino que también en las de mayor diámetro (tuberías horizontales); en estas tuberías se presentan velocidades bajas de fluido que resulta en la sedimentación de los sólidos disminuyendo el área transversal del flujo de fluido y fomentando al crecimiento poblacional de las bacterias, las cuales se encuentran debajo de las capas de arena proporcionando corrosión en diferentes puntos de la tubería.

3.3 TRABAJOS DE LIMPIEZA CONTINUA DE ARENA

Cuando se produce un pozo por encima de la tasa crítica para satisfacer las necesidades económicas de un campo, la producción de arena tiene lugar de forma severa, por lo tanto se debe contar con un programa de limpieza a los Separadores, Tanques, entre otros equipos. Adicional a esto se debe incluir un presupuesto extra para el mantenimiento de los mismos, aumentando los costos de levantamiento.

La producción de arena proveniente del Pozo CGL-01 completado en la formación Carbonera Unidad C5 ha sido alta desde sus inicios de producción. El pozo está operando con sistema de levantamiento artificial de Bomba Electrosumergible a una frecuencia de 36.0 Hz (frecuencia mínima) debido al exceso de producción de sólido indeseado que se genera con velocidades mucho más altas en el variador. Aun así, con frecuencias bajas se siguen produciendo volúmenes considerables de sólidos ocasionando saturaciones de arenas en los equipos de separación en superficie (Ver figura 8 y anexos) tales como; Separadores Generales, Separador de prueba y Skim Tank. Por lo tanto se ha creado una programación de limpieza a los equipos cada dos (02) meses donde se han logrado extraer tres (03) metros cúbicos por

separador. Estas rutinas de limpieza a los equipos son realizadas por empresas terceras o contratistas especializadas en dichos trabajos, lo cual representa costos extras que asume la compañía y se ven reflejados en el *OPEX* y por supuesto en el costo de levantamiento por barril. A continuación se describen los costos relacionados a la limpieza de separadores, traslado de la arena y mano de obra.

Tabla 2. Costos de limpiezas de Separadores.

| EQUIPOS | COSTO UNITARIO (\$) |
|--|----------------------------|
| Separador General C | 4.100.000 |
| Separador General D | 4.100.000 |
| Separador de Prueba | 4.100.000 |
| Costo total por limpiezas (C/2 meses) | 12.300.000 |
| Costo total anual | 73.800.000 |

Fuente: Autor.

De igual forma existe otro problema que está indirectamente relacionado con la presencia de arena en los equipos de separación. Cuando se presentan altas concentraciones o niveles de sólidos en los separadores disminuye la eficiencia de los mismos, es decir, existe un área ocupado por la arena en la sección de separación o asentamiento gravitacional, la cual disminuye el tiempo de retención del crudo y el agua por lo que se obtiene el crudo con un BS&W más alto y el agua con mayor cantidad de ppm de crudo.

Figura 8. Parte interna de un Separador saturado de arena.



Fuente: Perenco Colombia Limited, Superintendencia de Operaciones Yopal-Casanare, 2016.

4 MECANISMOS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA

Las técnicas de control de arena suelen ser soluciones útiles que disminuyen, total o parcialmente la producción de sólidos. Las formaciones no consolidadas generalmente aportan alta producción de finos debido a la falta de material cementante en el proceso de sedimentación de la roca o por la baja fuerza de cohesión entre los granos. Cuando el yacimiento es expuesto a esfuerzos a través del flujo de fluido se generan desprendimiento de partículas que viajan hacia el fondo del pozo donde una parte se decanta y obstaculiza el paso del fluido generando daño de formación, y otra parte que asciende hasta superficie generando problemas de erosión en líneas de flujo.

En la actualidad existen mecanismos para controlar la excesiva producción de arena, dentro de los cuales se encuentran soluciones mecánicas, soluciones químicas y manejo de la producción controlando los cambios de presión en fondo de pozo las cuales se describen a continuación:

4.1 MÉTODOS MECÁNICOS DE CONTROL DE ARENA

Los métodos mecánicos para control de producción de arena conocidos también como “métodos de puenteo”; Los “puentes” formados naturalmente entre la arena impiden la migración de ésta de la formación hacia el pozo.

Se ha demostrado que los granos redondos no fluyen continuamente a través de ranuras rectangulares del doble de su diámetro, ni por huecos circulares de diámetro tres veces mayores que el de las partículas redondas o esféricas.

Todos los métodos de retención mecánica de arena, se basan en retener una fracción de arena de la formación con el fin de que el resto forme un “puente” sobre la ranura, evitando así que la arena entre al pozo.

Los métodos de control de arena incluyen:

- ✓ Rejillas o mallas (*Screens*) y *Liners* ranurados.
- ✓ *Liners* ranurados pre-empacados con grava.

4.1.1 Mallas o *Liners* Ranurados. Los primeros métodos mecánicos empleados para controlar la producción de arena en los pozos fueron las mallas y los tubos ranurados.

Una malla es un tubo, con orificios o ranuras recubiertas con alambres; la malla está destinada a excluir las partículas de arena de la formación por medio del puenteo que se forma en las ranuras.

Los *liners* ranurados, se denominan así por tener ranuras verticales u horizontales uniformemente espaciadas. El ancho de las ranuras puede ser de 0.020 pulgadas o más si es necesario, dependiendo del tamaño de la grava requerida en cada caso.

El ancho de las ranuras, aparte de que debe ser lo suficientemente pequeño para prevenir la producción de arena, debe ser lo suficientemente amplio para permitir la productividad del pozo y minimizar el taponamiento del *liner* con arcillas, parafinas o escamas, producidas de la formación por los fluidos⁶.

Para que un *liner* ranurado sea eficiente se recomienda su utilización en formaciones de permeabilidad relativamente altas, que contenga poca o ninguna

⁶ Castro, Antonio. Últimos avances en control de arena para pozos horizontales en operaciones costa-fuera [En línea]. Universidad Industrial del Santander. Bucaramanga: 2005 [Citado en Agosto 16 de 2015]. Disponible en: <<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1037/2/118051.pdf>>.

arcilla, es decir, arenas relativamente limpias y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos, con poca dispersión entre tamaño de granos. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en el *liner* podrían obstruirse y si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio, es posible que el *liner* ranurado se obstruya con granos de arena durante la formación del puente en el mismo.

Figura 9. *Liners* y *Screen* ofrecidos por la industria.

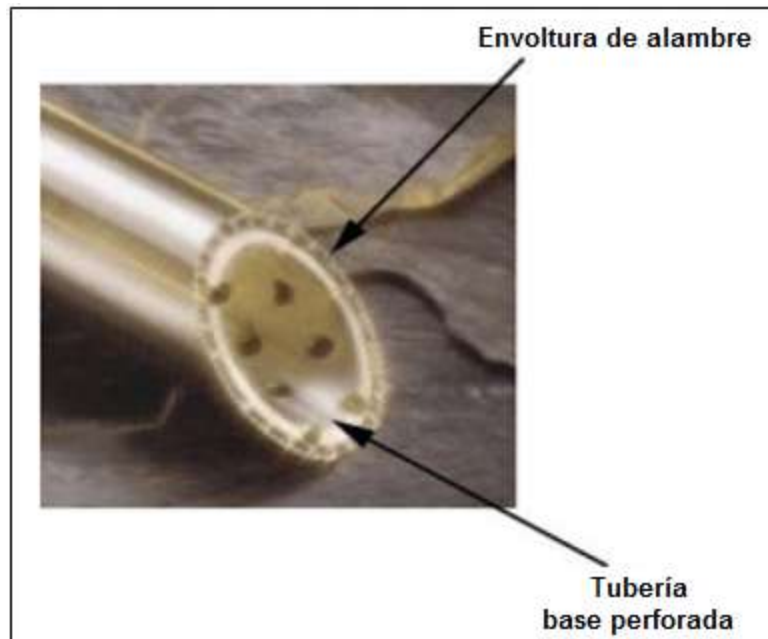


Fuente: Castro, Antonio. Últimos avances en control de arena para pozos horizontales en operaciones costa-fuera [En línea]. Universidad Industrial del Santander. Bucaramanga: 2005. Disponible en: <<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1037/2/118051.pdf>>.

Por otra parte si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando se cambien las tasas de producción o los arranques y cierres del pozo, y como consecuencia es posible que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción del *liner*.

4.1.2 Rejillas con envoltura de alambre. Son las más comunes y por lo general constan de una tubería base (perforada) y un espiral de alambre de acero inoxidable enrollado para retener tamaños específicos de grava. El rollo de alambre es enrollado y soldado simultáneamente a unas barras longitudinales para formar un hueco helicoidal sencillo o simple. Los pozos que presentan producción de fluidos corrosivos (H_2S , CO_2), ameritan de consideraciones especiales. En estos casos hay que controlar la producción de arena con herramientas diseñadas con un material para evitar la corrosión de la rejilla⁷.

Figura 10. Rejilla con envoltura de alambre.



Fuente: Del Valle Figuera, Julia. Propuestas de mejoras a los métodos de control de arena de los Pozos productores de la arena O-15, Yacimiento OFIM CNX-24, Campo Cerro Negro [En línea]. Universidad de Oriente Núcleo de Monagas: Maturín 2012 [Citado 25 Septiembre de 2015]. Disponible en: <http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/3246/1/622.3383_F476_JULIA_FIGUERA.pdf>.

⁷ Del Valle Figuera, Julia. Propuestas de mejoras a los métodos de control de arena de los Pozos productores de la arena O-15, Yacimiento OFIM CNX-24, Campo Cerro Negro [En línea]. Universidad de Oriente Núcleo de Monagas: Maturín 2012 [Citado 25 Septiembre de 2015]. Disponible en: <http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/3246/1/622.3383_F476_JULIA_FIGUERA.pdf>.

4.1.3 Rejillas de malla premium. Utilizan un medio de tela de alambre especial alrededor del filtro de grava con envoltura de alambre. Estos filtros de grava normalmente incluyen un aro protector con orificios perforados para una mayor protección durante la instalación, o bien, tienen orificios para reducir la erosión causada por los granos de arena y las partículas finas que impactan directamente en el filtro interno a alta velocidad.

Figura 11. Rejilla de malla premium.



Fuente: Del Valle Figuera, Julia. Propuestas de mejoras a los métodos de control de arena de los Pozos productores de la arena O-15, Yacimiento OFIM CNX-24, Campo Cerro Negro [En línea]. Universidad de Oriente Núcleo de Monagas: Maturín 2012 [Citado 25 Septiembre de 2015]. Disponible en: <http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/3246/1/622.3383_F476_JULIA_FIGUERA.pdf>

4.1.4 Rejillas con empaques con grava

Los empaques con grava constituyen el método de control de arena frecuentemente usado en pozos verticales o desviados en arenas poco consolidadas; son filtros de fondo que previenen la producción no deseada de arena de formación. Consisten en la colocación de grava cuidadosamente seleccionada, que actúa como filtro entre arena de Formación y el *Liner* o rejilla, es decir, la arena de Formación se mantiene en su sitio gracias a la acción de una arena de empaque debidamente dimensionada, la cual será sostenida por una rejilla o *liner*. Dicha grava debe estar entre un rango de 5 a 6 veces mayor que el diámetro de los granos de la formación,

por lo que funcionará como un filtro que permitirá el flujo de fluidos de la formación y reteniendo los sólidos que posiblemente sean producidos.

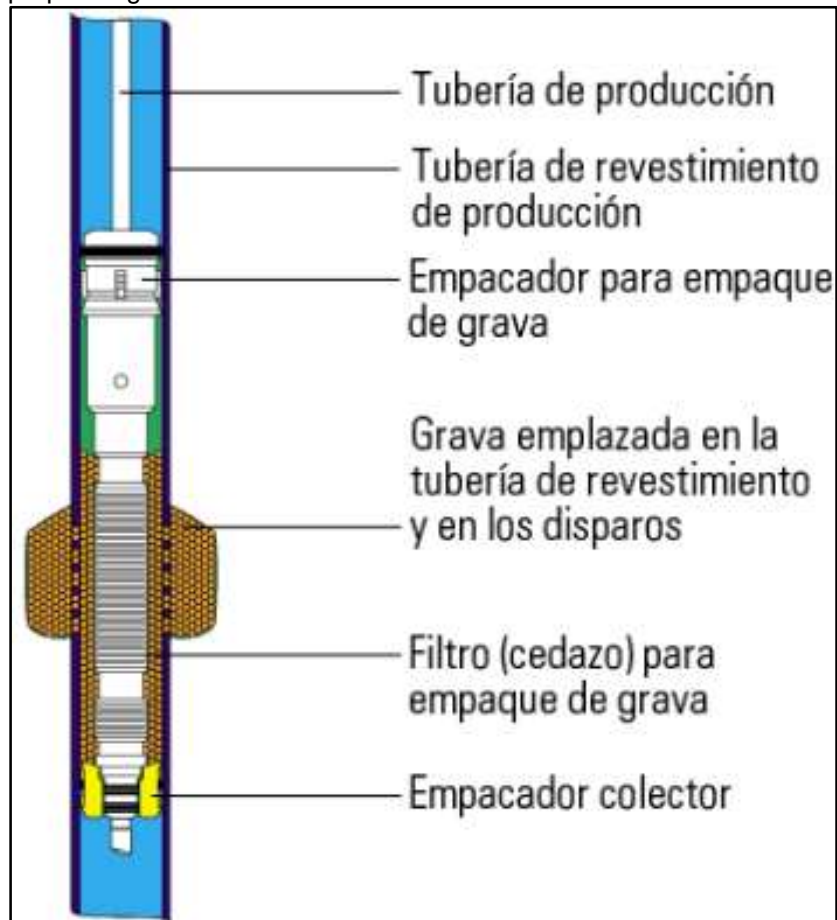
La productividad del pozo está íntimamente relacionada con la selección de la grava de empaque a utilizar, ya que una inadecuada selección del tamaño de grava a utilizar puede permitir que la arena de formación y la grava se mezclen, trayendo como consecuencia un área de baja permeabilidad que disminuye la productividad del pozo. El tamaño de la grava debe ser seleccionado de tal forma que la arena de Formación se puentee con poco o ningún movimiento de la arena dentro del empaque con grava.

La grava del empaque colocada en las perforaciones y en el anular entre el *liner* y el revestidor filtra la arena de la formación mientras que la rejilla filtra la arena del empaque con grava.

El empaque con grava es históricamente el tipo más exitoso de control de arena por una variedad de condiciones y que actualmente es uno de los métodos que ha presentado los mejores resultados y es una de las técnicas más fiable entre las otras, sin embargo, tiene la desventaja de que requiere una inversión sustancial para el taladro, fluido de completamiento, el equipo de fondo de pozo, equipo de superficie y bombeo, materiales; la pérdida de fluido durante el completamiento podría causar daño a la formación, puede producir erosión / corrosión de la rejilla o liner debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta y dificultad de colocar fluidos de estimulación a través del intervalo empacado con grava⁸.

⁸ Control de arena aplicado a pozos petroleros. {En línea}. {Consultado el 28 de Marzo 2016}. Disponible en <<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>>.

Figura 12. Empaque de grava con cedazo.



Fuente: Schlumberger, Empaque de grava. {En línea}. Disponible en (http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gravel_pack.aspx)

4.1.5 Rejillas pre-empacadas. Las rejillas pre-empacadas son un filtro de dos etapas con las envolturas externas e internas de la rejilla que entrapan el medio filtrante. El medio filtrante (típicamente grava) no deja pasar los granos de la formación más pequeños, esta arena actúa como agente de puenteo cuando se produce arena de formación mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes, las rejillas pre-empacadas se aplican en zonas donde la utilización del empaque con grava es difícil (zonas largas, pozos muy desviados, pozos horizontales y formaciones heterogéneas).

Ventajas del método

- ✓ A pesar de ser pre – empacadas no se aumenta el radio externo de las rejillas.
- ✓ En algunos casos son menos costosas que las tuberías ranuradas de gran diámetro.
- ✓ Poseen mayor capacidad de flujo por pie.

Desventajas del método

- ✓ Es muy propensa a daños físicos durante su asentamiento en el pozo.
- ✓ La grava consolidada es poco resistente a la erosión.
- ✓ La grava consolidada al igual que los sistemas de consolidación plástica son poco resistentes a la acción de ácidos, vapor, etc.
- ✓ Productividad de los pozos se reduce cuando las aberturas se taponan.

Existen diferentes diseños de rejillas pre-empacadas, los más comunes incluyen rejillas pre-empacadas dobles, rejillas pre-empacadas sencillas y rejillas pre-empacadas delgadas.

- ✓ **Rejilla doble:** Consiste en una rejilla estándar y una camisa adicional sobre la primera camisa. El espacio anular entre las dos camisas se rellena con grava revestida de resina. Todo el ensamblaje de la rejilla se coloca en un horno y se calienta para permitir que la grava revestida se consolide.
- ✓ **Rejilla pre-empacada sencilla:** Posee, en primer lugar, una rejilla estándar. En este caso, se instala un tubo perforado especial sobre la camisa. Este tubo está envuelto en un papel especial para sellar los orificios de salida, y la región anular entre la camisa y el tubo perforado, se llena con grava revestida con resina. El

ensamblaje se cura en un horno y se saca el papel que está alrededor del tubo exterior.

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

Figura 13. Tipos de rejillas preempacadas.



Rejilla Doble

Rejilla Sencilla

Rejilla Delgada

Fuente: Del Valle Figuera, Julia. Propuestas de mejoras a los métodos de control de arena de los Pozos productores de la arena O-15, Yacimiento OFIM CNX-24, Campo Cerro Negro [En línea]. Universidad de Oriente Núcleo de Monagas: Maturín 2012 [Citado 25 Septiembre de 2015]. Disponible en:

<http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/3246/1/622.3383_F476_JULIA_FIGUERA.pdf>

- ✓ **Rejillas expandibles:** Constan de un diámetro reducido que se expanden contra la pared del pozo después de bajarse al mismo. La teoría de la mecánica de la roca indica que si los filtros de grava ejercen fuerza contra las paredes del

pozo, los filtros de grava expandibles pueden prevenir la producción de arena, ya que se requieren de mayores fuerzas de compactación para iniciar las fallas en la roca y comenzar la producción de arena en la interfaz formación-pared del pozo.

Para reducir el diámetro inicial, las capas superpuestas de los filtros quedan entre un tubo base ranurado y una cubierta protectora del tubo con agujeros perforados. Luego que se bajan los filtros de grava al pozo se empuja un mandril a través del ensamblaje expandiendo las ranuras del tubo base, los filtros y los agujeros en la cubierta externa contra la pared del pozo, con el fin de proporcionar integridad al control de la producción de arena. Las capas de los filtros se abren deslizándose una encima de la otra y el diámetro externo aumenta casi un 50%. Este tipo de rejillas generalmente consisten en tres capas:

1. Una tubería base ranurada.
2. Un medio de filtración.
3. Un aro de refuerzo de protección exterior.

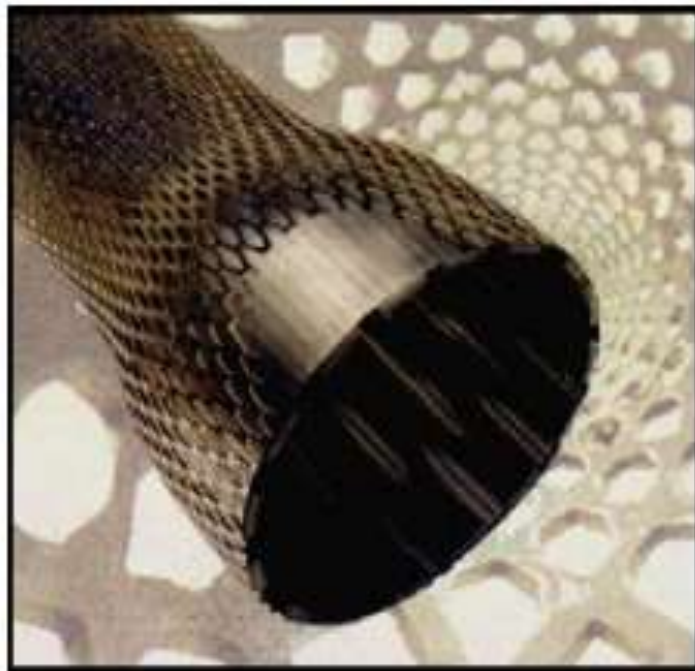
Este diseño ofrece un gran número de ventajas, brinda una gran área de influjo que minimiza el taponamiento de la rejilla y la erosión, es operacionalmente fácil de instalar, proporcionan un mayor diámetro interno que cualquier otro tipo de rejilla de control de arena, optimiza el comportamiento del influjo y facilita la instalación de equipos para aislamiento zonal.

Una vez expandida la rejilla, elimina verticalmente el espacio anular, haciendo innecesario el empaque con grava en yacimientos que representan riesgos tales como: Lutitas reactivas, gradientes de baja fractura, fracturas o fallas. Un punto preocupante en el uso de filtros de grava expandibles es que puede permanecer un espacio anular pequeño incluso después de la instalación de estos como resultado

de pozos socavados y agrandados o de una expansión inadecuada de la rejilla llevándolos a nivel de los tubos filtros convencionales.

La aplicabilidad de este tipo de filtros se ha centrado en pozos horizontales y pozos verticales a hoyo desnudo. Las pruebas de laboratorio y los estudios de campo están definiendo los parámetros de formación y las condiciones de yacimiento en las que esta tecnología se puede aplicar de mejor manera⁹.

Figura 14. Rejilla expandible.



Fuente: Del Valle Figuera, Julia. Propuestas de mejoras a los métodos de control de arena de los Pozos productores de la arena O-15, Yacimiento OFIM CNX-24, Campo Cerro Negro [En línea]. Universidad de Oriente Núcleo de Monagas: Maturín 2012 [Citado 25 Septiembre de 2015]. Disponible en:
<http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/3246/1/622.3383_F476_JULIA_FIGUERA.pdf>

⁹ Del Valle Figuera, Julia. Propuestas de mejoras a los métodos de control de arena de los Pozos productores de la arena O-15, Yacimiento OFIM CNX-24, Campo Cerro Negro [En línea]. Universidad de Oriente Núcleo de Monagas: Maturín 2012 [Citado 25 Septiembre de 2015]. Disponible en:
<http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/3246/1/622.3383_F476_JULIA_FIGUERA.pdf>.

4.1.6 Hidrociclones: Estas herramientas son normalmente utilizadas en las unidades de Bomba Jet para la separación de sólidos presentes en el flujo líquido (actúa como elemento filtrante), con el fin de garantizar una mínima presencia de arena en las bombas de inyección de fluido motriz.

Su función principal es la de separar la arena y otras partículas compactas más pesadas que el agua. La separación se produce gracias a la velocidad de rotación que se genera al ser inyectada el agua de forma tangencial en el interior del cuerpo del hidrociclón.

Como consecuencia de la fuerza centrífuga, las partículas sólidas se desplazan hacia la pared del cono del hidrociclón, donde prosiguen una trayectoria espiral descendente debido a la fuerza de gravedad. De esta forma, las partículas sólidas son arrastradas a la parte inferior del hidrociclón donde se almacenan en un depósito colector. El agua filtrada sale del hidrociclón a través del tubo situado en la parte superior. Las partículas sólidas acumuladas en el depósito colector deben ser eliminadas periódicamente.

Como consecuencia de lo anteriormente mencionado, se obtienen ventajas cuando son instalados en líneas de flujo aguas abajo de cabeza de pozo para mitigar la erosión o abrasión en las líneas de flujo de la facilidad, presencia de sólidos en los equipos de superficie, en bombas de despacho, válvulas, entre otros.

4.2 VARIACIÓN DE LA TASA DE FLUJO

Se fundamenta en una reducción de la velocidad en el área cercana a la boca del pozo (en la cara de la arena) mediante la restricción de las tasas de producción, disminuyendo la caída de presión en la cara de la formación. Se reduce o aumenta la tasa de flujo paulatinamente hasta que la producción de arena sea operativamente manejable. Es una técnica de ensayo y error, la cual se basa en la

formación de arcos estables en la formación, es necesario repetir eventualmente el procedimiento, a medida que cambian la presión del yacimiento, la tasa de flujo y el corte de agua. La desventaja de ésta técnica es que la tasa requerida para mantener un arco estable en la formación suele ser menor al potencial de flujo del pozo y esto representa una pérdida significativa desde el punto de vista de la productividad.

4.3 MÉTODOS DE CONSOLIDACIÓN QUÍMICA

La consolidación química es uno de los métodos para controlar la producción de arena en los pozos; consiste en inyectar a la formación resinas ó pegantes químicos en forma de fluido para cubrir los granos de arena y mantenerlos unidos en la formación.

Para tener pleno éxito en el control de arena de un pozo por el método de consolidación química se requiere lograr unos objetivos a escala macroscópica y otros a escala microscópica.

- Suficiente penetración de la resina alrededor de la cara del pozo.
- El tratamiento debe ser completamente radial, es decir, en los 360° alrededor del hueco y teniendo además en cuenta la distribución vertical.
- Asegurar la inyección de la resina, lo más homogéneamente posible para evitar zonas de poca adherencia; si la inyección no es homogénea, no se puede garantizar solución al problema de producción de arena en un pozo, puesto que un túnel de cañoneo taponado o con baja permeabilidad al cual no le llega el tratamiento químico volverá a producir arena en el momento de reactivar el pozo en producción.
- Cubrir cada grano totalmente con resina.

- Concentrar la resina en los puntos de contacto entre los granos de arena.
- Dejar espacio poroso libre para permitir el almacenamiento y el flujo de los fluidos provenientes del yacimiento: generalmente se busca que la resina ocupe el 35% del volumen poroso.

“El sistema de consolidación química se debe aplicar preferiblemente en una formación antes de que se inicien los problemas de producción de arena”.

Existen una serie de condiciones para que el método de consolidación química tenga eficiencia, dichas condiciones dependen de las características de la formación productora, a continuación se referencian las más relevantes:

- El intervalo a tratar debe ser relativamente delgado, alrededor de 10 pies de longitud.
- La formación debe tener poca producción de arena antes del tratamiento, puesto que la distribución de resina en la zona aledaña al pozo es difícil cuando la formación está poco consolidada y se presentan cavernas detrás del revestimiento.
- Las zonas a consolidar deben tener limitada tendencia a producir arena.
- La formación debe tener suficiente permeabilidad vertical para así permitir una distribución homogénea de la resina alrededor del hueco.

La concentración de resina en los puntos de contacto entre los granos de arena, ocurre naturalmente en los medios porosos cuando una fase inmisible llena el centro de los espacios porosos; la tensión interfacial entre la resina y el líquido que llena el resto del espacio poroso, hace que la fase humectante (resina) sea atraída hacia los puntos de contacto entre grano y grano.

La cantidad de resina que se debe usar en cualquier trabajo de consolidación química, debe ser suficiente para llenar el volumen poroso de la formación hasta una distancia radial de 3 pies desde la cara del pozo. Experimentalmente se ha comprobado que en cualquier caso la cantidad mínima recomendada para hacer un tratamiento de consolidación química de arena, es de 50 galones de resina por pie de formación¹⁰.

Figura 15. Efecto de consolidación de los granos.



Fuente: Castro, Antonio. Últimos avances en control de arena para pozos horizontales en operaciones costa-fuera [En línea]. Universidad Industrial del Santander. Bucaramanga: 2005 [Citado en Agosto 16 de 2015]. Disponible en: <<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1037/2/118051.pdf>>.

¹⁰ Castro, Antonio. Últimos avances en control de arena para pozos horizontales en operaciones costa-fuera [En línea]. Universidad Industrial del Santander. Bucaramanga: 2005 [Citado en Agosto 16 de 2015]. Disponible en: <<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1037/2/118051.pdf>>.

4.3.1 Empaque de grava con resinas químicas

Consiste de un recubrimiento de un empaque de grava de alta permeabilidad con una capa fina de resina. Este método involucra el bombeo de grava a la formación y de una resina que es activada por la temperatura del fondo del pozo o por el calor de una inyección de vapor, una vez consolidado este empaque se prosigue a perforar la tubería de revestimiento contando ya con un filtro permeable que evitará la entrada de sólidos provenientes de la formación. Es una operación complicada que aumenta su grado de complejidad conforme cambien las condiciones del pozo como la longitud de la zona productora y la desviación. Requiere también de que el pozo esté completamente relleno con la grava que será utilizada para controlar. La resistencia a la compresión del empaque depende principalmente de la resina, la cual es afectada primordialmente por los factores como el tiempo de operación y la temperatura de fondo. Infortunadamente hay muy poca información con respecto al éxito o fracaso de esta técnica, por lo que su uso es apenas conocido.

Ventajas del método

- ✓ Los pozos se encuentran libres de obstrucción.
- ✓ No hay equipos de fondo, por lo tanto no se requiere operaciones de pesca durante reparaciones o recompletamientos.
- ✓ Más efectivo que la consolidación plástica en intervalos largos o arenas arcillosas.
- ✓ Se obtienen mayores esfuerzos de compresión que con otros métodos.
- ✓ Menos costoso que la consolidación plástica.

Desventajas del método

- ✓ Todas las perforaciones deben ser cubiertas totalmente para así lograr un empaque consolidado efectivo.

- ✓ Es requerido mucho tiempo de taladro.
- ✓ No aplicable en intervalos largos (30 ft).
- ✓ La aplicación del sistema grava – resina se encuentra limitado en pozos que sean capaces de aceptar suficiente grava y con temperaturas de Formación de 250°F.

5 PROPUESTA DE UN MÉTODO DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS EN EL POZO CGL-01

El Pozo CGL-01 se encuentra completado para producir de las unidades C5 y C7 de la Formación Carbonera. Anteriormente producía del miembro C7, en el cual el completamiento posee un método de “*sand control*” por la alta producción de sólidos que se tenía. Durante la etapa de producción de esta unidad el pozo operaba a 52 Hz de frecuencia y los análisis de contenido de arena realizados en laboratorio mostraban alta presencia de sólidos y partículas de acero proveniente de la bomba de fondo (BES). Tiempo más tarde la presencia de sólidos ocasionó daños en las etapas y en el eje de la bomba por erosión. Se decidió cambiar la zona por lo que no era económicamente rentable (C7 aislada) y se abrió la Unidad C5 con sistema de levantamiento artificial (BES nuevamente).

El Pozo CGL-01 actualmente está operando a una frecuencia de 36.0 Hz (mínima frecuencia permisible del variador) mediante una Bomba Electrosumergible en el miembro C5 de la Formación Carbonera. Su baja frecuencia de operación se debe a la alta producción de sólidos, es decir, el mecanismo con el que se cuenta actualmente para controlar esa excesiva producción de arenas es mediante la variación de la tasa de flujo; aunque es un buen mecanismo debido a que los esfuerzos y el “*drawdown*” al que es sometido el pozo es menor que las fuerzas de cohesión intergranular, se sigue presentando alta producción de sólidos en los equipos de superficie tales como los Separadores, “*Skim Tank*” y daño constante en los pistones de las bombas de despacho de crudo y bombas de inyección de agua aumentando los costos de mantenimiento y limpiezas de equipos. Adicional a esto, el método no permite producir el pozo a su máximo potencial y la bomba de fondo no tiene una operación o un “*performance*” ideal. Por consiguiente se requiere un método de control de arena en fondo de pozo para proteger la integridad y alargar la vida útil de la Bomba Electrosumergible y adicional minimizar los mantenimientos y limpiezas rutinarias en los equipos de superficie.

Al momento de diseñar y aplicar cualquier método de control de arena es necesario tomar en consideración algunos parámetros importantes que influyen de manera significativa en el éxito seleccionado, estos parámetros son los siguientes:

- ✓ Grado de consolidación de la formación.
- ✓ El daño existente en las inmediaciones del pozo, grado de severidad y extensión.
- ✓ Tipo de pozo, vertical u horizontal.
- ✓ Longitud del intervalo productor.
- ✓ Presencias de arcillas.
- ✓ Cercanía del contacto agua petróleo.
- ✓ Tiempo y frecuencia de arenamiento.
- ✓ Temperatura y presión de fondo.

El siguiente esquema (Figura 16) representa en forma general la información requerida o necesaria que se debe conocer antes de aplicar un determinado mecanismo de control de arena.

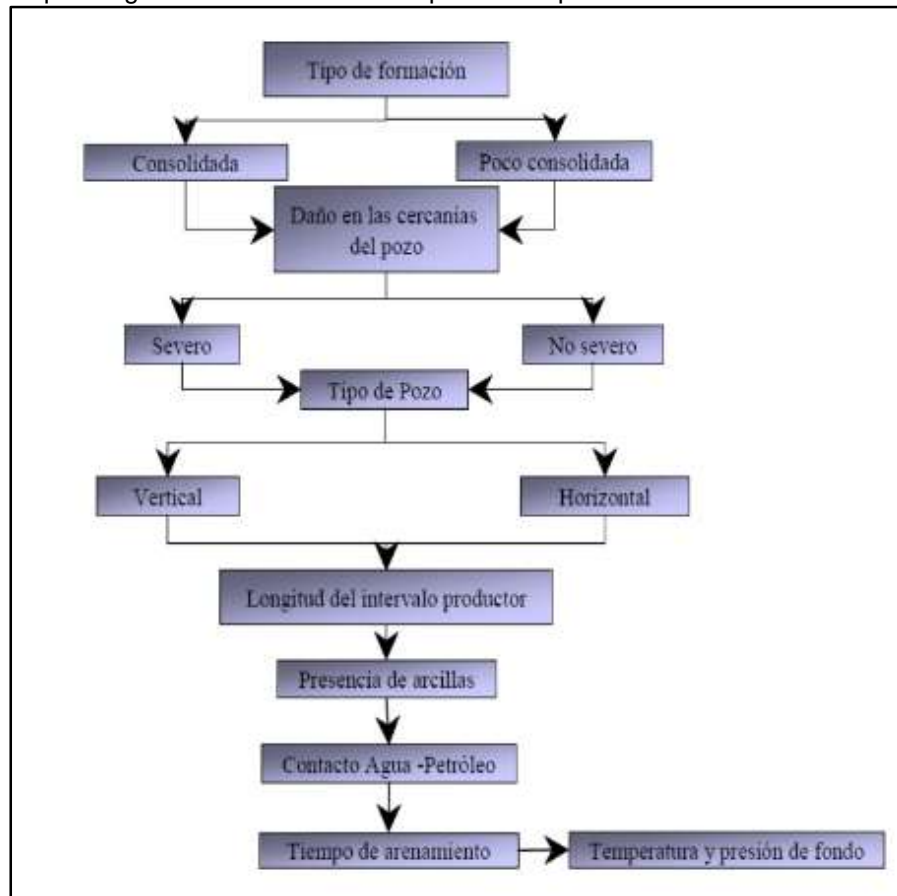
El diseñar un procedimiento que se adapte a todos los posibles casos existentes, es algo complejo, es por ello que, el planteamiento será de manera general, debido a que las condiciones de yacimiento, completamiento, geología regional, estratigrafía, estado de los esfuerzos en sitio, que varían de acuerdo a cada paso particular¹¹.

Los métodos mecánicos de control de producción de arena como las mallas y las rejillas pre-empacadas han sido ampliamente usados en la industria del petróleo y son una buena alternativa para mitigar la producción del sólido indeseado, los

¹¹ Control de arena aplicado a pozos petroleros. {En línea}. {Consultado el 28 de Marzo 2016}. Disponible en <<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>>.

cuales en ocasiones suelen ser más económicas que los “liners” ranurados y por supuesto que la consolidación química, teniendo esta como su principal ventaja.

Figura 16. Esquema general de evaluación de pozos con problemas de arenamiento.

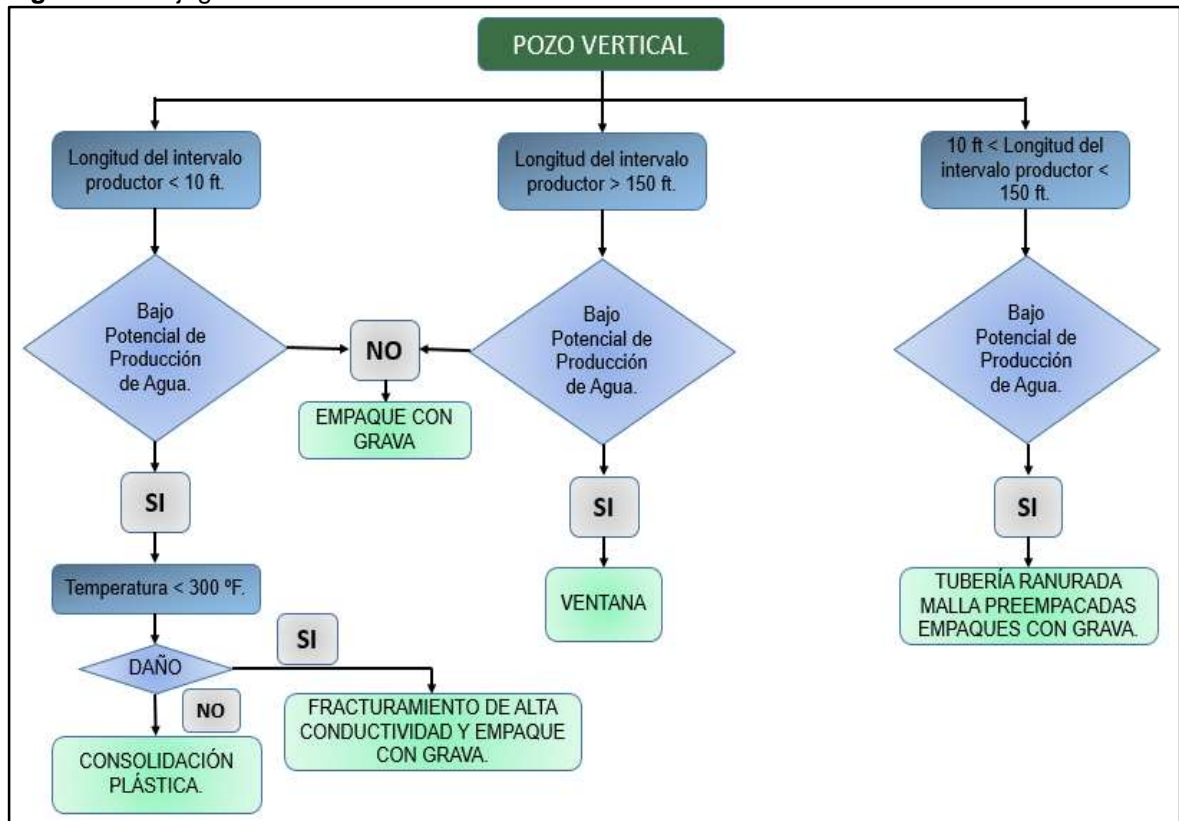


Fuente: CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

Es de tener en cuenta que durante la instalación de este se pueden generar daños físicos que afectan directamente su funcionalidad, disminuyendo la vida útil del mismo. Adicional a esto, las rejillas y la grava pre-empacada que poseen son propensas a la erosión cuando son expuestas a altas velocidades de flujo, lo cual disminuye su eficiencia de control. Cuando la producción de arena es excesiva el método de control se convierte en otro gran problema, ya que las aberturas se taponan disminuyendo la producción del pozo. Todos estos problemas en las rejillas

incrementan los gastos operativos del campo debido al uso de taladro para servicios de *workover* en el retiro, cambio y asentamiento de una nueva rejilla.

Figura 17. Flujoograma en Pozos Verticales.



Fuente: CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

Los Hidrociclones que son normalmente usados en las unidades *Jet Pump* para separar los sólidos del fluido producido y del fluido motriz pueden ser una buena herramienta para minimizar el paso de sólidos hacia los equipos de separación primaria y bombas de despacho con el fin de minimizar los programas de limpieza de los equipos y mantenimiento constante debido al cambio de “*plungers*” en las bombas de desplazamiento positivo. Se puede instalar en la línea de flujo del pozo y realizar un programa de limpieza al acumulador de sólidos.

La variación de la tasa de flujo es un método utilizado en compañías donde prefieren manejar la producción de arena en superficie con todos los costos que acarrea para mantenimiento de equipos, cambio de tuberías y limpieza de vasijas en lugar de usar un método de control de arena apropiado. Este tipo de control no permite producir el pozo a un alto potencial debido al incremento de la producción de sólidos, lo cual puede producir cavernas en la formación y por ende causar un desmoronamiento en la cara del pozo. La técnica consiste en realizar varios ensayos sobre el flujo del pozo hasta alcanzar una tasa de producción en la cual el “*drawdown*” sea menor que las fuerzas de cohesión intergranular.

Por otra parte están los métodos de consolidación química usando resinas. Aunque el Pozo CGL-01 cumple perfectamente con la longitud de zona perforada (menor a 10 ft) ha sido producido sin control de sólidos en fondo de pozo, lo cual ha generado excesiva producción de finos y posiblemente cavernas detrás del revestimiento y adicional a esto la formación tiene tendencia a la alta producción de sólidos lo cual es un impedimento para el tratamiento con químicos. En este caso la inversión sería alta (método más costoso por el uso de taladro durante varios días y tratamiento químico) para tener como resultado; incertidumbre sobre su eficiencia.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto se puede inferir que la mejor opción para el control de producción de sólidos en yacimientos pocos o no consolidados, con presencia de pozos verticales, espesores menores a 10 ft y con alto potencial de producción de agua (mecanismo de producción asociado a empuje de agua) es el empaquetamiento con grava con rejilla o “*liner*”. Esta técnica puede ser usada incluso en pozo revestido ya que controla o reduce el movimiento de la arena en el interior de la formación a través de la grava que actúa como filtro de sólidos y su vez el “*liner*” como filtro de la grava. Para tener éxito en el mecanismo es necesario conocer el tamaño del sólido producido; aunque no se tiene un análisis granulométrico de los finos provenientes de la Unidad C5 de CGL-01 se sabe por

información geológica y correlación con otros pozos que el tamaño promedio del grano es de 1.03 mm.

Los elementos necesarios para llevar a cabo la instalación del sistema de control de arena son los siguientes:

Tabla 3. Elementos propuestos para el control de producción de arena.

| ELEMENTOS | CANTIDAD |
|----------------------|----------|
| Liner ranurado 2 7/8 | 1 |
| Empaque con grava | 1 |

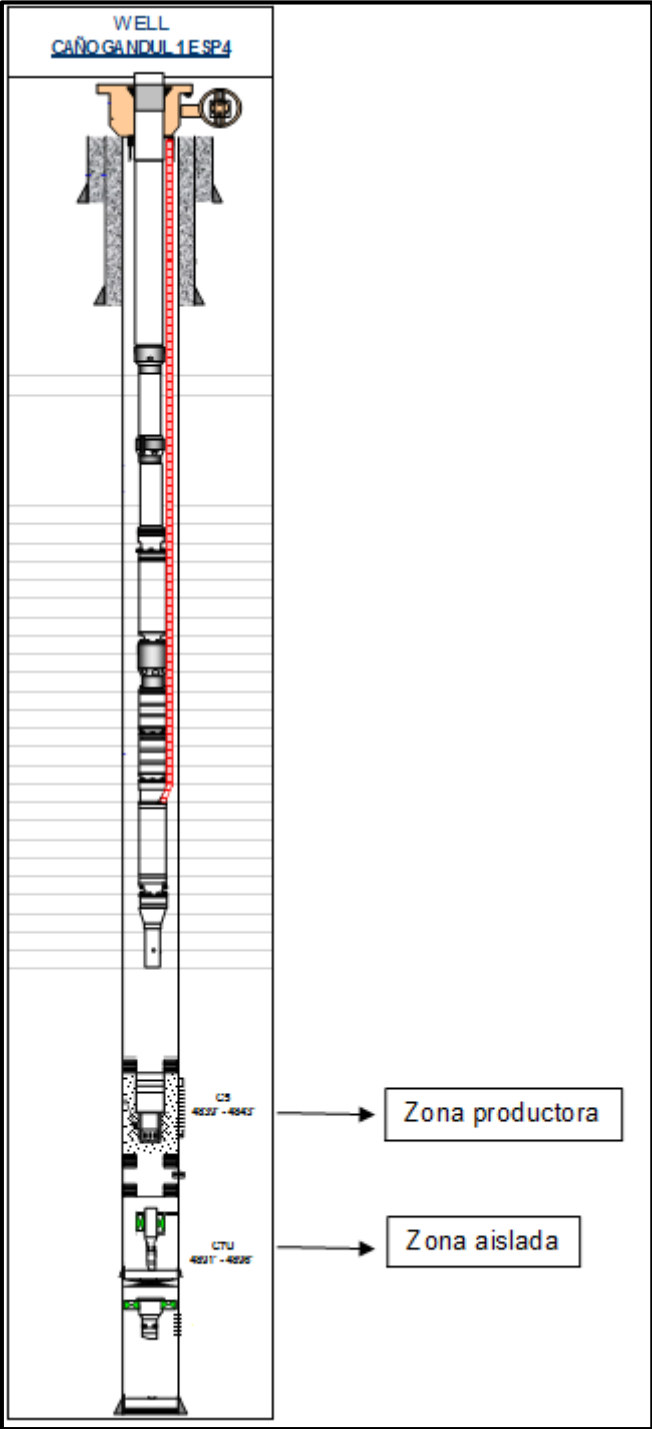
Fuente: Autor

El estado mecánico propuesto para el Pozo CGL-01 sería el ilustrado en la figura 18.

5.1 CALIDAD DE GRAVA

Para asegurar la productividad del pozo es necesario revisar la calidad de la grava, pues de ésta dependen muchos factores, como lo es la permeabilidad de la grava y su capacidad de controlar el movimiento de la arena, para así permitir una productividad total de la formación. Actualmente la norma API RP58 presenta las propiedades que debe cumplir un empaque de grava. Siguiendo estas especificaciones se garantiza la longevidad de la grava en condiciones típicas de producción y tratamiento. A continuación se mencionan las características que deben ser consideradas para la evaluación de la calidad de la grava:

Figura 18. Estado mecánico propuesto a Pozo CGL-01.



Fuente: Perenco Colombia Limited, Superintendencia de Operaciones Yopal-Casanare, 2015. Modificado por el Autor.

- ✓ Análisis de tamizado, el procedimiento es igual al análisis granulométrico de la arena de formación, pero con la variante de que los tamices a utilizar serán únicamente los indicados por las especificaciones de la grava. Luego se calculará el porcentaje en peso retenido. Si el % retenido en el tamiz de menor diámetro (#40) es menor del 96%, o lo retenido en el tamiz de mayor diámetro (#20) excede el 2% o si en la bandeja hay más de 2% entonces no es de buena calidad, ya que no está dentro de especificaciones. Una mayor cantidad de finos reducirá la permeabilidad, restringiendo la capacidad de flujo, mientras que demasiados granos grandes no controlan el movimiento de la arena, permitiendo la mezcla de la grava y la arena, reduciendo la permeabilidad.
- ✓ Esfericidad, es la medida de la forma de los granos que más se asemejan a una esfera. El valor de una esfera perfecta es "1". La esfericidad se determina mediante la comparación visual de la grava con dibujos que van desde una esfera perfecta hasta partículas de menor esfericidad que poseen ratas de dicha esfera ideal ya estandarizadas. La esfericidad ideal debe ser de 0.6 ó más, si es menor la grava tenderá a romperse al ser bombeada al hoyo, lo que creará un empaque de menor permeabilidad.
- ✓ Redondez, es la medida de la uniformidad y la curvatura de la grava. El valor óptimo de redondez de una grava debe ser de 0.6 o más, ya que si es más angular, tendrá más bordes y puntas que se desgastan al ser bombeada al pozo. Al igual que la anterior se mide por comparación visual con una tabla estándar de redondez.

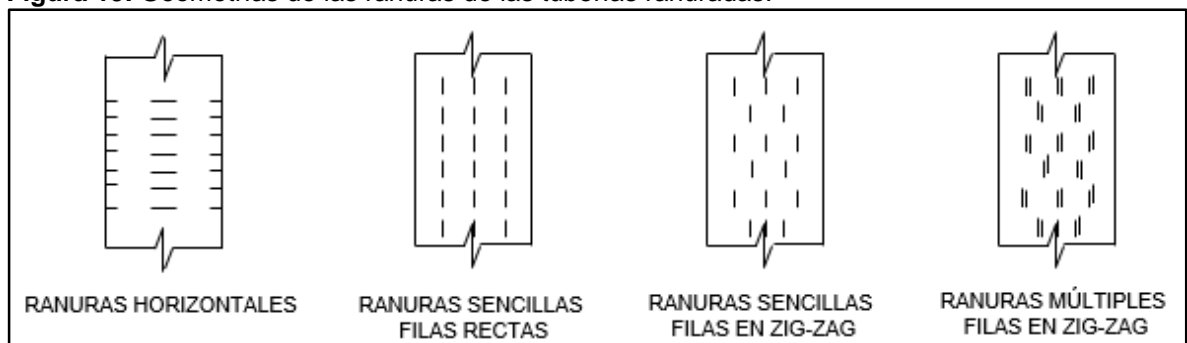
5.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TUBERÍAS RANURADA

Las tuberías ranuradas son usadas para evitar la producción de arena del empaque con grava. Como su nombre lo indica son tuberías con ranuras, donde el ancho de

éstas debe controlarse rigurosamente para que la grava de empaque quede retenida en las aberturas de la tubería. El ancho de las aberturas también es llamado calibre, el calibre no es más que las pulgadas del ancho de la abertura multiplicado por mil (1.000). El calibre del “*Liner*” o rejilla se diseña de tal forma que sea igual a 2/3 el tamaño de grava más pequeño seleccionado para el empaque, redondeado al calibre comercial más cercano inferior.

Las tuberías ranuradas son normalmente tubulares API o estándar, en las cuales son cortadas ranuras verticales u horizontales con un calibre específico. Las ranuras horizontales actualmente casi no son utilizadas, ya que hay poca resistencia a la tensión en los tubulares. Las ranuras verticales son cortadas en forma sesgada, permitiendo el paso de cualquier grano que no esté puenteando en las ranuras, previniendo así la acumulación de la arena en las ranuras evitando su taponamiento. Generalmente se selecciona el diseño en zig-zag de ranura sencilla debido a que se preserva una porción grande de la resistencia original de la tubería. El diseño zig-zag también da una distribución más uniforme de las ranuras sobre el área superficial de la tubería. La figura, muestra las diferentes geometrías existentes en cuanto a las ranuras.

Figura 19. Geometrías de las ranuras de las tuberías ranuradas.

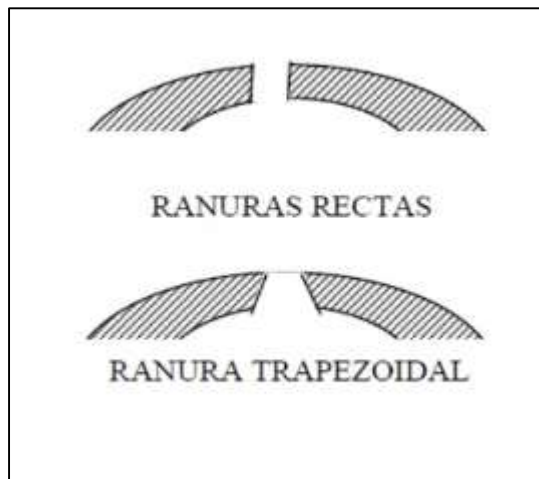


Fuente: CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

El calibre de la ranura debe ser tal que no deje pasar la grava, pues si esto sucede, el empaque se puede asentar y se mezclará con la arena de la formación o se crea

un espacio vacío produciéndose arena de formación. Por esta razón el ancho de las ranuras deber ser un poco menor que el grano más pequeño de la grava a usarse o por lo menos 2/3 menor que el grano más pequeño de la grava. La ranura puede ser recta o en forma de trapecio, la ranura de trapecio es más estrecha en la cara exterior del tubo, en comparación con la parte inferior y tiende menos a taponarse, porque las partículas pasan a través de la ranura en el exterior y no se quedan alojadas dentro de la ranura.

Figura 20. Forma de las ranuras.



Fuente: CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

La medida de las ranuras individuales se calibra en el diámetro interior del tubo según la siguiente tabla:

Tabla 4. Características de la ranura.

| Ancho | Longitud Interna | Longitud Externa |
|-----------------|------------------|------------------|
| ≤ 0,030 | 1 ½" | 2" |
| 0,030" – 0,060" | 2" | 2 ½" |
| ≥ 0,060" | 2 ½" | 3 1/8" |

Fuente: CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

Generalmente las tuberías ranuradas se diseñan con un 3% de área abierta con relación al área superficial del diámetro exterior de la tubería, aunque en algunos

casos se puede llegar hasta un 6%. El número de ranuras por pie para obtener un área abierta se calcula por la siguiente ecuación:

Ecuación 1. Cálculo de ranuras requeridas.

$$N = \frac{12 * \pi * D + C}{100 * W * L}$$

Fuente: CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

Donde:

N = Número de ranuras requeridas/pie.

Si N < 32, redondear al múltiplo más cercano de 4.

Si N > 32, redondear al múltiplo más cercano de 8.

π = Constante (3,1416).

D = Diámetro externo de tubería (pulgadas).

C = Área abierta requerida (pulgadas).

W = Ancho de ranura (pulgadas).

L = Longitud de la ranura medida en diámetro interno de tubería (pulgadas).

El ranurado de la tubería disminuirá la resistencia a la tensión de la misma, para ese caso la resistencia puede calcularse con la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Tensión máxima permitida de la tubería.

$$Tm = \delta \left[\frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} - \frac{N * W(D - d)}{4} \right]$$

Fuente: CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

Donde:

Tm = Tensión máxima permitida (libras).

δ = Resistencia a la tensión del material de la tubería (libras por pulgada cuadrada).

π = Constante (3,1416).

D = Diámetro exterior de la tubería (pulgadas).

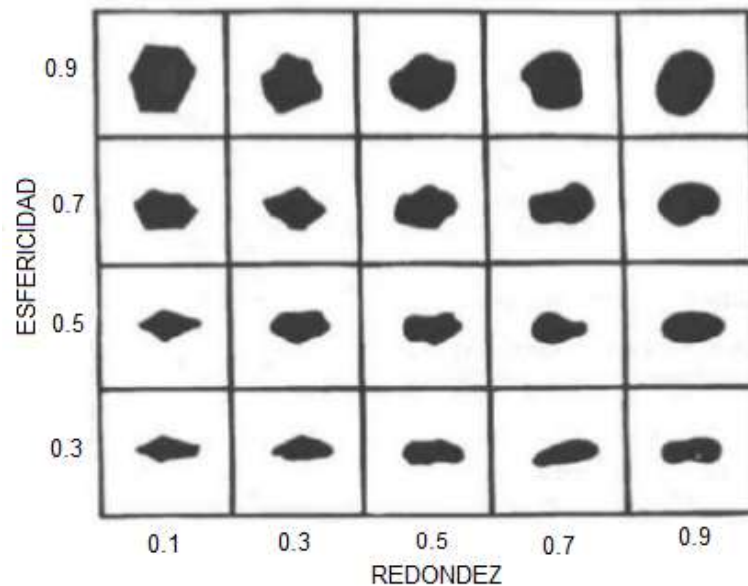
d = Diámetro interno de la tubería (pulgada).

N = Número de ranuras/pie.

W = Ancho de las ranuras (pulgadas).

El tamaño mínimo de ranura debería ser de 0,010", ya que cuando se trabaja con tuberías de acero al carbono la corrosión puede obstruir las ranuras.

Figura 21. Esfericidad y Redondez por Krumbein y Sloss



Fuente: CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

- ✓ Resistencia a la trituración, una muestra de grava sin finos sometida a la prueba de confinación no debería producir más del 2% en peso de finos, ya que esto indicaría que la grava sería más débil y podría romperse y triturarse con más facilidad. Si es una grava de tamaño grande (Malla 12 – 20) no debería sobrepasar el 4% y el 8% para Mallas 8 – 12.
- ✓ Solubilidad en ácido, debe ser determinada antes de su uso para mostrar el efecto que tendría un tratamiento de ácido futuro en ella. No debe existir

solubilidad en ácido clorhídrico mayor al 1%, ya que esto causaría un movimiento en el empaque de grava que ocasionaría fallas del empaque, además de indicar que existen impurezas que reducirán la fuerza de la grava, creando finos al ser bombeada al pozo.

- ✓ Contenido de impurezas, las impurezas indicarán que la grava puede ser más soluble en vapor y aún en agua, lo cual puede ser una consideración importante si el empaque con grava es utilizado en un pozo de agua o de inyección de vapor. La cantidad de impurezas se mide determinando la turbidez en una suspensión de agua y grava de empaque, la cual debería ser de 250 NTU o menos.

6 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para realizar la evaluación económica del proyecto, se tienen en cuenta 3 indicadores importantes: Valor Presente Neto, Relación Costo-Beneficio y Tasa Interna de Retorno.

6.1 FLUJO DE CAJA NETO (FCN)

Representa la diferencia entre los ingresos del proyecto mensuales (provenientes de la producción de crudo) menos los egresos del proyecto.

6.2 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Representa el valor del Flujo de caja neto (Ingresos – Egresos) del proyecto luego de terminado el tiempo de evaluación de este. Es sabido que el dinero sufre depreciaciones a lo largo del tiempo, en función de las tasas de interés del mercado, para lo cual se debe pasar a valor presente mediante la ecuación 3. En esta ecuación, i representa la tasa de oportunidad la cual es asumida 10%, y n representa el tiempo en meses.

Ecuación 3. Expresión matemática de Valor Presente Neto.

$$VPN = \frac{\text{Flujo de Caja Neto}}{(1 + i)^n}$$

Fuente: BACA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF].

6.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

Proviene del cociente de todos los ingresos acumulados del proyecto sobre todos los egresos acumulados del proyecto, tal y como lo muestra la ecuación 4. Este

valor simboliza de manera aproximada, cuánto dinero se recibe por cada unidad invertida.

Por ejemplo, si la RCB del proyecto es 1,45, significa que por cada peso invertido se están esperando en beneficios 1,45 pesos.¹²

Ecuación 4. Expresión Matemática Costo/Beneficio.

$$RCB = \frac{\Sigma \text{ Ingresos}}{\Sigma \text{ Egresos}}$$

Fuente: BACA. Guillermo. Ingeniería Económica. Costo Beneficio. Capítulo 12. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF].

6.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VPN) es igual a cero.

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo).

Esta se puede calcular mediante el uso de la ecuación 3, o mediante métodos iterativos, variando i hasta que el VPN sea igual a 0.

¹² BACA. Guillermo. Ingeniería Económica. Costo Beneficio. Capítulo 12. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF].

Ecuación 5. Expresión matemática Tasa Interna de Retorno.

$$VPN = \sum \frac{FCN}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Fuente: BACA. Guillermo. Ingeniería Económica. Tasa interna de retorno¹¹. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF].

6.5 ANÁLISIS DE INVERSIÓN

En esta sección se presenta el análisis de inversión para el montaje de la planta de tratamientos de borras aceitosas para el Campo Caño Gandul.

6.5.1 CAPEX. (Capital Expenditures o inversiones en capital) Hace referencia a las inversiones realizadas por una empresa con el objetivo de mantener, adquirir o mejorar los activos no corrientes durante su vida útil.

Para efectuar la viabilidad del montaje de la planta de tratamientos de sólidos, se tienen en cuenta inversiones directas, materiales y costos fijos por administración, como se muestra en la tabla 5.

6.6 ANÁLISIS DE COSTOS

A continuación se presenta el análisis de costos para el montaje del sistema de control de producción de arenas en Campo Caño Gandul.

6.6.1 OPEX. (Operational Expenditures o costos de operación) Hace referencia a los costos operativos es decir a los costos asociados al mantenimiento de equipos y gastos de funcionamiento necesarios para la producción y el funcionamiento del negocio a lo largo de su vida útil.

Para la viabilidad del montaje del proyecto se tienen en cuenta costos de operación como la producción de agua, mantenimiento de los pozos, entre otros.

Tabla 5. Costos de Producción de un Barril de crudo.

| COSTO BARRIL DE PETRÓLEO DEL POZO | |
|---|---------------------------------|
| DESCRIPCIÓN | COSTO UNITARIO (USD/Bbl) |
| MANO DE OBRA DIRECTA E INDIRECTA | |
| SALARIOS | \$2,21 |
| PRESTACIONES SOCIALES | \$0,82 |
| CAPACITACIONES | \$0,20 |
| Subtotal | \$3,23 |
| SERVICIOS INDUSTRIALES | |
| ELÉCTRICIDAD | \$4,00 |
| Subtotal | \$4,00 |
| SERVICIO DE MANTENIMIENTO EQUIPOS DE SUPERFICIES | |
| MANTENIMIENTO | \$5,30 |
| MATERIALES | \$2,19 |
| Subtotal | \$7,49 |
| TRATAMIENTO QUÍMICO | |
| CRUDO | \$2,00 |
| AGUA | \$1,00 |
| Subtotal | \$3,00 |
| OBRAS CIVILES | |
| TRATAMIENTO DE BORRAS ACEITOSAS | \$2,20 |
| CONSTRUCCIÓN DE OBRAS CIVILES | \$1,10 |
| Subtotal | \$3,30 |
| TRANSPORTE DE FLUIDOS | |
| TRANSPORTE DE FLUIDOS | \$2,50 |
| OTROS | |
| Subtotal | \$2,50 |
| TOTAL COSTO DE LEVANTAMIENTO | \$21,02 |

Fuente: Perenco Colombia Limited, Superintendencia de Operaciones Yopal-Casanare, 2015. Modificado por el Autor.

6.7 ANÁLISIS DE INGRESOS

De acuerdo al Banco de la República los ingresos hacen referencia a todas las entradas de dinero que recibe una persona, familia, empresa, organización, entre otras por realizar cierta actividad. Para este proyecto los ingresos corresponden a la venta de barriles, actualmente ECOPETROL S.A. tiene en cuenta el marcador de referencia Brent ya que el campo de estudio produce crudo liviano.

Adicionalmente es importante recalcar que el precio de venta del crudo producido para el Campo Caño Gandul es de \$35,21 dólares por barril (\$USD/Bbl) precios establecidos por la compañía.

La producción de crudo actual del Pozo CGL-01 es de 195 BPD y se tiene en cuenta una declinación exponencial (ver anexo E) para el pronóstico de producción, es decir, en el año 2 se asume una producción de 185 BPD, en el año 3 producción de crudo de 170 BPD y finalmente en el año 4 un aporte de 153 BOPD. Este pronóstico de producción se estima en un escenario pesimista, debido a que la compañía realiza reacondicionamiento del pozo y procesos de optimización para mantener la producción del mismo.

Tabla 6. Proyección Producción neta Pozo CGL-01.

| AÑOS | PRODUCCIÓN NETA | PRECIO DE REFERENCIA (USD \$) | TOTAL DE INGRESOS (USD \$) |
|--------------|-----------------|-------------------------------|----------------------------|
| 1 | 71.175 | 46 | \$ 3.274.050,00 |
| 2 | 67.525 | 46 | \$ 3.106.150,00 |
| 3 | 62.050 | 46 | \$ 2.854.300,00 |
| 4 | 55.845 | 46 | \$ 2.568870,00 |
| TOTAL | | | \$ 11.803.370,00 |

Fuente: Autor

Tabla 7. Proyección Costo Barril de Petróleo - Pozo CGL-01.

| | | | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 4 |
|------------------------------------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Precio Venta Crudo: | | USD\$/Bbl | 46 | 47 | 49,0 | 50,6 |
| Costos Fijos por Administración: | 1.000 | USD\$/Mes | 12.000 | 12.386 | 12.785 | 13.197 |
| Costos Variables: | | USD\$/Bbl | 43,0 | 44,4 | 45,8 | 47,3 |
| (de la producción y tto del crudo) | | USD\$/Año | 2.762.320 | 2.721.664 | 2.675.525 | 2.623.593 |

Fuente: Autor

Tabla 8. Pronóstico Total de Producción por Barril de Petróleo

| Pronostico de Producción | | | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO 4 |
|--|---------------|-------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Pronósticos de Producción Anual: | | Bbls | 71.175 | 67.525 | 62.050 | 55.845 |
| Costo Anual; Tratamiento químico por limpieza cara de formación del pozo. | Sin Inflación | USD\$ | 60.000 | 70.000 | 80.000 | 90.000 |
| | Con Inflación | USD\$ | 60.000 | 72.254 | 82.576 | 92.898 |
| | | | | | | |
| Regalías: | 20% | Bbls | 14.235 | 13.505 | 12.410 | 11.169 |
| | | | | | | |
| Pronóstico Producción Anual Con Regalías: | | Bbls | 56.940 | 54.020 | 49.640 | 44.676 |

Fuente: Autor.

Tabla 9. Costo de Inversión Sistema de Control Producción de Arena Pozo CGL-01.

| ACTIVIDAD | SUBACTIVIDAD | COSTO (\$USD) |
|---|---|----------------------|
| 1. MUDAR TALADRO SELECCIONADO | 1.1 <i>Trasladar el taladro seleccionado al Campo Caño Gandul</i> | \$5.000 |
| | TRABAJOS EN EL POZO | \$5.000 |
| 2. OPERACIÓN DE DESARENAMIENTO E INSTALACIÓN DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA | 2.1 <i>Controlar (matar) el Pozo</i> | \$7.000 |
| | 2.2 <i>Sacar la sarta de completamiento</i> | \$7.000 |
| | 2.3 <i>Bajar tubería de limpieza, circulando, hasta el fondo</i> | \$8.000 |
| | 2.4 <i>Circular en el fondo hasta obtener retornos limpios</i> | \$6.000 |
| | 2.5 <i>Sacar tubería de limpieza</i> | \$4.000 |
| | 2.6 <i>Instalación del empaquetamiento con grava</i> | \$16.000 |
| | 2.7 <i>Bajar la sarta de completamiento</i> | \$7.000 |
| | 2.8 <i>Mudar taladro</i> | \$5.000 |
| INVERSION TOTAL | | \$70.000,00 |

Fuente: Autor.

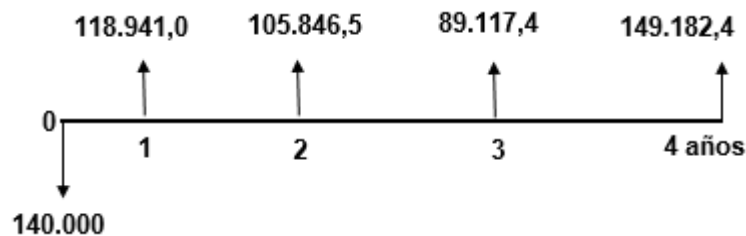
Tabla 10. Flujo de Caja Neto del Proyecto.

| Conceptos \ Años | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| Ventas Proyectadas | | 2.733.120 | 2.676.453 | 2.538.638 | 2.358.344 |
| - Costos Variables | | -2.505.360 | -2.453.416 | -2.327.085 | -2.161.815 |
| - Costos Fijos por Administración | | -12.000 | -12.386 | -12.785 | -13.197 |
| - Costos Fijos Tratamiento químico por limpieza cara de formación. | | -60.000 | -72.254 | -82.576 | -92.898 |
| - Depreciación 70.000 | | -17.500 | -17.500 | -17.500 | -17.500 |
| - Amortización por Inversión 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Utilidad Operativa | | 138.260 | 120.897 | 98.692 | 72.934 |
| - Impuestos (25%) 25% | | -34.565 | -30.224 | -24.673 | -18.233 |
| Utilidad operativa después de Imp | | 103.695 | 90.673 | 74.019 | 54.700 |
| + Depreciación | | 17.500 | 17.500 | 17.500 | 17.500 |
| + Amortización por Inversión | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Flujo de caja operativo | | 121.195 | 108.173 | 91.519 | 72.200 |
| - Inversión | -70.000 | | | | |
| - Inversión incremental en capital de trabajo | -70.000 | -2.254 | -2.327 | -2.401 | |
| + Recuperación capital de trabajo | | | | | 76.982 |
| Flujo Neto del Proyecto | -140.000 | 118.941 | 105.846 | 89.117 | 149.182 |
| Flujo de Caja Descontado | | 105.556 | 83.365 | 62.291 | 92.540 |
| Acumulado | -140.000 | -34.444 | 48.921 | 111.212 | 203.752 |
| | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 |
| Cuadro Resumen del flujo monetario del Proyecto | -140000 | 118941,0 | 105846,5 | 89117,4 | 149182,4 |

Fuente: Autor.

6.8 DIAGRAMA TIEMPO / VALOR

Figura 22. Diagrama Tiempo / Valor.



TIR del Proyecto 71,66% Mayor a:

VPN del Proyecto 203.752 Es viable

VPN < 1 año. (170.568) Es viable porque la inversión se recupera en menos de 1 año

Fuente: Autor.

6.9 CONCLUSIONES DIAGRAMA TIEMPO / VALOR

El VPN del Proyecto es de US\$ 203.752 siendo viable, la TIR del Proyecto es de 71.66 % siendo MAYOR a la Tasa Mínima de Rendimiento.

El Periodo de Pago o Restitución, consiste en el tiempo que se demora el proyecto en recuperar la inversión del mismo. Este valor es menor a 1 año, El VPN al primer año es de USD 170.568.

7 CONCLUSIONES

Luego de analizar la información, se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- ✓ Los pozos perforados en la Formación Carbonera, precisamente en los miembros C7, C5, C3 y C1 tienden a sufrir de alta producción de sólidos debido a que son formaciones con ambientes de sedimentación fluvial, es decir, sedimentación mediante ríos cercanos a playas marítimas con matriz menor al 15% y por supuesto con baja presencia de material cementante entre los granos de arena. Adicional a esto son rocas que presentan alta porosidad y por ende menor compactación intergranular.
- ✓ Aunque el control de producción de sólidos mediante la variación de la tasa de flujo es un buen método, no permite operar el pozo a tasas de producción deseadas y económicamente más rentables. La ESP opera en la zona de “*downthrust*”, es decir, por debajo de la eficiencia ideal acelerando el desgaste de las etapas y esfuerzos en el eje.
- ✓ Los métodos mecánicos como rejillas pre-empacadas ofrecen una solución al problema, pero son susceptibles a daños durante su asentamiento. Tienden a sufrir de taponamiento cuando la producción de arena es excesiva y por consiguiente aumentan los costos operativos por el traslado del taladro para servicios de “*workover*”. Las rejillas se usan en pozos cuando la zona cañoneada es mayor a 10 ft.
- ✓ Los tratamientos con resina al igual que las rejillas pre-empacadas son eficientes en baja producción de sólidos. El tratamiento químico sólo es recomendable teniendo en cuenta la anterior apreciación y debe ser aplicado antes de que el problema aparezca, de lo contrario genera gran incertidumbre sobre su eficiencia de control.

- ✓ El sistema de empaquetamiento con grava es la mejor opción para el Pozo CGL-01 debido a que cumple con las exigencias para garantizar su eficiencia; espesor de zona cañoneada menor a 10 ft, tendencia a la alta producción de agua (directamente proporcional a la producción de sólidos) y es un pozo vertical.

- ✓ Con el uso del sistema de control de arena mediante el empaquetamiento con grava, se logra incrementar la producción de crudo y disminuir la presencia de sólidos en fondo de pozo y superficie por la reducción del movimiento de la arena dentro de la formación; disminuyendo el “*opex*” y generando mayor utilidad a la compañía.

8. RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar un análisis granulométrico para determinar con exactitud el tamaño del grano de formación, por consiguiente el tamaño mínimo de grava a utilizar para garantizar eficiencia en el tratamiento, es decir, evitar la presencia de taponamientos o por el contrario que la producción de arena continúe.
- ✓ Se recomienda la instalación de un Hidrociclón en la línea de flujo del Pozo CGL-01 creando un diferencial de presión no menor a 30 psi para que exista la fuerza centrífuga y se separe la mayor cantidad de sólidos con el fin de minimizar la presencia de estos en los separadores, bombas de despacho y de inyección.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Agencia Nacional de Hidrocarburos, Integración Geológica, Digitalización y Análisis de Núcleos Cuenca Llanos Orientales. {En línea}. Bogotá: 2012. Disponible en (<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>).

- ✓ Arango, Andrea. Análisis Sismoestratigráfico de la Formación Carbonera Miembro C7 (Municipios de Orocué y San Luis de Palenque, Cuenca Llanos Orientales), Colombia. [En línea]. Universidad Industrial del Santander. Bogotá: 2014. Disponible en: < <http://www.bdigital.unal.edu.co/46168/1/01194756.2014.pdf>.

- ✓ BACA. Guillermo. Ingeniería Económica. Tasa interna de retorno11. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. [PDF].

- ✓ Bucaramanga: 2005. Disponible en: <<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1037/2/118051.pdf>>.

- ✓ Castro, Antonio. Últimos avances en control de arena para pozos horizontales en operaciones costa-fuera [En línea]. Universidad Industrial del Santander. Bucaramanga: 2005. Disponible en: <<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1037/2/118051.pdf>>.

- ✓ CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

- ✓ Curso Geología General I, Rocas Sedimentarias. {En línea}. Disponible en (http://cuencas.fcien.edu.uy/cursos/materiales/practico_7y8_2012.pdf).

- ✓ Del Valle Figuera, Julia. Propuestas de mejoras a los métodos de control de arena de los Pozos productores de la arena O-15, Yacimiento OFIM CNX-24, Campo Cerro Negro [En línea]. Universidad de Oriente Núcleo de Monagas: Maturín 2012. Disponible en: <http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/3246/1/622.3383_F476_JULIA_FIGUERA.pdf>.

- ✓ Díaz, Cristian y Díaz, Yoslery. Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor del Socorro [En línea]. Universidad Central de Venezuela: Caracas 2002. Disponible en: <<http://saber.ucv.ve/jspui/bitstream/123456789/118/1/TRABAJO%20ESPECIAL%20ODE%20GRADO.pdf>>.

- ✓ Modificada, K. Ott & D. Woods, CONTROL DE ARENA APLICADOS A POZOS PETROLEROS. {En línea}. Disponible en (<http://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>).

- ✓ Perenco Colombia Limited, Superintendencia de Operaciones Yopal-Casanare, 2015.

- ✓ Perenco Colombia Limited, Presentación Coordinación Casanare. [PDF]. 2013.

- ✓ Schlumberger, Empaque de grava. {En línea}. Disponible en (http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gravel_pack.aspx).

9. ANEXOS

ANEXO A. ESTADO MECÁNICO DEL POZO CGL-01.

ANEXO B. HIDROCICLÓN



ANEXO C. LIMPIEZA INTERNA DE SEPARADORES



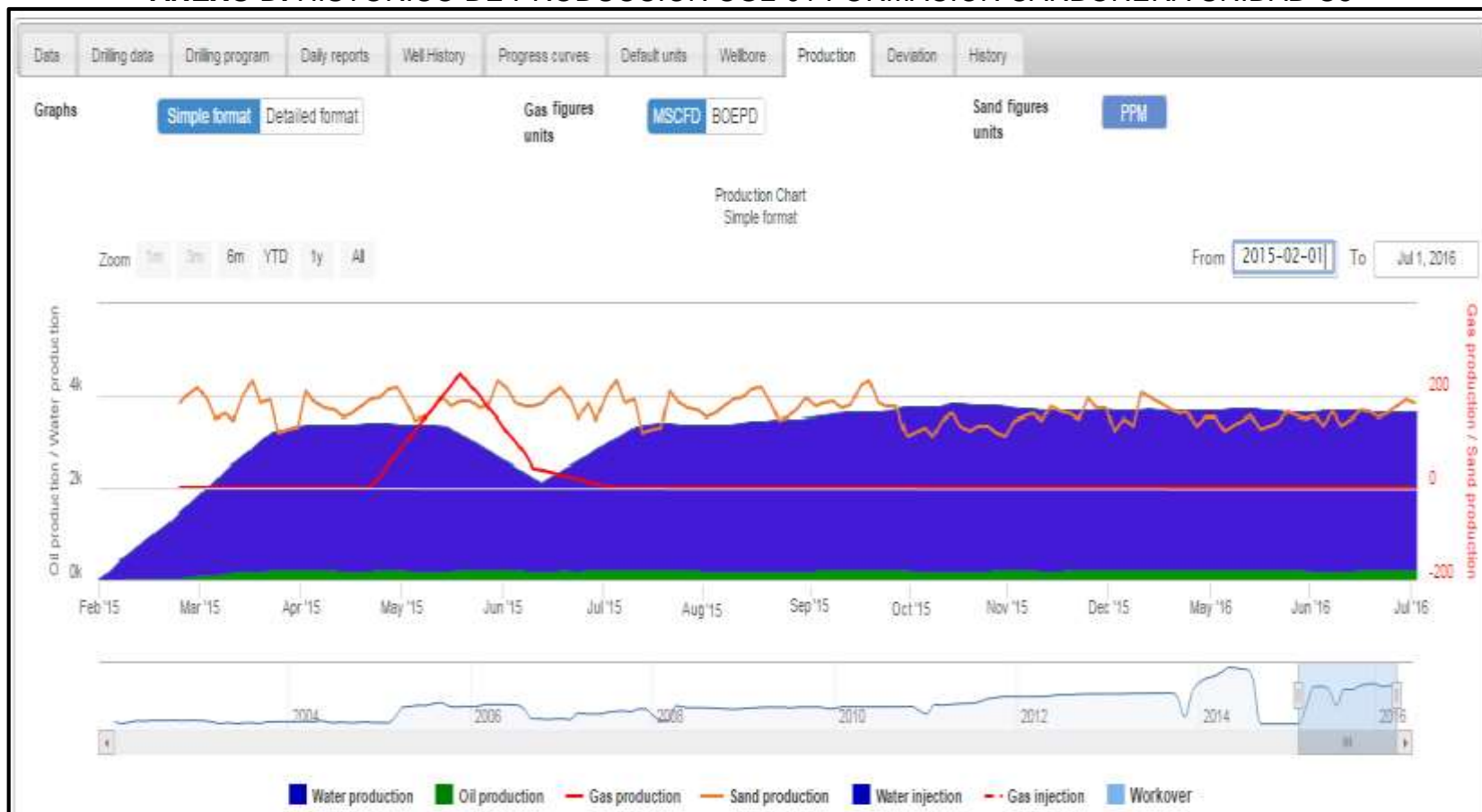




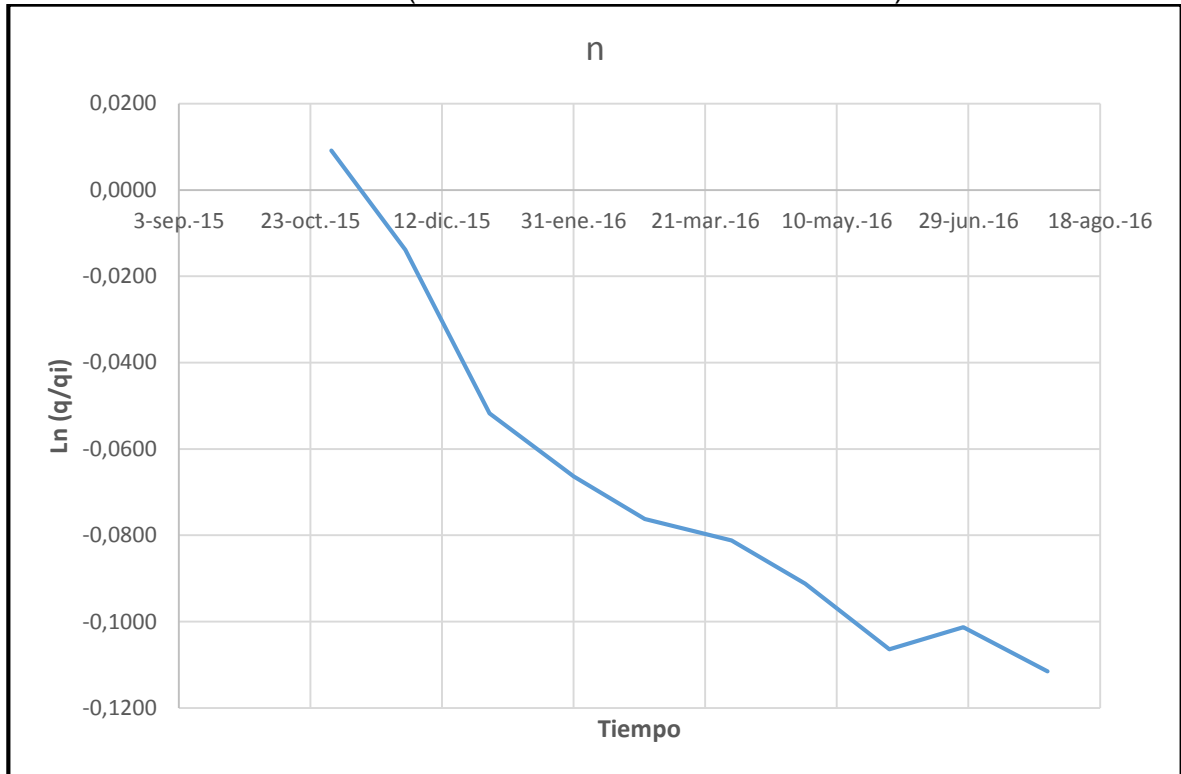




ANEXO D. HISTORICO DE PRODUCCIÓN CGL-01 FORMACIÓN CARBONERA UNIDAD C5



ANEXO E. GRÁFICO DE n (EXPONENTE DE DECLINACIÓN) CGL-01.

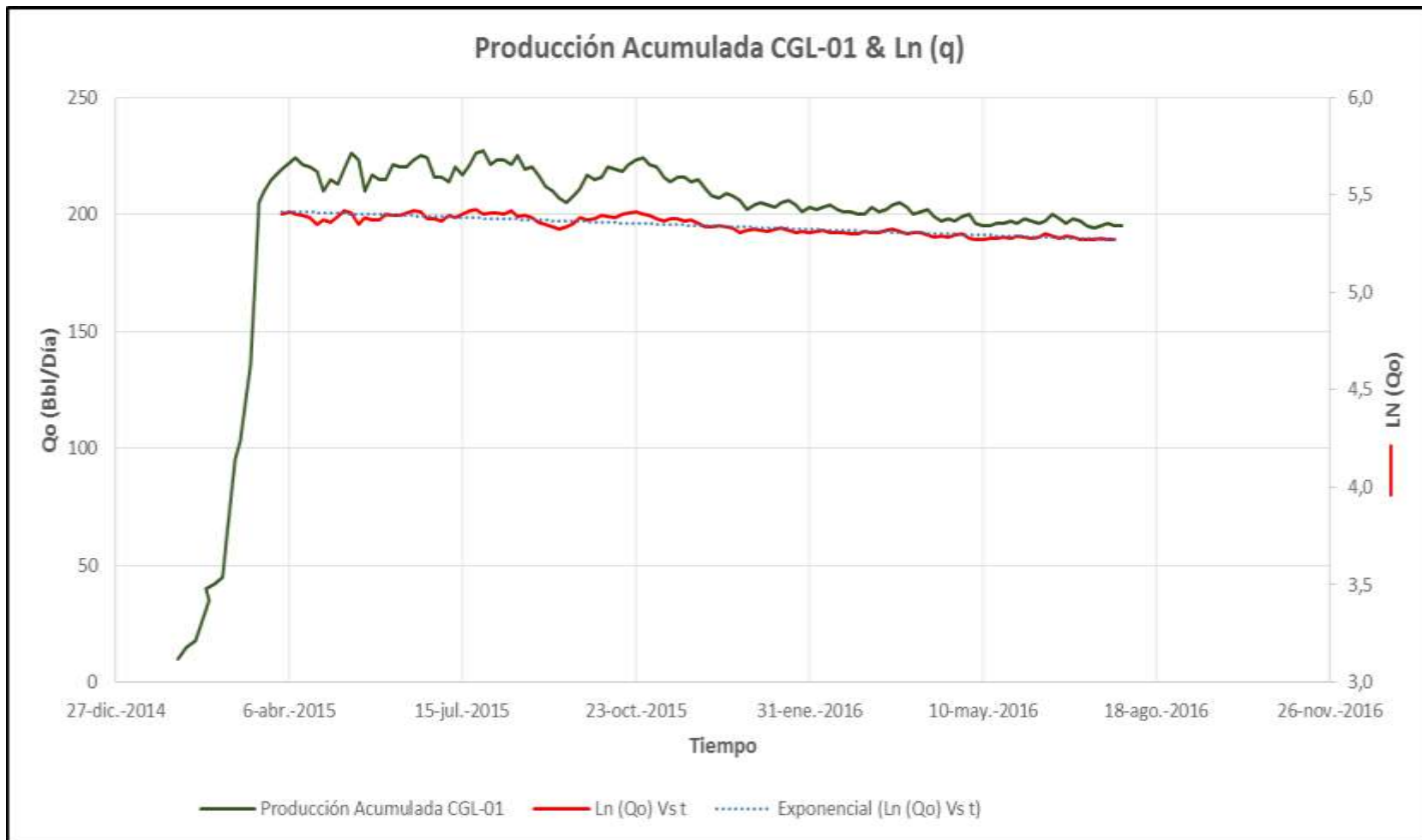


Fuente: Autor.

El exponente de declinación (n) define el tipo de declinación del pozo, el cual puede ser de tipo exponencial ($n=0$), hiperbólico ($0 < n < 1$) o armónico ($n=1$).

El exponente de declinación es calculado a través de la pendiente de la recta del $\ln(q/q_i)$ vs t . En este caso para el Pozo CGL-01, $n = -0.0003$ (cercano a cero), por lo tanto se asume una declinación tipo exponencial.

ANEXO F. HISTORIA DE PRODUCCIÓN CGL-01 & Ln (q).



Fuente: Autor.

La tasa de Declinación nominal (D) se puede establecer al realizar una gráfica del logaritmo natural de la tasa de producción (q) versus el tiempo (t) y encontrar la pendiente de la recta. Dicha pendiente (con signo negativo) es la tasa de declinación nominal.

La tasa de declinación mensual del Pozo CGL-01 es $D = -0.0022$. Por lo tanto el pronóstico de producción para los próximos cuatro años mediante la ecuación ilustrada sería el siguiente:

Declinación tipo Exponencial

$$q = qi * e^{-Dt}$$

Pronóstico de Producción CGL-01.

| | | Caída de q (Bbl por Año) |
|-----------------------|--------------|--------------------------|
| qi BOPD @ Hoy | 195,0 | 0 |
| q BOPD @ 2 año | 184,8 | 10,2 |
| q BOPD @ 3 año | 170,4 | 14,3 |
| q BOPD @ 4 año | 153,0 | 17,4 |

Fuente: Autor.