



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

**PROPUESTA 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**

REALIZADO POR
JULIA ALEJANDRA DEL VALLE FIGUERA SCALISI

**Trabajo Especial de Grado presentado como requisito parcial para optar al
título de INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, JULIO DE 2012



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**PROPUESTA 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**

REALIZADO POR:

JULIA ALEJANDRA DEL VALLE FIGUERA SCALISI

C.I.: 19.875.045

REVISADO POR:

ING. ALICIA DA SILVA

Asesor académico

ING. JULIO ALFONZO

Asesor industrial

ING. JAIME DÍAZ

Coasesor académico

MATURÍN, JULIO DE 2012

ACTA DE APROBACION



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN /MONAGAS/VENEZUELA

PROPUESTA 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

REALIZADO POR:

JULIA ALEJANDRA DEL VALLE FIGUERA SCALISI

C.I.: 19.875.045

APROBADO POR:


ING. ALICIA DA SILVA

Asesor académico


ING. MILAGROS SUCRE

Jurado principal


ING. JAIME DÍAZ

Coasesor académico


ING. MARLENK BASTARDO

Jurado principal

MATURÍN, JULIO DE 2012

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: *“los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario para su autorización”.*

DEDICATORIA

A Dios principalmente por darme la vida, por ser mi Padre, mi Amigo fiel, por haberme escogido desde antes de nacer. Te Amo Señor, que toda la gloria sea siempre para Ti

A mis padres, Julio Figuera y Maddalena Scalisi, por ser mis protectores aquí en la tierra escogidos por Dios, quienes siempre me han apoyado, han confiado en mí y nunca me han abandonado. Los Amo demás.

A mi nonna, Giovanna Galioto, quien estuvo cuidándome desde que nací, quien siempre oró por mí, y confió en mí y en Dios que este logro lo alcanzaría. Nunca te olvidaré, siempre serás uno de los mejores recuerdos guardados en mi corazón. Te amaré siempre.

A mi hermana, Rita Giovanna, mi primera amiga, mi galla, a quien Amo muchísimo. A mis primos Willfredo Tadeo y Jesús David, para que puedan seguir el ejemplo que siempre se les ha enseñado, ser unos profesionales, los Amo. El amor entre hermanos es inexplicable. A mi perrita Sifri, cuya compañía no me faltó en los últimos momentos de la tesis. ☺

A mis tíos Willfredo Guzmán, Clara Scalisi y Noris Figuera, por considerarme una hija más y quienes han vivido de cerca conmigo cada meta alcanzada. Los Amo mucho.

A mis hijos, mi futura familia, para que este logro los motive a ser profesionales.

Julia Alejandra Del Valle Figuera Scalisi.

AGRADECIMIENTOS

Gracias primeramente a Dios, mi Salvador, cuyo amor me alcanzó en todo momento, a quien conocí en el mejor momento de la vida y a quien le debo lo que soy. Sin El no hubiese logrado esto. Romanos 8, 28.

A mis padres, gracias por su amor, su dedicación, sus palabras de aliento, gracias por el amor que un día nació entre ustedes que permitió crear tan bella mujer, ja ja ja, segura estoy que Dios me permitirá gozar con ustedes de este fruto. A mi nonna bella por haber recorrido este camino conmigo hasta el último momento, a mi hermana porque siempre pude contar con sus asesorías y consejos, ahora seremos colegas.

A mi gordito, Jhonmar Noguera, quien siempre tuvo para mí más que una palabra, una canción de aliento que con amor compartió conmigo durante tantos momentos vividos en la universidad. A mis amigos y compañeros de estudios: Silvia García, María Sánchez, Graciela Maldonado, Oriana Palumbo, René Navarrete, y José Chakra, con quienes un día delante de Dios prometimos cumplir y alcanzar esta meta. A Dayana Ochoa, Noris Figueroa, Yosmery Faure, Mercileidy Jiménez, Jennys Fermín, Albannys González, Tahelys Contasti, Carla Fariña, Sialexis Mota, Pedro Garrido, Reidys Bolívar, Pedro Fuentes, Génesis Gil, Fernando Romero, Ana Valerio, Adel Bastardo, Ricardo Sánchez, Silvia Caraballo, Daniela Montilva quienes en el tiempo de Dios se sumaron a vivir conmigo la aventura de la Universidad. A Josué Sánchez y Gustavo Granado, quienes desde el inicio de la carrera me animaban a seguir constante y perseverante. Al grupo REC y CEPUDO, con quienes obtuve nuevas experiencias y conocimientos. A mis amigas de siempre: Mariangélica Barreto, Clara Calvo, Rosmary Gani y Adriana González por estar a mi lado cuando más lo he necesitado.

A los profesores de la Universidad de Oriente, La Casa más Alta, que desde el primer semestre hasta la presentación de la tesis me enseñaron, me orientaron, me corrigieron y me guiaron, gracias a ellos tengo el conocimiento de esta carrera.

A los preparadores: Neira, Kamil, Claudio, Ángel, Jesús, Darwin, quienes tuvieron la paciencia de explicarme y hacerme entender cada ejercicio. Sé que soy lenta para entender.

A la señora Mariela por abrirme las puertas de su casa desde el primer momento que nos conocimos. A la señora Aida por siempre darnos esos consejos fuertes y precisos.

A PDVSA-Morichal por abrirme las puertas y vivir una experiencia como profesional, al Ing. Julio Alfonzo quien fue mi asesor industrial, al Ing. Elio Aranguren y al grupo que labora en el laboratorio de petróleo, a los operadores de las estaciones O-16 y J-20, a los ingenieros: Yoelvis Angulo, Dennis Liscano, Eugenio Marcano, Arquímedes Ancheta, Yulimar Velasco, Carmen, Juan Henríquez, Elio Correa, quienes me ayudaron a desarrollar este tema tan importante para finalizar mi carrera. A mis compañeros de pasantías: Jacksony, Jonathan, Vanessa, Ángel, Albannys, Ricardo, Aura, Moisés, Alonso, Enis, Jesús, Carlos, Marco, Milexis, Karla, Jessica, Henri, Jordamis, etc. A la sra. Ildis y sra. Virginia, gracias por sus sonrisas.

En general, a TODAS las personas que estuvieron conmigo durante casi 6 años de carrera universitaria, si se me olvido un nombre no lo tomen a mal, es el estrés de la tesis. Para todos un gran abrazo, los quiero mucho y que Dios los bendiga siempre!

☺

Julia Alejandra Del Valle Figuera Scalisi.

ÍNDICE

	Pág.
ACTA DE APROBACION	iii
RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS	vi
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE GRÁFICOS	xii
RESUMEN.....	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES	5
2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	6
2.3 BASES TEÓRICAS.....	7
2.3.1 Producción de arena.....	7
2.3.2 Causas de la producción de arena	7
2.3.3 Problemas ocasionados por la producción de arena	9
2.3.4 Control de arena.....	10
2.3.5 Mecanismos de control de arena.....	11
2.3.6 Técnicas de control de arena.....	11
2.3.7 Análisis granulométrico	19
2.3.8 Categoría de los pozos	20
2.3.9 Criterios para la Utilización de Tubos Filtros y Empaques con Grava.....	20
2.3.10 Características de las rejillas de malla Premium MeshRite.....	21
2.4 TÉRMINOS BÁSICOS	23
CAPÍTULO III.....	25
MARCO METODOLÓGICO	25
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	25
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	25
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	26
3.3.1 Población.....	26
3.3.2 Muestra	27
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	27

3.4.1 Descripción del comportamiento de producción de los pozos en estudio en función de la producción de arena	27
3.4.2 Evaluación de la eficiencia de los métodos de control de arena de los pozos que navegan en la arena O-15	28
3.4.3 Propuesta de mejoras a la completación de los pozos en los equipos de control de arena.....	29
3.4.4 Estimación de costos de los equipos de control de arena propuestos	29
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS	30
3.5.1 Técnicas	30
3.5.2 Instrumentos.....	30
3.6 RECURSOS	32
CAPÍTULO IV	33
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	33
4.1 DESCRIPCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO EN FUNCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	33
4.2 EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA DE LOS POZOS QUE NAVEGAN LA ARENA O-15.....	37
4.3 PROPUESTA DE MEJORAS A LA COMPLETACIÓN DE LOS POZOS EN LOS EQUIPOS DE CONTROL DE ARENA.....	41
4.4 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE ARENA PROPUESTOS	47
CAPÍTULO V.....	51
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	51
5.1 CONCLUSIONES	51
5.2 RECOMENDACIONES.....	52
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
APÉNDICES.....	56
ANEXOS	75
HOJAS METADATOS.....	83

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1: Ubicación Faja Petrolífera del Orinoco.....	6
Figura 2.2: Liner ranurado.	14
Figura 2.3: Rejilla con envoltura de alambre.....	15
Figura 2.4: Rejilla de malla premium.	15
Figura. 2.5: Tipos de rejillas preempacadas.....	17
Figura 2.6: Rejilla Expandible.	19

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1: Categoría de los pozos según Centinela.....	20
Tabla 2.2: Criterios para el uso de tubos filtros y empaques con grava.....	21
Tabla 2.3: Criterios de selección de la empresa Schlumberger.	22
Tabla 3.1.: Pozos perforados en la arena O-15, yacimiento OFIM CNX 24, campo Cerro Negro.	26
Tabla 4.1: Histórico de los pozos con problemas de producción de arena.	33
Tabla 4.2: Comportamiento de producción de los pozos en función de la producción de arena.	34
Tabla 4.3: Estado o condición actual de los pozos que navegan en la arena O- 15, según su categoría.	36
Tabla 4.4: Distribución por tamaño de las partículas presentes en una muestra de arena de los pozos que navegan en la arena O-15.	38
Tabla 4.5: Cuadro comparativo entre los diámetros de los granos de la arena O- 15 y los diámetros del liner ranurado.	38
Tabla 4.6: Caracterización granulométrica. Pozos que navegan en la arena O- 15.	39
Tabla 4.7: Resultados del estudio de la determinación de sedimentos contenidos en el crudo por el método de extracción	40
Tabla 4.8: Caídas de presión según el método de control de arena.	42
Tabla 4.9: Daños ocasionados por el método de control de arena utilizado.	43
Tabla 4.10: Comportamiento de producción del pozo CIB0351 completado con rejillas de malla Premium MeshRite.	45
Tabla 4.11: Propuesta de mejoras técnicas para los pozos completados en la arena O-15.	46
Tabla 4.12: Descripción de costos para la limpieza con fluido gasificado e instalación de las rejillas MeshRite para pozos con una longitud de 3000 pies.	47
Continuación de la tabla 4.12: Descripción de costos para la limpieza con fluido gasificado e instalación de las rejillas MeshRite para pozos con una longitud de 3000 pies.....	48
Tabla 4.13: Cuadro comparativo de los costos entre los liners ranurados y rejillas Premium MeshRite.....	48
Tabla 4.14: Cronograma de actividades durante el tiempo estimado para la limpieza de un pozo con fluido gasificado.....	49

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 4.1: Comportamiento de producción desde el año 2008 hasta el 2011 del pozo CIB0269.....	35
Gráfico 4.2: Curva IPR utilizando Liner ranurado Vs. Rejillas de malla premium del pozo CIB0366.	44



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN /MONAGAS/VENEZUELA

**PROPUESTA 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**

Autor

Julia Alejandra Del Valle Figuera Scalisi
C.I V-19 875045
Julio/2012

Asesores

Ing. Alicia Da Silva
Ing. Jaime Díaz
Ing. Julio Alfonso

RESUMEN

La producción de arena ha sido un problema con el que la industria petrolera ha tenido que enfrentarse fuertemente, y este es el caso que se presenta en la Faja Petrolífera del Orinoco, Distrito Morichal, donde en los últimos tiempos se ha venido presentando inconvenientes con pozos arenados. Por esta razón surgió la necesidad de proponer mejoras a los equipos de control de arena, debido a que los métodos de control de arena utilizados se han vuelto insuficientes para impedir la producción de finos de formación. Por ello, se propuso la implantación de rejillas de mallas premium MeshRite, las cuales poseen diámetros de orificios propicios para la retención de estos finos, sin interrumpir la producción de crudo y evitar el mayor número de intervenciones. Una vez hecha la propuesta se prosiguió a realizar una estimación de costos, la cual arrojó como resultado que las rejillas tienen un 39% de incremento en comparación con el costo de los liners ranurados. A pesar de que es relativamente costoso, a lo largo del tiempo la producción permitirá recuperar el capital sin generar gastos adicionales para limpiezas y cambio de equipos.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera ha tenido que enfrentarse a un problema que le ha generado cambios en los regímenes de producción como es la alta producción de arena, dañando los equipos de fondo de pozo, las instalaciones de superficie, así como también ha generado gastos económicos de decenas de miles de millones de dólares por año.

Controlar de manera eficiente la producción de arena va a depender de los diseños utilizados durante la completación, y ésta a su vez obedecerá a la orientación de la perforación (bien sea horizontal o vertical) y a la profundidad alcanzada, la cual ayuda a determinar el grado de consolidación de la roca.

Las causas que originan la producción de arena se determinan según la resistencia que presente el yacimiento, es decir, según la calidad y el tipo de material de cementación que mantiene la cohesión de los granos, la presión del fluido entre los poros de la roca, la cual es directamente proporcional a la viscosidad del fluido que se está produciendo, el aumento de la producción de agua, la fuerza de fricción existente entre los granos, entre otros.

El Distrito Morichal está conformado por formaciones jóvenes, poco consolidadas, que contribuyen de manera directa a la producción de arena. Es por esta razón que se planteó la propuesta de mejorar los métodos de control de arena de los pozos productores de la arena O-15, del yacimiento OFIM CNX 24, en el campo Cerro Negro.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Muchos pozos completados y en producción han experimentado problemas de producción de arena, originando efectos dañinos en equipos de fondo y de superficie, altas inversiones en operaciones de mantenimiento, equipos de sustitución, entre otros.

Los campos pertenecientes al Distrito Morichal, División Carabobo, están constituidos por formaciones (Mesa, Las Piedras, Freites y Oficina) de rocas disgregadas o poco consolidadas que contribuyen a la producción de granos de arena, originando problemas tanto a nivel de subsuelo como en superficie, es decir, en los equipos de subsuelo ocasiona abrasión en las tuberías, taponamiento del fondo del pozo y hasta el abandono del mismo, y en superficie ocasiona abrasión y ruptura en las líneas de producción, obstrucción en múltiples de producción, separadores, disminución de la capacidad de almacenamiento de los tanques, entre otros.

Estos yacimientos por estar situados en profundidades someras poseen energía insuficiente para producir los fluidos de la formación de manera natural, es por ello que se ven sometidos al uso de los métodos de producción como lo son: el Bombeo de Cavidades Progresivas (B.C.P.), Bombeo Mecánico (B.M.) y Bombeo Electrosumergible (B.E.S.), conjuntamente con la inyección de diluyente mesa 30, (30°API); debido a que el crudo característico de esta zona es de alta viscosidad (2000-500000 centipoises). Así mismo, los estratos son perforados horizontalmente y utilizan como equipos de control de arena los liner ranurados, los cuales han sido insuficientes para controlar los granos del yacimiento. Es por ello que ha tomado

cabida la intervención frecuente de los pozos que navegan en la arena O-15, pertenecientes al yacimiento OFIM CNX 24, donde en los últimos meses han presentado diversos problemas operacionales hasta llegar a su inactivación, debido a la poca consolidación de los granos de la formación productora, a los cambios de presión en el fondo del pozo, motivada a las variaciones de velocidad de la bomba, lo que conlleva al aumento de arrastre de partículas desprendidas desde la formación hasta la superficie. Por tal motivo, surgió la necesidad de describir, evaluar y proponer mejoras a las técnicas de control de arena de los pozos CIB0280, CIB0283, (inactivos), y CIB0269, CIB0349, CIB0358, CIB0366, CIB0372, (activos), en función de la producción de arena, para determinar su eficiencia, así como también, cuantificar la tasa de producción de arena, respectivamente, para evitar que estos lleguen a sus tasas críticas. Dichos pozos están ubicados en la Unidad de Producción de Crudo Extrapesado del Campo Cerro Negro, Distrito Morichal, División Carabobo.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Proponer mejoras a los métodos de control de arena de los pozos productores de la arena O-15, yacimiento OFIM CNX-24, campo Cerro Negro.

1.2.2 Objetivos Específicos

- ✓ Describir el comportamiento de producción de los pozos en estudio en función de la producción de arena.
- ✓ Evaluar la eficiencia de los métodos de control de arena de los pozos que navegan la arena O-15.

- ✓ Proponer mejoras a la completación de los pozos en los equipos de control de arena.
- ✓ Estimar los costos de los equipos de control de arena propuestos.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Debido a que el Distrito Morichal está constituido por arenas poco consolidadas, se ha venido manifestando la intervención de varios pozos por presentar problemas de arenamiento. Esto trae consigo el colapso de la formación, acumulación de arena en el fondo del pozo, erosión en los equipos de subsuelo, abrasión en las líneas de producción, disminución de la tasa producción de petróleo, aumento de los trabajos de reacondicionamiento y por ende grandes inversiones monetarias.

Por esta razón, para conocer las posibles causas que contribuyen a las irregularidades de producción de arena en el Campo Cerro Negro, se evaluó la completación de los pozos perforados en la arena O-15 pertenecientes al yacimiento OFIM CNX 24, específicamente los pozos CIB0269, CIB0280, CIB0283, CIB0349, CIB0358, CIB0366 y CIB0372, a fin de proponer mejoras a los métodos de control de arena y aportar soluciones tangibles y económicas a la industria.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Narváez, K., Arasme, O. y Castillo, R. (2010). **“Estudio de la Técnica de Control de Arena con Rejillas Expandibles Aplicables a Pozos Productores de Crudos Pesados y Extrapesados”**. En la realización de esta investigación, bajo el estudio de las técnicas de control de arena para pozos productores de crudos pesados y extrapesados, se planteó el uso de las rejillas expandibles, nuevo método de control de arena, el cual a pesar de que su base se fundamenta en el mecanismo tradicional mejora significativamente la retención de finos, con mayor área abierta al flujo de petróleo, así como también es una opción rentable para la industria debido a que facilita las operaciones de pesca, reduce el tiempo del taladro, mediante la incorporación de un sistema compuesto por un cono expandible, una tubería de base perforada y una capa de filtrado.

Roca, E. (2009). **“Evaluación de las Técnicas de Control de Arena Aplicables en los Pozos Horizontales del Campo Cerro Negro, Distrito Morichal - Estado Monagas”**. En este estudio, bajo los resultados de los análisis granulométricos y de productividad, se propuso el uso de Rejillas de Mallas Premium, tecnología de control de arena adecuada para pozos horizontales, con enmallado de acero inoxidable y con tubería base perforada 13% cromo para poder soportar el ambiente corrosivo al que estuvo expuesto. De igual manera, estas rejillas tienen aberturas que oscilan entre 250 y 300 micrones, con lo que se logra obtener mayor producción de petróleo, debido a la amplia área de flujo que posee y según la evaluación económica realizada se consideró esta tecnología de control de arena económicamente rentable.

2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA EN ESTUDIO

La Faja Petrolífera del Orinoco, fuente de reservas de hidrocarburos líquidos más grande del mundo, comprende una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km², lo que representa aproximadamente el 21% de la misma, ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Este gran reservorio petrolero fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo estas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 km² cada uno aproximadamente. Dentro de la División Carabobo, el área de Extrapesado Morichal se encuentra ubicado al sur de los estados Monagas y Anzoátegui, bajo la operación de PDVSA, del Convenio de Asociación Chino-Venezolano SINOVENSA, PETROMONAGAS Y PETRODELTA. Cuenta con 124 km², con dos bloques: O-16 (Norte), J-20 (Sur), de 30 km² cada uno. De estos bloques, se extrae crudo extrapesado proveniente del Miembro Morichal de la Formación Oficina.

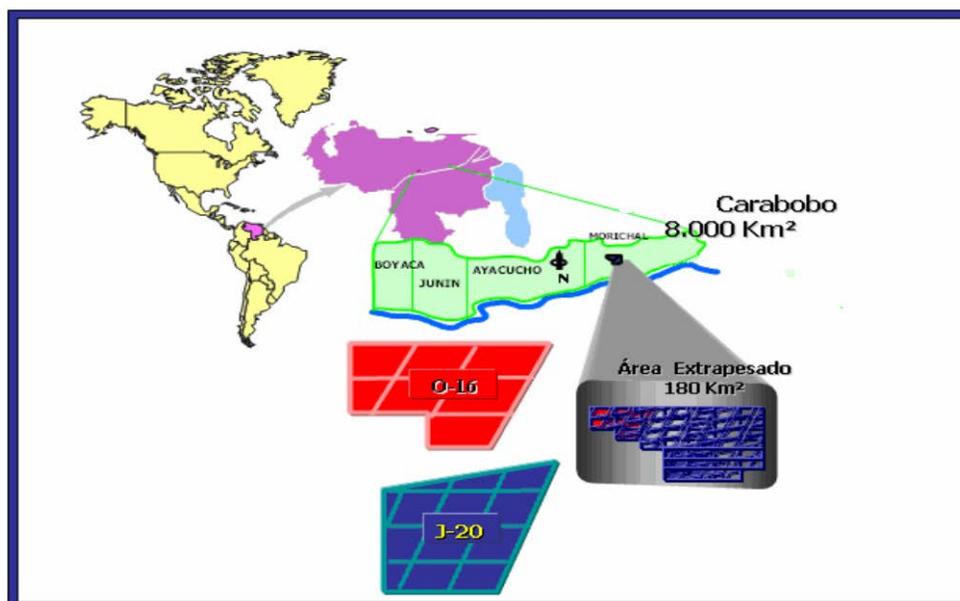


Figura 2.1: Ubicación Faja Petrolífera del Orinoco.

Fuente: <http://www.pdv.com/lexico/camposp/camposp.html>

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Producción de arena

La producción de arena consiste en el arrastre de partículas de arena provenientes del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. Los granos sueltos son movilizados ante ciertos niveles de caída de presión, velocidades y viscosidades del fluido. Una vez producidas en el interior del pozo, estas partículas pueden provocar daños en las paredes internas de las tuberías, obstrucción y deterioro de las bombas, abrasión en las líneas de producción, entre otras cosas, lo cual disminuye la eficiencia del sistema. La producción de arena depende de la resistencia de la roca, de los esfuerzos en sitio, de los fluidos producidos y de los cambios en las tasas de flujo respecto a la caída de presión. Las altas tasas de producción, el aumento del esfuerzo efectivo debido al agotamiento y la irrupción del agua contribuyen a la producción de arena. ^{(Torres, Y. (2012), p.7)}

2.3.2 Causas de la producción de arena

2.3.2.1 Grado de consolidación

La capacidad de mantener túneles de cañoneo abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de la arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes, estas suelen tener poco material de cementación que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas formaciones pueden clasificarse en poco consolidadas y no consolidadas. ^{(Ordaz, G. (2011), pp.18-20)}

2.3.2.2 Reducción de la presión de poro

A medida que se agota la presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva del pozo, se pierde parte del soporte que poseía la roca suprayacente. La disminución de la presión del yacimiento genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de la formación. En un momento determinado, los granos de la arena de la formación podrían separarse de la matriz o triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo. La compactación de la roca yacimiento por la reducción de la presión poro podría ocasionar la subsidencia de las capas suprayacentes (por encima del yacimiento).^{(Ordaz, G. (2011), pp.18-20)}

2.3.2.3 Viscosidad del fluido del yacimiento

La fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de la arena de la formación es creada por el flujo de fluidos del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad de 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 a velocidades de flujo bajas.^{(Ordaz, G. (2011), pp.18-20)}

2.3.2.4 Aumento de la producción de agua

Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la

producción de arena. 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 velocidad. (Ordaz, G. (2011), pp.18-20)

2.3.2.5 Tasa de producción

La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial y fuerza de arrastre friccional que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación, lo que significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por encima de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional son suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. (Ordaz, G. (2011), pp.18-20)

2.3.2.6 Tasa de flujo fluctuante

Un aumento o disminución marcada de la tasa de flujo a través de la formación ocasiona un aumento transitorio en la producción de arena. (Ordaz, G. (2011), pp.18-20)

2.3.3 Problemas ocasionados por la producción de arena

2.3.3.1 Colapso de la formación

Los fluidos producidos podrían arrastrar consigo grandes volúmenes de arena hacia fuera de la formación. Si la velocidad de producción de arena es suficientemente elevada y el proceso se extiende por largo tiempo, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuará ampliándose a medida que se produzca más arena. Cuando el vacío se torna lo suficientemente grande, la lutita o formación suprayacente podría colocarse hacia el fondo del pozo, debido a la falta de material que proporciona el soporte. (Torres, Y. (2012), p.7)

2.3.3.2 Acumulación de arena en los equipos de superficie

Si la velocidad de producción es la suficientemente rápida para transportar arena hacia la superficie, esta podría quedar depositada en los equipos superficiales del pozo; además puede ser arrastrada hacia líneas y estaciones de flujo causando deterioro de los equipos por el poder abrasivo de la arena. (Torres, Y. (2012), p.7)

2.3.3.3 Erosión del equipo de fondo y superficie

En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad transportan arena que pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie. Si la erosión es intensa u ocurre durante un lapso suficiente de tiempo, el equipo de superficie y/o de fondo podría llegar a fallar totalmente, lo que generaría problemas graves de seguridad, ambientales y diferimiento en la producción. (Torres, Y. (2012), p.7)

2.3.4 Control de arena

Se conoce así al conjunto de técnicas mediante las cuales se disminuye, total o parcialmente, la producción de sólidos que soportan las cargas provenientes de la formación productora, los cuales se producen conjuntamente con los hidrocarburos, sin restringir la productividad del pozo. Los problemas de producción de arena suelen presentarse en aquellas formaciones no consolidadas, cuyos componentes mayoritarios son granos finos, donde el material cementante no provee suficiente fuerza de cohesión como para soportar los esfuerzos ocasionados por el paso de fluidos a través de ellos, lo que origina un desprendimiento de la arena y por consiguiente el arrastre de las partículas más finas hacia el interior del pozo, puede ser en forma de granos individuales de arena que se producen continuamente o pedazos enteros de la formación. Este desprendimiento de partículas no ocurre

súbitamente, sino que va aumentando hasta llegar a cantidades de arena no manejables por los sistemas de producción por lo que se deben identificar los pozos que estén produciendo poca cantidad de arena para tomar medidas especiales, ya que una vez que estos llegan a tasas críticas, no hay manera de detener la producción de la misma. (Ordaz, G. (2011), pp. 18-20)

2.3.5 Mecanismos de control de arena

2.3.5.1 Reducción de las fuerzas de arrastre y fricción

Controlar la tasa de producción es el medio más sencillo y económico para controlar la producción de arena. La tasa de producción de fluidos que ocasione movimiento de arena y finos debe considerarse como una tasa por área unitaria de formación permeable abierta a la luz del pozo. Determinar la tasa crítica de producción por encima de la cual la producción de arena es excesiva es un factor económico de gran importancia, cuando las consideraciones del yacimiento y la demanda del mercado justifican las tasas más altas de producción. (Torres, Y. (2012), p.7)

2.3.5.2 Aumento de la resistencia de la formación

Esto se puede lograr a través de la consolidación de la arena. Este mecanismo tiene una aplicación especializada, deja la luz del pozo abierta y puede utilizarse en revestidores de diámetros pequeños. El radio de penetración de los químicos para consolidación no es muy grande (no mayor de 15 pies). (Torres, Y. (2012), p. 7)

2.3.6 Técnicas de control de arena

Las técnicas de control de arena pueden ser clasificadas como mecánicas, químicas y mecánicas/químicas. Las mecánicas previenen la producción de arena con

liners ranurados, rejillas o empaque con grava, que detienen los granos de gran tamaño de la arena de formación y estos, a su vez, detienen los granos más pequeños. La técnica de control química envuelve la inyección de materiales cementantes dentro de formación para consolidar los granos de la arena. Una combinación de rejilla y grava plástica consolidada puede ser usada para el control de arena en algunos pozos para incrementar la estabilidad del empaque. (Roca, E. (2009), p. 18)

2.3.6.1 Rejillas y liners ranurados

Las rejillas y liners ranurados sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o liner terminará taponándose.

Las rejillas y liners actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del liner. Las rejillas y los liners ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del liner ranurado, estas en algunos casos se dimensionan de tal manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil 50 de la arena (D50), en otros casos, se diseñan para que el tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10). Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando 2 partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo.

Para que un liner ranurado o rejilla sean eficientes se recomienda su utilización en formaciones de permeabilidad relativamente altas, que contenga poca o ninguna arcilla, es decir, arena relativamente limpias y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos, con poca dispersión entre tamaños de granos, es decir, con un coeficiente de uniformidad menor a tres. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en el liner o rejilla podrían obstruirse y si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio, es posible que el liner ranurado o rejilla se obstruyan con granos de arena durante la formación del puente en el mismo.

Por otra parte si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando se cambien las tasas de producción o en 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 de la rejilla o liner.

Los pozos de petróleo y/o gas con arenas bastantes sucias y con tamaños de granos pequeños, son normalmente formaciones no uniforme. Esto no permitirá un apropiado puenteo de la arena de la formación sobre la rejilla o liner. En la mayoría de los casos algún puenteo ocurrirá pero con una reducción de la producción debido a la invasión de las partículas más pequeñas en las aberturas de las rejillas. Esto en efecto limita el uso de rejilla sola o liner como una técnica para controlar la arena de la formación.

Otro factor sería el tipo de formación (friable, parcialmente consolidada o no consolidada). Las formaciones friables posiblemente nunca colapsaran alrededor de la rejilla o liner, pero producirán cantidades pequeñas de arena durante la producción del fluido. Las arenas parcialmente consolidadas y las arena no consolidadas se derrumbarán y llenarán las perforaciones y el espacio entre el revestidor y la rejilla con la subsecuente reducción de la permeabilidad en las perforaciones y en el espacio del revestimiento/rejilla.

La selección entre rejilla y liner ranurado se basa fundamentalmente en factores económicos. El liner ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de anchura del calibre, con un área abierta al flujo de 3%. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más grandes y un área de flujo mayor, pero resultan más costosas. El área abierta al flujo de una rejilla típica será de 2 a 12 veces mayor dependiendo del tamaño del calibre. (Ordaz, G. (2011), pp. 22-29)

Existen varios tipos de rejillas para el control de la producción de arena.



Figura 2.2: Liner ranurado.

Fuente: http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review.aspx

a) Rejillas con envoltura de alambre

Son los 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 especial para evitar la corrosión de la rejilla. (Ordaz, G. (2011), pp. 22-29).

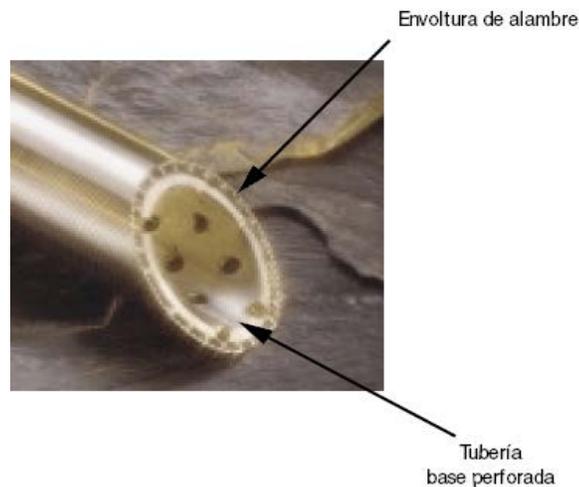


Figura 2.3: Rejilla con envoltura de alambre.

Fuente: http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review.aspx

b) 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. (Ordaz, G. (2011), pp. 22-29).



Figura 2.4: Rejilla de malla premium.

Fuente: http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review.aspx

c) 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 puenteante 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).

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

La *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 con resina. Todo el ensamblaje de la rejilla se coloca en un horno y se calienta para permitir que la grava revestida se consolide.

La *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.

La *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. (Ordaz, G. (2011), pp. 22-29)



Rejilla doble

Rejilla Sencilla

Rejilla Delgada

Figura. 2.5: Tipos de rejillas preempacadas.

Fuente: http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review.aspx

d) Rejillas expandibles

Constan de un diámetro reducido que se expande 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 de 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 consiste 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, proporciona 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 los 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 manera. (Ordaz, G. (2011), pp. 22-29)

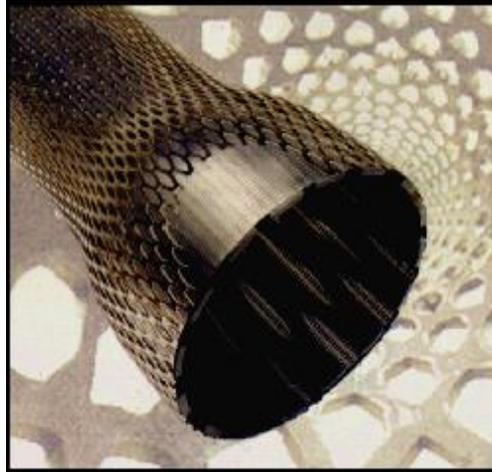


Figura 2.6: Rejilla Expandible.

Fuente: http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review.aspx

2.3.7 Análisis granulométrico

Consiste en la medición y gradación que se lleva a cabo de los granos de una formación sedimentaria, de los materiales sedimentarios, así como de los suelos, con fines de análisis, tanto de su origen como de sus propiedades mecánicas, y el cálculo de la abundancia de los correspondientes a cada uno de los tamaños previstos por una escala granulométrica. El método de determinación granulométrico más sencillo es hacer pasar las partículas por una serie de mallas de distintos anchos de entramado (a modo de coladores) que actúen como filtros de los granos que se llama comúnmente columna de tamices. Pero para una medición más exacta se utiliza un granulómetro láser, cuyo rayo difracta en las partículas para poder determinar su tamaño. (Ordaz, G. (2011), p. 64)

2.3.8 Categoría de los pozos

Consiste en clasificar los pozos según su condición o estado de operación. Esta especificación se encuentra en el programa Centinela, base de dato creada y utilizada por PDVSA. (Fuente: Propia)

Tabla 2.1: Categoría de los pozos según Centinela

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
1	Pozos activos
2	Inactivos / Reparaciones menores / Producción inmediata
3	Inactivos/ Reparaciones mayores / Pozos fuera de servicio durante un tiempo prolongado
5	Pozos no económicos actualmente
6	Pozo de alivio gas superficie
7	Pozos de gas
8	Pozos de inyección
9	Otros pozos

2.3.9 Criterios para la Utilización de Tubos Filtros y Empaques con Grava

Los pozos en formaciones no consolidadas o poco consolidadas, arenas sucias o no homogéneas con baja permeabilidad y granos pequeños mal clasificados deben completarse con empaques de grava de lo contrario los tubos filtros o rejillas podrían no mantener la productividad, ni permitir en control de la producción de arena a largo plazo. A medida que las formaciones son menos uniformes, la selección del tipo de terminación requiere la consideración de parámetros distintos a los tamaños medios de los granos (D50) del análisis granulométrico. El coeficiente de arreglo o de clasificación (D10/D95), el coeficiente de uniformidad (D40/D90) y el porcentaje de partículas menores a 44 micrones ($> 44 \mu\text{m}$) y de menor tamaño, determinan la calidad de la formación e influye en el diseño de rejillas y empaques de grava.

Las rejillas sin empaque con grava son usadas preferiblemente en formaciones limpias, con granos de arenas grandes y bien clasificados, y también en pozos donde el riesgo de producción de arena es limitado, con arenas limpias (bajo contenido de finos) y homogéneas; de lo contrario debe completarse con empaques de grava. (CIED (1997), pp. 12-14).

Tabla 2.2: Criterios para el uso de tubos filtros y empaques con grava

CONDICIONES	RECOMENDACIÓN
D10/D95 <10 D40/D90 < 3 44 μ m <2%	Los valores bajos del factor de ordenamiento y de finos, indican que es candidato a completación con tubos filtros. Necesita permeabilidad de por lo menos 1 Darcy para completación con tubería revestida y perforada y posible uso de rejilla preempacada.
D10/D95 <10 D40/D90 < 5 44 μ m <5%	Intervalos de medio a bajos con finos justamente por encima del límite. Pueden ser completados con tubos filtros de nueva tecnología. Necesita permeabilidad de 1 Darcy para completación con tubería revestida y perforada.
D10/D95 <20 D40/D90 < 5 44 μ m >5%	Los rangos medios pueden ser candidatos a gravas grandes (7x ó 8x50%), colocadas con altas tasas de agua, particularmente si el tamaño de la arena en la formación es consistente.
D10/D95 <20 D40/D90 < 5 44 μ m >10%	Los valores medios del factor de ordenamiento con presencia de finos se tratan con una combinación de gravas de tamaño considerable y tubos filtros que permitan el paso de finos.
D10/D95 >20 D40/D90 > 5 44 μ m >10%	Los valores más altos de las relaciones D, particularmente combinados con grandes cantidades de finos son signos críticos, mostrando necesidad de agrandar el hoyo (mover la interfase formación-grava lejos del hoyo), a través de fracturamiento, tecnología multilateral u horizontal o grandes volúmenes de pre-empaque para minimizar daños a la permeabilidad en la interfase arena-grava debidas al flujo.

2.3.10 Características de las rejillas de malla Premium MeshRite

El objetivo de las rejillas premium MeshRite™, fabricadas de fibras de acero inoxidable altamente comprimidas es la de ofrecer la solución óptima para la

completación de los pozos, a fin de lograr el control de producción de arena. Las características principales son las siguientes: (Schlumberger, (2008), pp. 3-10)

- ✓ Controla la producción de arena durante el tiempo de vida del pozo.
- ✓ Minimiza la caída de presión a lo largo de la sección completada y evita daños a la formación.
- ✓ La distribución del tamaño del poro es mayor que la distribución del tamaño de las partículas.
- ✓ Mayor área de influjo (18%), alta porosidad (92%) y máxima permeabilidad lo cual conlleva a maximizar la capacidad de caudal y a aumentar la resistencia al taponamiento.
- ✓ Puede ser usada dentro de las completaciones existentes (liner ranurado) y puede ser usado en hoyo abierto, como mecanismo individual (stand alone) o complemento de un empaque de graba, para garantizar la mayor retención de la más amplia distribución de tamaños de partículas.
- ✓ Diseño resistente, permitiendo una instalación segura y eficiente.
- ✓ Puede colocarse en hoyo abierto sin operaciones de acondicionamiento.

Los criterios utilizados para la selección y uso de las rejillas de malla Premium MeshRite son los siguientes:

Tabla 2.3: Criterios de selección de la empresa Schlumberger.

CRITERIOS DE SELECCIÓN	
D50 (tamaño medio de los granos)	> 140 micrones
D 4 0 / D 9 0 (Coeficiente de uniformidad)	< 5
D 1 0 / D 9 5 (Coeficiente de arreglo)	<10
% F i n o s (<44 Micrones)	< 5%

2.4 TÉRMINOS BÁSICOS

Abrasión: es la acción mecánica de rozamiento y desgaste que provoca la erosión de un material o tejido. (Fuente: <http://es.wikipedia.org>)

Arenamiento: fenómeno donde el material de la formación viaja hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos. (Fuente: <http://es.wikipedia.org>)

Erosión: es la degradación y el transporte de material o sustrato del suelo, por medio de un agente dinámico, como son el agua, el viento, el hielo o la temperatura. (Fuente: <http://es.wikipedia.org>)

Macolla: es una localización donde se encuentra varios pozos perforados, se utiliza dependiendo de la factibilidad y las características del campo, sus ventajas son: reduce los costos operacionales y de inversión y también evita un mayor impacto ambiental negativo al ecosistema. (Fuente: <http://es.wikipedia.org>)

Partes por millón: (ppm) es una unidad de medida de concentración. Se refiere a la cantidad de unidades de la sustancia (agente, etc.) que hay por cada millón de unidades del conjunto. (Fuente: <http://es.wikipedia.org>)

Taponamiento: Acción de aislar de manera temporal o definitiva las formaciones geológicas atravesadas en la perforación que contengan aceite o gas, de tal forma que se eviten invasiones o manifestaciones de hidrocarburos en la superficie. (Fuente: <http://es.wikipedia.org>)

Torque: par, momento o momento de fuerza, es la tendencia de una fuerza para hacer girar un objeto alrededor de un eje. Así como una fuerza es un empuje o un tirón, un par puede ser considerado como un giro a un objeto. En términos generales, el par es

una medida de la fuerza de giro sobre un objeto tal como un tornillo o un volante.

(Fuente: <http://es.wikipedia.org>)

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Con respecto al tipo de investigación, Arias (2006) expresa:

La investigación explicativa se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante establecimientos de las relaciones causa – efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas, como de los efectos. (p. 26).

Es por ello que, esta investigación se formuló como explicativa, porque con el fin de proponer mejoras en los métodos de control de arena de los pozos en estudio, se describió y evaluó la eficiencia de sus respectivas completaciones, debido a que las arenas productoras que conforman el campo Cerro Negro son formaciones jóvenes de poca consolidación que ayudan, directamente, a la producción frecuente de granos y finos.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En relación con el diseño de la investigación, Arias (2006) señala:

La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas (p. 31).

Por lo tanto, el diseño de esta investigación se clasificó como una investigación documental, debido a que se recopiló información de investigaciones previas almacenadas en las carpetas de los pozos, en la base de datos del programa Centinela, COPyR, libros y archivos sobre técnicas de control de arena, entre otros.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1 Población

La población “es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación.” (Arias, F. 2006, p. 81), por lo tanto, la población de esta investigación estuvo representada por todos los pozos pertenecientes al yacimiento OFIM CNX 24, perforados en la arena O-15, de la unidad de producción de extrapesado:

Tabla 3.1.: Pozos perforados en la arena O-15, yacimiento OFIM CNX 24, campo Cerro Negro.

POZO	MACOLLA	ESTACIÓN	POZO	MACOLLA	ESTACIÓN
CIB0254	N-18-1	O-16	CIB0269	M-20-1	J-20
CIB0264			CIB0280		
CIB0315			CIB0283		
CIB0364			CIB0286		
CIB0366			CIB0290		
CIB0349	M-18-1	CIB0295			
CIB0372	M-18-2	CIB0299			
CIB0375		CIB0314			
CIB0259	L-20-1	J-20	CIB0358		
CIB0261					
CIB0262					
CIB0266					
CIB0273					
CIB0308					
CIB0311					

3.3.2 Muestra

“La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible.” (Arias, F. 2006, p. 83), en este estudio, la muestra estuvo integrada por los pozos CIB0269, CIB0280, CIB0283, CIB0349, CIB0358, CIB0366 y CIB0372 del campo Cerro Negro; los cuales poseen información de análisis granulométricos provenientes de estudios previos.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Descripción del comportamiento de producción de los pozos en estudio en función de la producción de arena

A fin de describir el comportamiento de producción de los pozos CIB0269, CIB0280, CIB0283, CIB0349, CIB0358, CIB0366 y CIB0372, en función de la producción de arena, primeramente, se recopiló información de sus respectivas carpetas o historiales, del visualizador de la base de datos de perforación, COPyR (Consultas de Operaciones de Perforación y Rehabilitación de Pozos) y de la base de datos de producción, Centinela. Aquí se explicó, de manera general, los eventos más destacados que han presentado, como: servicios de limpiezas, cambios o reemplazo de equipos, daños ocurridos, entre otros, durante un periodo determinado. Así mismo, se mencionó el estado o condición actual de cada uno de los pozos, si están activos o inactivos.

De igual manera, por medio de la aplicación OFM (Oil Field Manager), se generaron gráficas con las variables Q_o (tasa de petróleo), %AyS (porcentaje de agua y sedimentos), y RGP (relación gas-petróleo) en función del t (tiempo), las cuales ayudaron a describir la influencia del comportamiento de la producción de arena y sus causas, con la producción de petróleo. También, por medio de ellas se lograron

observar valores acumulativos de petróleo (Np), agua (Wp) y gas producido (Gp), respectivamente.

3.4.2 Evaluación de la eficiencia de los métodos de control de arena de los pozos que navegan en la arena O-15

Para la evaluación de la eficiencia de los métodos de control de arena de los pozos en estudio, se necesitaron de sus respectivos análisis granulométricos, elaborados en estudios previos, para obtener la distribución por tamaño de las partículas presentes en una muestra de arena. Esta caracterización granulométrica de la arena se realizó obteniendo el tamaño medio de los granos (D50), el coeficiente de uniformidad (D40/D90), el coeficiente de arreglo o de clasificación (D10/D95) y el porcentaje de finos ($< 44\mu\text{m}$).

En ese mismo sentido, se obtuvo información de la base de datos COPyR, para investigar los detalles integrales del revestidor o liner de producción, como lo son: el diámetro de las ranuras, diámetro de la tubería, grado de acero utilizado en su fabricación, entre otros. Seguidamente, se hizo una comparación de diámetros, entre granos y ranuras, respectivamente, con el fin de evaluar que tan eficientes son las técnicas de control de arena en la retención de arena de formación.

Así mismo, mediante la toma de muestras en los múltiples de producción, se realizó el estudio para la determinación de sedimentos contenidos en el crudo por el método de extracción (Normas: ASTM D 473-07 y COVENIN 588:2001), para obtener la tasa de producción de arena, y así saber con cuanta periodicidad los pozos producen arena, porque una vez que estos llegan a tasas críticas, no hay manera de detener la producción de la misma. Esto ayudó a proponer mejoras en las técnicas de control de arena de los pozos estudiados.

3.4.3 Propuesta de mejoras a la completación de los pozos en los equipos de control de arena

En esta etapa, siguiendo el resultado que arrojó la eficiencia del método de control de arena de cada pozo, se planteó el cambio de liner ranurado correspondiente para cada caso. Cabe destacar que para los pozos que requirieron del cambio de técnica de control de arena, según las características de las arenas que conforman este yacimiento, se propuso el uso de tubos filtros (liners, rejillas, mallas), debido a que se cuentan con perforaciones horizontales, en profundidades someras y con presencia predominante de arenas de granos finos.

Para esta selección se emplearon los criterios establecidos por Rodríguez L., en el libro “Completación y reacondicionamiento de pozos”, ESP OIL. En relación a las curvas del índice de productividad, por medio de ellas se logró ver el alcance productivo de un método y otro, se realizaron mediante el programa Wellflo.

3.4.4 Estimación de costos de los equipos de control de arena propuestos

La estimación de costos se desarrolló en base a una comparación de los cálculos económicos del método de control de arena propuesto y del tubo filtro usado actualmente, incluyendo los costos individuales de los tubulares, gastos de servicios contratados, materiales y suministros de completación y perforación, transporte, entre otros. Igualmente, se logró saber el tiempo estimado para el desarrollo de la actividad.

Esto permitió conocer el porcentaje de incremento entre el uso de un método y otro para poder tomar una decisión de negocios, inversión que le generará a la empresa menos gastos a futuro, según la rentabilidad aproximada de cada uno de ellos; factor importante que permitirá la aprobación y ejecución de la propuesta planteada.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

Según Arias F. (2006, p.67) se entiende por técnica como **“el procedimiento o forma particular de obtener datos o información”**, es por ello que para llevar a cabo esta investigación se utilizaron como técnicas de recolección de datos las siguientes:

- ✓ **Entrevista no estructurada o informal:** se entrevistaron a ingenieros y operadores que laboran en los departamentos de producción, yacimientos, geología, reservas, optimización, gerencia del dato y laboratorio de petróleo, para obtener información referente a los problemas frecuentes de producción de arena que se están presentando en el campo Cerro Negro, Distrito Morichal.
- ✓ **Observación directa:** se realizaron visitas al campo de estudio (área de extrapesado) lo cual permitió validar información referente al estado de los pozos.
- ✓ **Revisión documental:** se realizaron consultas bibliográficas disponibles referentes al tema en estudio como: informes operacionales, informes técnicos, tesis, guías de estudio, Internet, red de PDVSA, entre otros.

3.5.2 Instrumentos

En relación a los instrumentos utilizados, según Arias F. (2006, p. 69) **“un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información”**, por lo tanto, tenemos los siguientes:

- ✓ **Historiales de los pozos:** se usaron las carpetas de cada uno de los pozos en estudio, las cuales son utilizadas para guardar información desde su perforación hasta las últimas novedades presentadas.
- ✓ **Centinela:** es una base de datos operacionales de producción, creada por PDVSA, que registra información actualizada sobre novedades que ocurren en la producción del Distrito Morichal. En esta sección se obtuvo datos de presión, tasas de petróleo, porcentaje de agua y sedimentos (%AyS), entre otros.
- ✓ **COPyR:** (Consultas de Operaciones de Perforación y Rehabilitación de Pozos) es un visualizador de la base de datos de perforación, creado por PDVSA, que registra información actualizada sobre operaciones y rehabilitación de pozos. Dentro de este sistema se investigaron todas las características que definen los liners de producción utilizados.
- ✓ **Tomas de muestras:** es un medio de obtención de crudo, por medio de un envase receptor, comúnmente llamados “botellas” o “latas”, que permite determinar diversas características del petróleo, como: gravedad API, porcentaje de agua y sedimentos (%AyS), viscosidad y cuando se requiere, estudios especiales. En este caso, se realizó la determinación de sedimentos contenidos en el crudo por el método de extracción.
- ✓ **Equipos de laboratorio:** fue conveniente el uso de aparatos habituales de laboratorio, como: equipo de extracción, frasco de extracción, condensador, dedal de extracción, cesta del dedal, copa de agua, fuente de calor, balanza analítica, mezcladora, horno, recipiente desecador y medidor de temperatura.
- ✓ **OFM:** (Oil Field Manager), es una aplicación que desarrolla un eficiente método para analizar datos de producción de pozos y yacimientos.
- ✓ **Programa Wellflo:** herramienta que permite realizar análisis de productividad para cada pozo en estudio.

3.6 RECURSOS

- ✓ **Recursos materiales y tecnológicos:** se contó con la ayuda por parte de la empresa, para la disposición de las computadoras, impresoras, hojas de papel blanco, carpetas, entre otros. Además de hacer uso de Microsoft Office 2003®, Microsoft Office 2007®, e Internet.
- ✓ **Recursos financieros:** todos los gastos asociados al desarrollo del proyecto de investigación estuvieron a cargo de la Gerencia de Producción de PDVSA, Distrito Morichal.
- ✓ **Recursos humanos:** para el desarrollo de esta investigación se contó con el apoyo del personal que labora en la Unidad de Producción de Extrapesado de PDVSA-Morichal, y con el asesoramiento de los profesores pertenecientes a la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1 DESCRIPCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO EN FUNCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Basándose en el historial de los eventos de los pozos y en la muestra escogida, se pudo observar que tres (3) de ellos han presentado problemas notables de arenamiento, lo cual ha interferido en la producción estable y continua de petróleo. Esto se debe a que la formación cuenta con la presencia predominante de finos, muy finos, y limo. A continuación se presentan los indicios más notables generados por la producción de finos de formación:

Tabla 4.1: Histórico de los pozos con problemas de producción de arena.

POZOS	FECHA	PROBLEMAS POR ARENA
CIB0269	01/05/2008	Alta producción de arena.
	30/05/2010	Servicio por instalación de trampa de arena en superficie.
	06/11/2010	Alta producción de arena.
	21/09/2011	Alta producción de arena.
CIB0280	06/10/2011	Alta producción de arena.
CIB0283	06/11/2010	Alta producción de arena.
	21/12/2010	Alta producción de arena.
CIB0349		
CIB0358	12/01/2012	Aumento de la tasa de arena.
CIB0366		
CIB0372		

Se puede observar que solo tres pozos han presentado las mayores intervenciones por alta producción de arena, estos son: el CIB0283, CIB0280 y CIB0269. Este último, desde el inicio de su producción, el 01 de mayo de 2008,

manifestó problemas de producción de arena. El 30 de mayo de 2010, presentó un servicio para la instalación de una trampa de arena en superficie. Durante ese mismo año, el 06 de noviembre, se descubrió un severo caso de producción de arena lo que interrumpió la producción de crudo durante un tiempo determinado. Al cabo de un año, en el 2011, después de haberle realizado una limpieza a la sección horizontal con un fluido de baja densidad (aireado), el pozo fue reactivado, y el 21 de septiembre el pozo se vino completamente en arena, clasificándose como arenado, categoría (3) tres, según ingeniería de yacimientos.

En la tabla 4.2, se presenta una información generalizada en donde se muestra el comportamiento de producción de los pozos en función de los eventos sucedidos por la producción de arena:

Tabla 4.2: Comportamiento de producción de los pozos en función de la producción de arena.

POZOS	DATOS DE PRODUCCIÓN			EQUIPO DE LEVANTAMIENTO
	Qo (BNPD)	RGP (PCND)	%AyS	
CIB0269	601	135	22,0	BCP
CIB0280	500	488	10,0	BCP
CIB0283	1162	160	4,0	BCP
CIB0349	1252	24	0,5	BCP
CIB0358	1150	119	0,5	BCP
CIB0366	593	255	2,2	BCP
CIB0372	1060	169	0,05	BCP

Para los pozos CIB0269, CIB0280 y CIB0283 la producción de crudo se vio afectada en el último período de cierre por la producción de arena, ocasionando un incremento en el porcentaje de agua y sedimentos y en la relación gas petróleo,

(Apéndice A). En relación al gráfico 4.1 se muestra que, desde la activación del pozo CIB0269, en el año 2008, la producción se comportaba de manera continua y constante, teniendo un promedio entre 1000 y 1500 BNPD de petróleo producidos, asociados a 2,7 por ciento de agua y sedimentos (%AyS) y 120 MPC de gas de formación, que se mantuvo hasta enero de 2010. Durante el periodo de cierre, año 2011, la producción de agua y sedimentos aumentó visiblemente, mientras que las tasas de petróleo descendieron hasta un promedio de 240 BNPD. Cabe destacar que este pozo fue reactivado el 17 de enero de 2012, nuevamente con una limpieza en la sección horizontal, del cual se espera drenar y recuperar el potencial de crudo perdido durante su periodo de cierre.

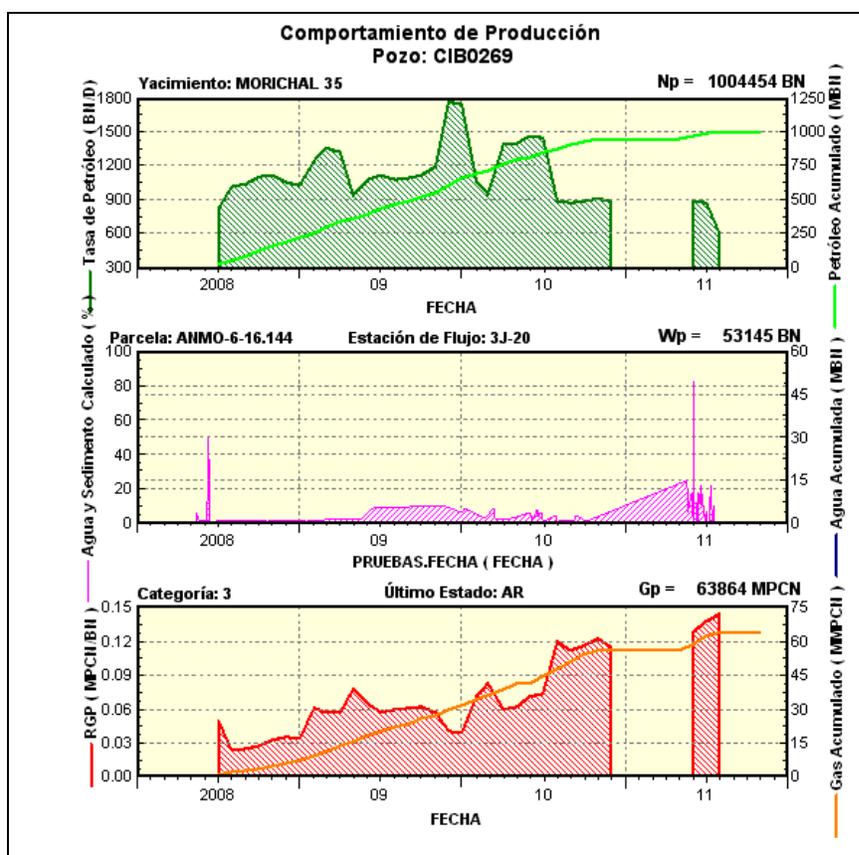


Gráfico 4.1: Comportamiento de producción desde el año 2008 hasta el 2011 del pozo CIB0269.

Cabe destacar que los pozos CIB0349, CIB0358, CIB0366 y CIB0372, se incluyen dentro de este análisis descriptivo (tabla 4.1 y 4.2) porque forman parte de la muestra seleccionada para esta investigación, pero estos no han presentado ningún problema de producción de arena hasta los momentos.

Actualmente, los estados de los pozos pertenecientes a la muestra de ésta investigación son los siguientes:

Tabla 4.3: Estado o condición actual de los pozos que navegan en la arena O-15, según su categoría.

POZOS	CATEGORÍA	ESTADO	TASA DE PRODUCCIÓN (BNPD)
CIB0269	1	Activo	351
CIB0280	3	Inactivo	1130
CIB0283	3	Inactivo	1200
CIB0349	1	Activo	1158
CIB0358	1	Activo	1468
CIB0366	1	Activo	661
CIB0372	1	Activo	1096

De acuerdo con la categoría que define la condición o estado de los pozos, (tabla 4.3), se muestra que se encuentran activos los pozos CIB0349, CIB0358, CIB0366, CIB0372, y CIB0269, con valores de tasas actuales de 1158 BNPD, 1468 BNPD, 661 BNPD, 1096 BNPD y 351 BNPD respectivamente, recordando que este último fue reactivado una vez realizada la limpieza en la sección horizontal, y el cual se ha mantenido operando con bajas tasas de crudo (aproximadamente entre 300 y 400 BNPD) para evitar generar nuevamente una caída de presión que genere el arrastre excesivo de arena. El CIB0280 y CIB0283, antes de arenarse producían tasas de 1130 BNPD y 1200 BNPD, aproximadamente, esto refleja un indicio de que los pozos eran operados a altas velocidades que permitieron un mayor arrastre no solo de

crudo, sino también de la arena de formación. Actualmente se encuentran inactivos, esperando la ejecución de las propuestas para su reactivación.

La producción de arena es un evento que afecta completamente la producción normal de petróleo, para los pozos CIB0280, CIB0269, y CIB0283, la tasas de crudo eran elevadas, valores entre 1000 y 1500 BNPD, pero al verse interrumpidas por la presencia abundante de finos de formación, estas descendieron completamente hasta cerrar su producción. Los demás pozos, pertenecientes a la misma arena en estudio, arena O-15, hasta ahora no se han visto afectados visiblemente por este problema.

4.2 EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA DE LOS POZOS QUE NAVEGAN LA ARENA O-15

De acuerdo a los resultados de los análisis granulométricos de los pozos en estudio, se pudo obtener la distribución por tamaño de las partículas presentes en una muestra de arena con el fin de promediar los resultados y deducir la caracterización de los granos de formación. Estos pozos completados en la arena O-15, utilizan como métodos de control de arena, liners de 7 pulgadas de diámetro, que poseen ranuras con diámetros que promedian entre 0.015 y 0.020 pulgadas. Están fabricados de acero N-80, recomendado por las especificaciones API para tuberías de producción, debido a que son tuberías de altas resistencias (esfuerzos mayores a 8000 lpc).

Según la tabla 4.4, el coeficiente de uniformidad (D_{40}/D_{90}) de arena O-15 arrojó valores promedios menores a 3 (<3), el coeficiente de arreglo o de clasificación (D_{10}/D_{95}) valores menores a 10 (<10) y el porcentaje de finos, menor a 44 micrones ($<44\mu\text{m}$), presentó valores menores a 2 ($<2\%$) por ciento, lo que significa que la arena evaluada es de granos finos, uniformes en su distribución, valores favorables para el uso de tubos filtros.

Tabla 4.4: Distribución por tamaño de las partículas presentes en una muestra de arena de los pozos que navegan en la arena O-15.

POZO	COEFICIENTE DE UNIFORMIDAD D40/D90	COEFICIENTE DE CLASIFICACIÓN D10/D95	CONTENIDO DE FINOS (< A 44 MICRONES)%	TAMAÑO MEDIO DE GRANOS D50 (PULGADAS)
CIB0269	1,5484	2,5600	1,0071	0,0046
CIB0280	1,5135	2,3793	0,3198	0,0053
CIB0283	1,9111	4,5122	0,0300	0,0076
CIB0349	2,1989	4,4400	0,1035	0,0122
CIB0358	2,2967	5,0476	0,0575	0,0133
CIB0366	1,9833	3,9779	0,4325	0,0119
CIB0372	2,0532	4,2650	0,4979	0,0091
PROMEDIO	1,9293	3,8831	0,3497	0,0091

En las siguientes tablas, se muestran los diámetros de las ranuras de los liners de producción y los diámetros de los granos de la muestra de la arena con el fin de realizar una comparación entre ellos y deducir que tan eficientes son estas ranuras en la retención de granos de formación, como métodos de control de arena utilizados actualmente, así como también la caracterización granulométrica de la arena O-15:

Tabla 4.5: Cuadro comparativo entre los diámetros de los granos de la arena O-15 y los diámetros del liner ranurado.

POZO	DIÁMETRO RANURAS	DIÁMETRO GRANO (D50)	EFICIENCIA
CIB0269	0,020	0,0046	No aplica
CIB0280	0,020	0,0053	No aplica
CIB0283	0,015	0,0076	No aplica
CIB0349	0,020	0,0122	No aplica
CIB0358	0,018	0,0133	No aplica
CIB0366	0,020	0,0119	No aplica
CIB0372	0,020	0,0091	No aplica

Tabla 4.6: Caracterización granulométrica. Pozos que navegan en la arena O-15.

POZO	D40	D90	D10	D95
CIB0269	0,0048	0,0031	0,0064	0,0025
CIB0280	0,0056	0,0037	0,0069	0,0029
CIB0283	0,0086	0,0045	0,0185	0,0041
CIB0349	0,0137	0,0062	0,0222	0,0050
CIB0358	0,0157	0,0068	0,0292	0,0058
CIB0366	0,0133	0,0067	0,0225	0,0057
CIB0372	0,0101	0,0049	0,0169	0,0040
PROMEDIO	0,0103	0,0051	0,0175	0,0043

Los resultados de la tablas 4.5 muestran, en términos generales, que el tamaño actual de las ranuras de los liners de producción que se están utilizando en los pozos del Distrito Morichal son de 0,020, 0,018 y 0,015 pulgadas, lo que corresponde al diez percentil (D10) de retención por parte del método de control de arena utilizado, es decir, sólo el diez por ciento (10%) de la arena producida por los pozos, (tabla 4.6).

Lo que significa que los diámetros de las ranuras utilizadas en los liners ranurados son más grandes en comparación con el diámetro medio de los granos, y es por esta razón que la eficiencia de retención no aplica para este método. Entonces, para retener el cincuenta por ciento (50%) de arena en el fondo, cantidad de partículas estimada para evitar el arenamiento del pozo, el diámetro de ranuras utilizadas es insuficiente. Por lo tanto, se requiere de la realización de propuestas para mejorar los equipos de control de arena en fondo, de manera que sea menor la cantidad de arena tratada en superficie.

En relación a las tasas de arena producidas por los pozos activos restantes pertenecientes a la muestra seleccionada, se les realizó el estudio de sedimentos por extracción, (tabla 4.7), para determinar la cantidad de arena producida por cada uno de ellos y recomendar, según los resultados, mejoras en el control de arena, para así

evitar que éstas tasas lleguen a sus valores críticos, razón que permitirá que el pozo se tapone.

Tabla 4.7: Resultados del estudio de la determinación de sedimentos contenidos en el crudo por el método de extracción

FECHA	POZO	%v/v	%m/m	Ppm (mg/L)	DENSIDAD (g/cm ³)	°API	%AyS
16/10/2011	CIB0349	0,03	0,07	652	0,93125	12,4	0,2
21/12/2011		0,04	0,09	866	0,96221	14,2	0,5
20/04/2011	CIB0358	0,05	0,11	1046	0,95122	15,7	0,3
12/01/2012		0,2	0,42	4121	0,98125	11,3	0,5
07/06/2011	CIB0366	0,02	0,04	392	0,97881	12,8	1,6
28/12/2011		0,11	0,05	488	0,97629	12,49	2,2
13/07/2011	CIB0372	0,01	0,02	193	0,96286	15,9	0,3
21/12/2011		0,01	0,03	292	0,9728	12,7	0,05

Los resultados obtenidos para cada uno de los pozos activos actualmente, pertenecientes a la muestra seleccionada son los siguientes:

Pozo CIB0349: los resultados arrojados expresan que al cabo de 2 meses la concentración de partículas de arena aumentó 214 ppm. Se puede decir que este pozo ha venido produciendo de manera normal y continua, sin ningún indicio de producción de arena, excepto por eventualidades como presencia de alto torque.

Pozo CIB0358: los resultados del estudio de laboratorio demuestran que, la tasa de arena aumentó al cabo de 9 meses 3075 ppm, o el triple de la muestra analizada a principios del año 2011. Esto se debe a que durante estos meses el pozo presentó ajuste de velocidad de 150 rpm a 300 rpm, y que a pesar que en el historial de sus eventos este no ha presentado ningún indicio de producción de arena, se encuentra en la misma macolla de los 3 pozos arenados, lo que quiere decir que en cualquier momento también se puede taponar.

Pozo CIB0366: es un pozo relativamente nuevo, inició su producción en octubre de 2010. No ha presentado indicios de producción de arena, y su concentración de arena al cabo de 6 meses aumentó 96 ppm a pesar de que su %AyS es mayor en comparación con los otros pozos estudiados.

Pozo CIB0372: es un pozo nuevo, inició su producción en abril de 2011, y hasta ahora ha producido de manera estable. Su tasa de arena al cabo de 5 meses aumentó 99 ppm.

De acuerdo a todo lo mencionado anteriormente, la arena O-15 está conformada por granos muy finos, característica limitante para el buen funcionamiento de los liners ranurados, debido a que este tipo de método de control de arena es ideal para arenas de granos grandes, no obstante, para este tipo de formación podrían ser utilizadas ranuras entre 0,012 y 0,008 pulgadas, medidas adecuadas para la retención de finos. Cabe destacar que, mientras más pequeñas son estas aberturas, mayor es la retención al flujo de fluidos, lo que a su vez sería una desventaja para la producción normal y continua de crudos.

4.3 PROPUESTA DE MEJORAS A LA COMPLETACIÓN DE LOS POZOS EN LOS EQUIPOS DE CONTROL DE ARENA

Luego de haber analizado la distribución por tamaño de las partículas presentes en una muestra de arena de los pozos que poseen análisis granulométricos (tabla 4.4), se pudo concluir que los datos obtenidos con el coeficiente de uniformidad (D40/D90), (1,9290<3), el coeficiente de arreglo o de clasificación (D10/D95), (3,9529<10) y el porcentaje de finos (< 44 μ m) %, (0,3497< 2%), según la tabla 2.2, son propicios para el uso de tubos filtros (rejillas expandibles, liner ranurado, rejilla con envoltura de alambre y rejillas premium).

Apoyados con los criterios de selección desarrollados por la empresa Schlumberger para el uso de la rejillas MeshRite (tabla 2.3) y a los valores arrojados por la arena O-15, se logró observar la similitud entre ellos y se pudo concluir que las rejillas de malla premium MeshRite favorecen en el reemplazo de control de arena para los pozos estudiados.

Sustentando el cambio de tubos filtros, de liner a rejillas, se realizó el análisis de productividad con las rejillas de mallas premium. Este se obtuvo calculando la caída de presión generada tanto por la rejilla como por el liner ranurado, además de obtener el daño ocasionado, utilizando la ecuación de Joshi, (apéndice B). Para ello, los cálculos se realizaron con los datos obtenidos del pozo CIB0366.

En la tabla 4.8, se observan los valores de caída de presión generados por el yacimiento (ΔP_0), por la zona invadida por el fluido de perforación (ΔP_1), por el llenado del anular o empaque natural (ΔP_2), por el método de control de arena (ΔP_3) y (ΔP) caída total de presión, todas en unidades lpc.

Tabla 4.8: Caídas de presión según el método de control de arena.

CONTROL DE ARENA	PRESIÓN (LPC)						
	ΔP	ΔP_0	ΔP_1	ΔP_2	ΔP_3	$P_{\text{yacimiento}}$	P_{wf}
Rejilla	282,39	265,81	15,84	0,28	0,47	1177,09	894,71
Liner	330,00	265,81	15,84	0,28	48,08	1177,09	847,09

Los resultados arrojados demuestran que las rejillas de malla Premium MeshRite generan una caída de presión, a nivel de método de control de arena, ΔP_3 , menor que los liners ranurados, ($0,47 < 48,08$), lo que es favorable para diferentes equipos de completación porque al generarse menor caída de presión habrá mayor producción.

Tabla 4.9: Daños ocasionados por el método de control de arena utilizado.

CONTROL DE ARENA	DAÑOS			
	S1	S2	S3	ΣS
Rejilla	1,1181	0,0194	0,0332	1,1707
Liner	1,1181	0,0194	2,3767	3,5142

En la tabla 4.9, se muestran los daños asociados a los valores arrojados por la caída de presión, logrando notar que la rejilla de malla premium MeshRite ocasiona menor daño dentro del pozo que el liner ranurado, esto se debe a que la malla al tener un amplio rango de permeabilidad y alto porcentaje de porosidad, el fluido tendrá una mayor área de flujo, lo que permitirá un mejor acomodo de los granos de formación en el control de arena, y por ende, mayor producción y menor caída de presión.

Estos daños corresponden a la zona invadida por el fluido de perforación (S1), a la zona del llenado del anular o empaque natural (S2), al daño originado por el método de control de arena (S3) y al factor de daño total (ΣS).

Así mismo, se puede observar en el gráfico 4.2, que hay una curva IPR (Inflow Performance Relationships), que representa el comportamiento de la producción usando como equipo de control de arena el liner ranurado (actualmente), y la rejilla de malla premium MeshRite (propuesta), y se puede notar que mientras que con el liner se genera una caída de presión mayor ($P_{wf} = 847$ lpc) para producir una tasa de 624 BNPD de petróleo, con la rejilla se necesita una menor caída de presión ($P_{wf} = 895$ lpc) para producir los mismos barriles de crudo, esto es debido a que en la rejilla hay menor restricción al flujo de fluidos que provienen de la formación que con los liners ranurados, y por ende le permitirá al pozo alcanzar un mayor índice de productividad. Para este estudio fue seleccionado el pozo CIB0366 debido a que era el único que poseía sensor en fondo para tomar valores reales de presión.

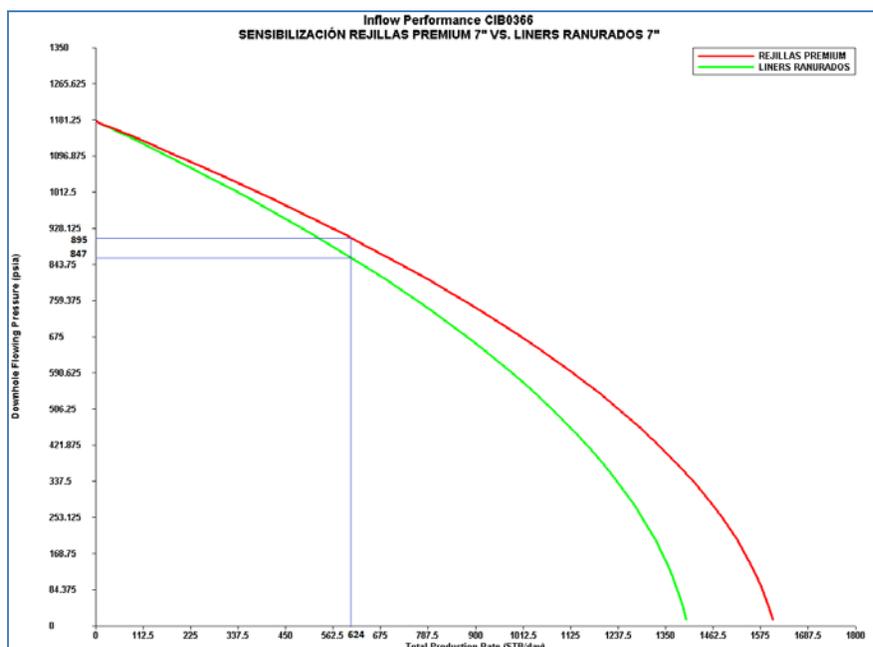


Gráfico 4.2: Curva IPR utilizando Liner ranurado Vs. Rejillas de malla premium del pozo CIB0366.

Cabe destacar que en el Distrito Morichal, tanto en el área de crudo pesado como extrapesado existen pozos que están utilizando las rejillas MeshRite, y estas han generado efectos positivos en el aumento de la producción en comparación con otros pozos que tienen como equipos de control de arena los liners ranurados.

Estos pozos son: CIB0351, perteneciente a la macolla L-18-1, campo Cerro Negro, yacimiento OFIM CN 24, unidad extrapesado y MPG0267, perteneciente a la macolla 18, campo Morichal, yacimiento OFIM MPG 1 y MPG0264, macolla 14, campo Morichal, yacimiento OFIM MPG 2, ambos de la unidad de pesado, (Apéndice C).

A continuación se muestra la tabla 4.10, donde se puede mostrar de manera detallada el comportamiento de producción del pozo CIB0351, el cual fue completado originalmente el 09 de Marzo de 2010.

Tabla 4.10: Comportamiento de producción del pozo CIB0351 completado con rejillas de malla Premium MeshRite.

Días	Tasa de Petróleo (BPD)	Petróleo acumulado (Bl)	Relación Gas Petróleo (PC/Bl)	PWF (lpc)	SUMERGENCIA
31,00	135.5	2332	50.2	1218	2492
61,00	404.3	11909	48.7	1291	2481
92,00	1312.2	52588	30.4	1228	2514
122,00	1313.9	91844	51.0	1229	2514
153,00	804.4	116780	83.1	1217	2489
184,00	798.7	141348	78.0	1234	2473
214,00	807.5	165448	80.5	1271	2463
245,00	827.8	190548	85.4	918	2406
275,00	804.9	214496	80.3		
306,00	794.1	238897	85.1	1299	2440
337,00	794.9	263539	89.4		
365,00	810.3	286172	83.6		
396,00	812.5	310969	88.2	1112	2315
426,00	819.3	335548	86.2	1066	2194
457,00	946.0	364453	96.4	1015	2083
487,00	1083.7	396693	109.3	972	1635
518,00	1039.6	428229	99.6	874	1454
549,00	1020.5	459234	119.5	745	1192
579,00	1161.6	493071	103.2	903	1777
610,00	1119.6	527675	156.5	1081	1518
640,00	1063.7	558978	121.3	861	1739
671,00	1016.6	590395	121.6	1023	2113
702,00	975.9	616069	138.9	945	1944

Los resultados muestran que el pozo CIB0351 durante los primeros días de producción presentó un menor acumulado de petróleo debido a que estuvo operando con una caída de presión (350 lpc) menor a la actual (530 lpc). De igual forma, demuestra que la tasa de petróleo se mantiene con valores constantes y ascendentes,

así como también, la sumergencia del equipo de levantamiento es mayor en comparación con los demás pozos completados con liners ranurados, (apéndice C).

Una vez analizadas las teorías descriptivas de cada uno de los tubos filtros, las caídas de presión y daños que generan a la formación, las variaciones en las tasas de producción, las características granulométricas de la arena, y las condiciones actuales de producción de cada uno de los pozos, se puede proponer lo siguiente:

Tabla 4.11: Propuesta de mejoras técnicas para los pozos completados en la arena O-15.

POZO	MÉTODO DE CONTROL DE ARENA	PROPUESTA
CIB0269	Liner ranurado	Limpieza de la sección horizontal y cambio de equipo de control de arena.
CIB0280	Liner ranurado	Limpieza de la sección horizontal y cambio de equipo de control de arena.
CIB0283	Liner ranurado	Limpieza de la sección horizontal y cambio de equipo de control de arena.
CIB0349	Liner ranurado	Monitorear constantemente la velocidad de la bomba para evitar el aumento de la tasa de arena y por ende el taponamiento del pozo.
CIB0358	Liner ranurado	Monitorear constantemente la velocidad de la bomba para evitar el aumento de la tasa de arena y por ende el taponamiento del pozo.
CIB0366	Liner ranurado	Monitorear constantemente la velocidad de la bomba para evitar el aumento de la tasa de arena y por ende el taponamiento del pozo.
CIB0372	Liner ranurado	Monitorear constantemente la velocidad de la bomba para evitar el aumento de la tasa de arena y por ende el taponamiento del pozo.

4.4 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE ARENA PROPUESTOS

Una vez realizada la propuesta técnica para las mejoras a los equipos de control de arena de los pozos horizontales pertenecientes al campo Cerro Negro, la cual dio como resultado que las características de las rejillas de malla premium MeshRite son compatibles con las características de la formación, en comparación con el uso de los liners ranurados, se procedió a realizar una estimación de costos de la misma, con el fin de tomar una decisión de negocios y ejecutar la propuesta planteada. El costo estimado para la instalación de rejillas MeshRite considera los servicios contratados, alquiler de equipos, materiales, tubulares, gastos operativos, entre otros, los cuales se explican detalladamente a continuación:

Tabla 4.12: Descripción de costos para la limpieza con fluido gasificado e instalación de las rejillas MeshRite para pozos con una longitud de 3000 pies.

Descripción de actividades	COSTOS		
	Bolívares (Bs.)	Dólares (\$)	Bs. Equivalentes
SERVICIOS CONTRATADOS			
Mudanza	90.000	10.626	135.692
Servicio limpieza con fluido gasificado	443.892	52.663	670.343
	533.891	63.289	806.035
TALADRO / ALQUILER DE EQUIPOS			
PTX-5	147.411	205.467	1.030.918
	147.411	205.467	1.030.918
MATERIALES Y SUMINISTROS			
Equipos de completación	350.000		350.000
	350.000		350.000
TUBULARES			
Materiales	392.000		392.000
Tubulares / Rejillas	3.225.000	750.000	6.450.000
	3.617.000	750.000	6.842.000

Continuación de la tabla 4.12: Descripción de costos para la limpieza con fluido gasificado e instalación de las rejillas MeshRite para pozos con una longitud de 3000 pies.

Descripción de actividades	COSTOS		
	Bolívares (Bs.)	Dólares (\$)	Bs. Equivalentes
GASTOS OPERATIVOS / VIAJES			
Operativos / Viajes	5.925		5.925
	5.925		5.925
RECARGO POR REPARACIÓN			
Recargo por reparación	78.436		78.436
	78.436		78.436
TRANSPORTE			
Camión 3.50	3.000		3.000
Camión vacum	9.000		9.000
Transporte propio	600		600
	12.600		12.600
TOTALES	4.745.263	1.018.756	9.125.914

Una vez descrito los costos que genera la instalación de las rejillas en pozos horizontales, se procedió a realizar una comparación de los gastos entre los liners ranurados y las rejillas de malla premium MeshRite, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 4.13: Cuadro comparativo de los costos entre los liners ranurados y rejillas Premium MeshRite.

LONGITUD HORIZONTAL (PIES)	LINER RANURADOS (Bolívares)	REJILLAS MESHRITE (Bolívares)	DIFERENCIAS ENTRE COSTOS (Bolívares)
3000	3.182.914,00	9.125.914,00	5.943.000
4000	3.351.914,00	11.275.914,00	7.924.000
5000	3.520.914,00	13.425.914,00	9.905.000

Según la tabla 4.13, se demuestra que el porcentaje de incremento entre el uso de un método y otro es alto. Para la completación de 3000 pies de longitud efectiva de un pozo horizontal con liner ranurado es igual a 3.182.914,00 Bs., mientras que usando rejillas el monto es de 9.125.914,00 Bs. El incremento entre un método y otro equivale a unos 5.943.000 Bs., lo que es igual a casi un 50 % de aumento. Así mismo, se demuestran los cálculos para 4000 pies y 5000 pies de longitud. Los costos considerados son calculados bajo un tiempo aproximado de 12 días de trabajo (tabla 4.14), así como también, la tasa de cambio utilizada equivale a 4,3 Bs/\$.

Tabla 4.14: Cronograma de actividades durante el tiempo estimado para la limpieza de un pozo con fluido gasificado.

ACTIVIDAD ESTIMADA	TIEMPO ESTIMADO		FASE	TIEMPOxFASE ESTIMADO
	HORAS	DÍAS		
Mudar/vestir	20	0,8	Mudanza	0,8
Controlar presión/circular	4	0,2	Desinstalar	1,3
Sacar sarta de cabillas	8	0,3		
Quitar sección "C" e instalar BOP	6	0,3		
Sacar completación	12	0,5		
Instalar equipos UBD/MPD	24	1,0	Habilitar	9,0
Meter tubería	6	0,3		
Circular (homogeneizar sistema gasificado)	4	0,2		
Limpiar sección con sistema UBD/MPD	160	6,7		
Sacar tubería	10	0,4		
Desinstalar equipos UBD/MPD	12	0,5		

Es necesario mencionar que un (1) pie de rejilla es igual a 250 \$ (equivalentes a 1075 Bs.) mientras que un (1) pie de liner cuesta 20 \$ (lo que es igual a 83 Bs. F), (información suministrada por la empresa Schlumberger).

Por lo tanto, el uso de las rejillas en pozos horizontales, para el campo Cerro Negro, no son económicamente rentables en comparación con el uso de los liners ranurados, sin embargo, se espera que la producción de los pozos a un mediano plazo reembolsen la inversión realizada, lo que a largo tiempo permitirá una disminución de gastos en reemplazos y limpiezas de equipos.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ✓ Los pozos CIB0269, CIB0280 y CIB0283, iniciaron su producción de crudo en mayo del 2008, e igualmente los tres comenzaron para la misma fecha, en el año 2011, la producción de arena. Todos pertenecientes a la macolla M-20-1.
- ✓ En la arena O-15 hay presencia predominante de finos, muy finos y limo, uniformes en su distribución, (porcentaje de finos $44\mu\text{m} < 2\%$ - $0,3497 < 2\%$), valores favorables para el uso de tubos filtros.
- ✓ El tamaño de ranura de los liners de producción utilizados actualmente varían entre 0,020 pulgadas y 0,015 pulgadas lo que corresponde a que solo el 10% de la arena producida por los pozos es retenida por este método de control de arena.
- ✓ La tasa de arena del pozo CIB0358, ubicado en la macolla M-20-1, donde también se encuentran los tres pozos que se arenaron, al cabo de 9 meses aumentó notablemente de 1000 a 4000 ppm, aproximadamente.
- ✓ Los criterios de selección de las rejillas de malla premium MeshRite son compatibles con las características granulométricas de la formación, (coeficiente de uniformidad (D40/D90), $(1,9290 < 5)$, coeficiente de arreglo o de clasificación (D10/D95), $(3,9529 < 10)$ y porcentaje de finos ($< 44\mu\text{m}$)%, $(0,3497 < 2\%)$).
- ✓ Los liners ranurados generan mayor caída de presión y mayor daño al pozo, mientras que con las rejillas MeshRite ocurre lo contrario, $P_{wf(\text{Rejilla})}=894,71$, $P_{wf(\text{Liner})}=847,09$; $\Delta P_{(\text{Rejillas})}=0,47$, $\Delta P_{(\text{Liner})}=48,08$.

- ✓ Las rejillas MeshRite poseen mayor área de influjo (18%), alta porosidad (92%) y permeabilidad, lo que genera un aumento de la tasa de crudo y menor probabilidad al taponamiento.
- ✓ El costo de un pie de rejilla de malla Premium MeshRite equivale a 1075 Bs, mientras que un pie de liner ranurado cuesta 83 Bs.
- ✓ Las rejillas muestran casi un 50% de incremento en comparación con el costo del liner ranurado, para la completación de 3000 pies de longitud efectiva, inversión que se espera recuperar a mediano plazo, y a lo largo del tiempo generará menores gastos adicionales (limpiezas, reemplazos, etc).
- ✓ Utilizando las rejillas MeshRite se obtendrá mayor tasa de petróleo, mayor vida productiva, con menos intervenciones.

5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Incrementar la realización de análisis granulométricos en el área, a partir de muestras de núcleo con los pozos que estén programados a perforarse, para conocer con exactitud el tamaño de los granos que se encuentran en la formación.
- ✓ Realizar pruebas de producción de producción mensualmente, a fin de conocer la tasa de producción de cada uno de los pozos y estar al tanto de alguna fluctuación en el comportamiento de producción.
- ✓ Efectuar limpiezas completas en la sección horizontal de aquellos pozos que tienen propuestas de reliner con el fin de obtener resultados efectivos.
- ✓ Mantener estables las velocidades de los pozos, según las condiciones que presenten cada uno de ellos, para evitar que el incremento de este parámetro sea causante principal de la producción de arena y así lograr tener por más tiempo la vida productiva del yacimiento.

- ✓ Monitorear y evaluar constantemente el pozo CIB0358 para evitar que sea el próximo en presentar visiblemente problemas por arenamiento.
- ✓ Elaborar una evaluación económica con el fin de conocer con exactitud la rentabilidad del proyecto para la empresa.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACOCK, A.; OROURKE, T.; SHIRMBOH, D. Y OTROS. (2004). Métodos Prácticos de Manejo de la Producción de Arena [Documento en línea]. Disponible en:
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/sum04/p10_29.ashx
- AGUIRRE, A. Y VIVAS, Y. (2011). Completación de Pozos. [Documento en línea]. Disponible en:
<http://www.monografias.com/trabajos17/completacion-pozos/completacion-pozos.shtml>
- ALI S., BENNETT C. & COOPER S. (2001). Empaques de Grava en Pozos Horizontales de Alta Productividad [Documento en línea]. Disponible en:
http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review.aspx
- ARIAS, F. (2006). El Proyecto de Investigación (5ta Edición). Caracas: Editorial Episteme.
- CIED (1997). “Completación y Reacondicionamiento de Pozos”. Tamare, Edo. Zulia, Venezuela.
- FUNDACIÓN WIKIMEDIA, INC. [Página Web en línea]. Disponible en:
<http://es.wikipedia.org>
- GONZÁLEZ, M. Y OTROS. (2005). Control de Arena. Universidad de Oriente, Maturín.
- NARVÁEZ, K., ARASME, O. Y CASTILLO, R. (2010). Estudio de la Técnica de Control de Arena con Rejillas Expandibles Aplicables a Pozos Productores de Crudos Pesados y Extrapesados. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Maturín.
- NORMAS ASTM, (D 473-07), (2007/05/01). Método para la Determinación de Sedimentos en Petróleo Crudos y Combustibles por el Método de Extracción. 06/2007.

NORMAS COVENIN, (588:2001, primera revisión), (2011/11/28). Norma Venezolana Petróleo Crudo y Combustibles Residuales. Determinación de Sedimentos por Extracción. 11/28/2011.

ORDAZ, G. (2011). *Estudio del Problema de Arenamiento que se genera en los Pozos Productores del Campo Cerro Negro al Sur del Estado Anzoátegui.* Trabajo de grado no publicado, Universidad de Oriente, Maturín.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. (2005). Campos Petrolíferos. [Página Web en línea] Disponible en <http://www.pdv.com/lexico/camposp/camposp.html>

ROCA, E. (2009). *Evaluación de las Técnicas de Control de Arena Aplicables en los Pozos Horizontales del Campo Cerro Negro, Distrito Morichal – Estado Monagas.* Trabajo de Grado no publicado, Universidad de Oriente, Maturín.

RODRÍGUEZ L. 1996. Completación y Reacondicionamiento de pozos, ESP OIL

SCHLUMBERGER VENEZUELA, S.A. (2008). *Informe técnico.* Maturín: Brito, L.

TORRES, Y. (2011). *Propuesta de un Sistema de Control de Arena en Superficie para la Unidad de Producción Pesado y Extrapesado del Distrito Morichal, División Carabobo.* Trabajo de Grado no publicado, Universidad de Oriente, Maturín.

APÉNDICES

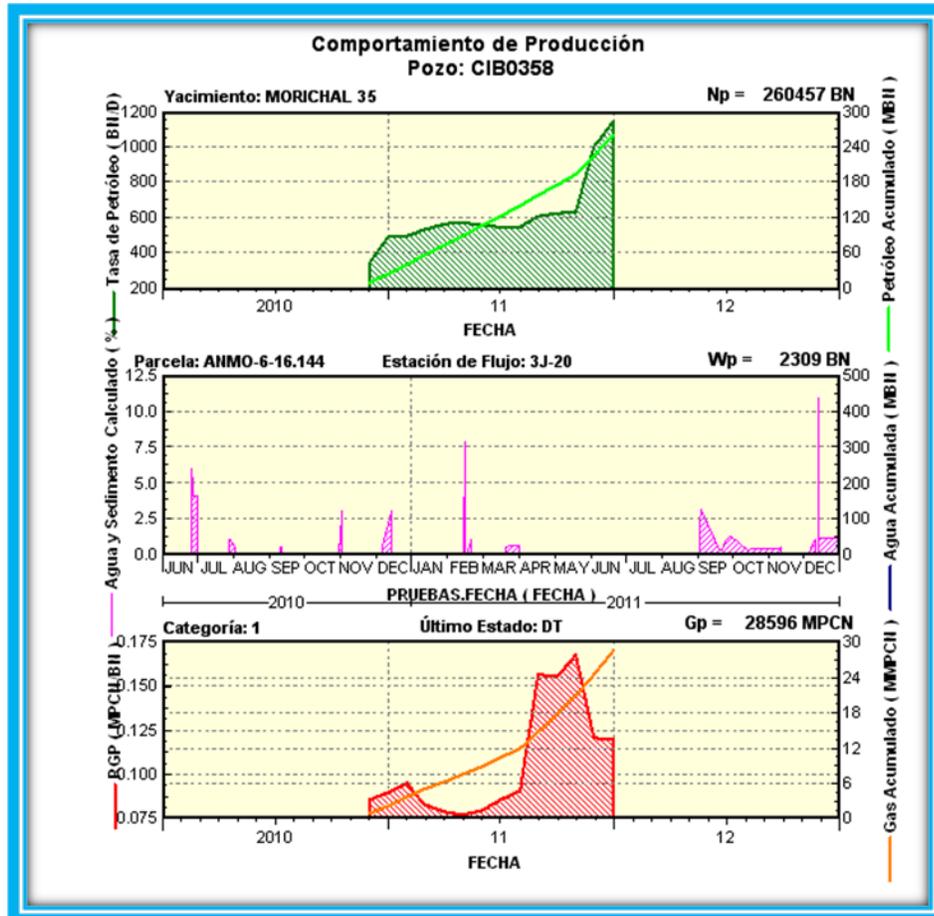


Gráfico A.1: Pozo CIB0358, activo desde el 20/06/2010

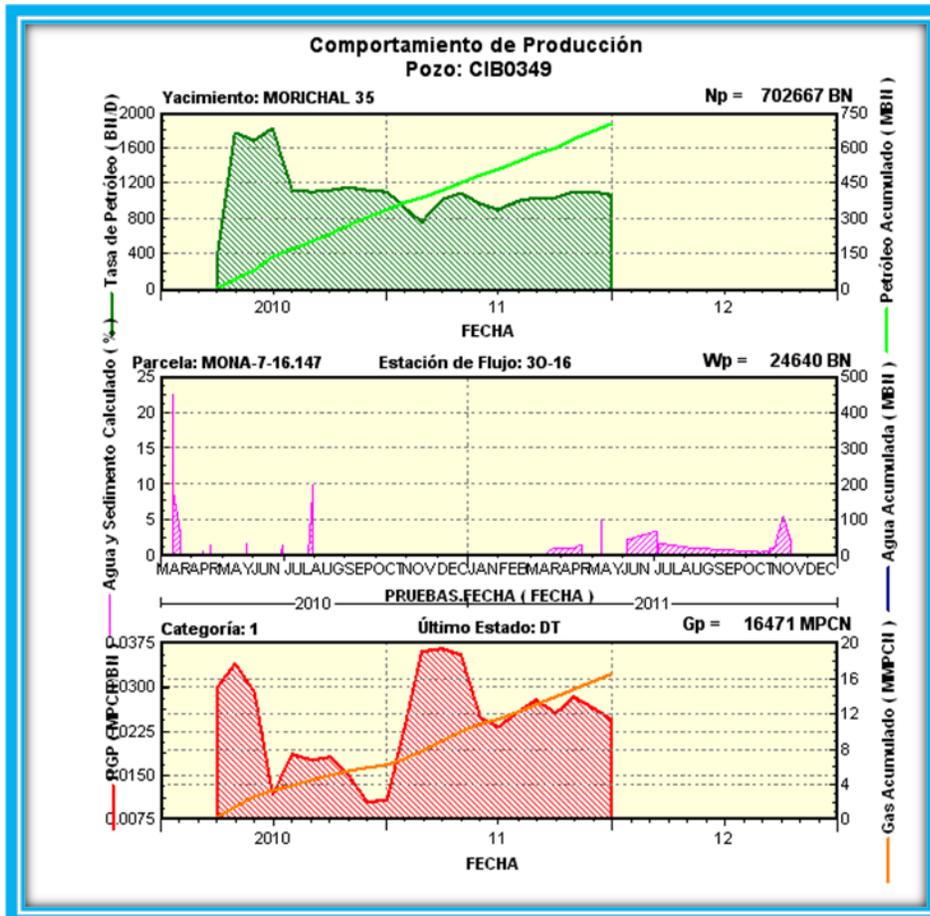


Gráfico A.2: Pozo CIB0349, activo el día 10/03/2010.

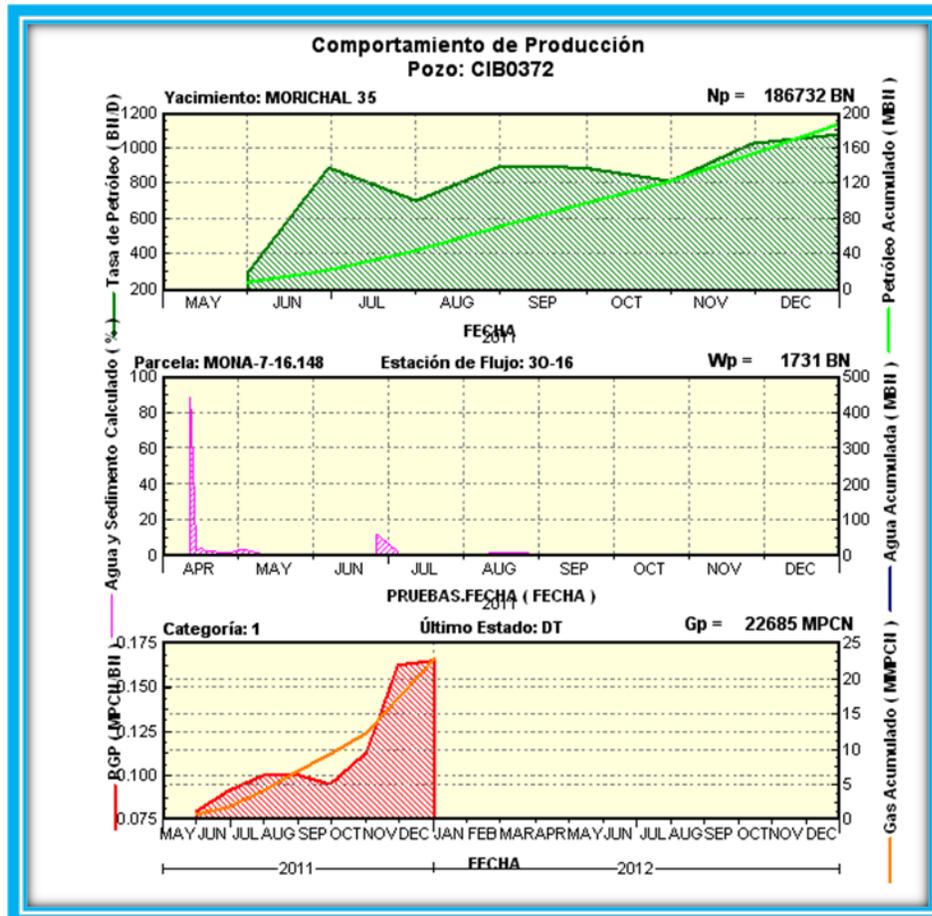


Gráfico A.3: Pozo CIB0372: activo el día 10/04/2011.

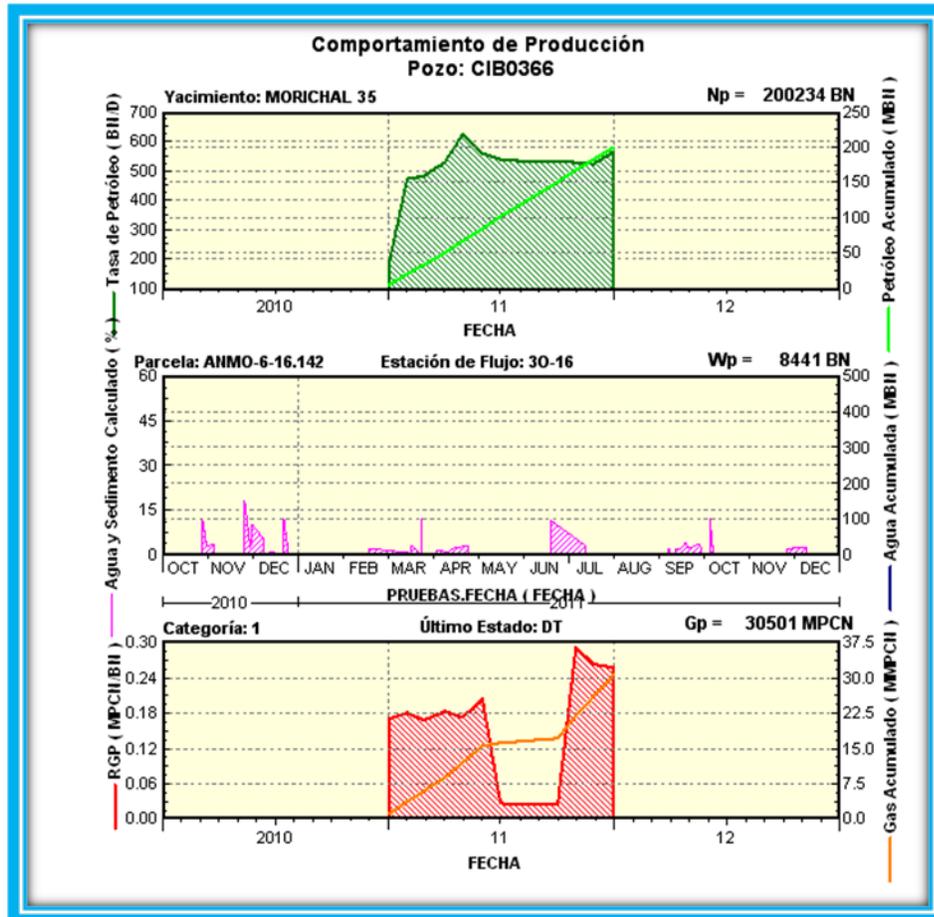


Gráfico A.4: Pozo CIB0366, activo el 22/10/2010.

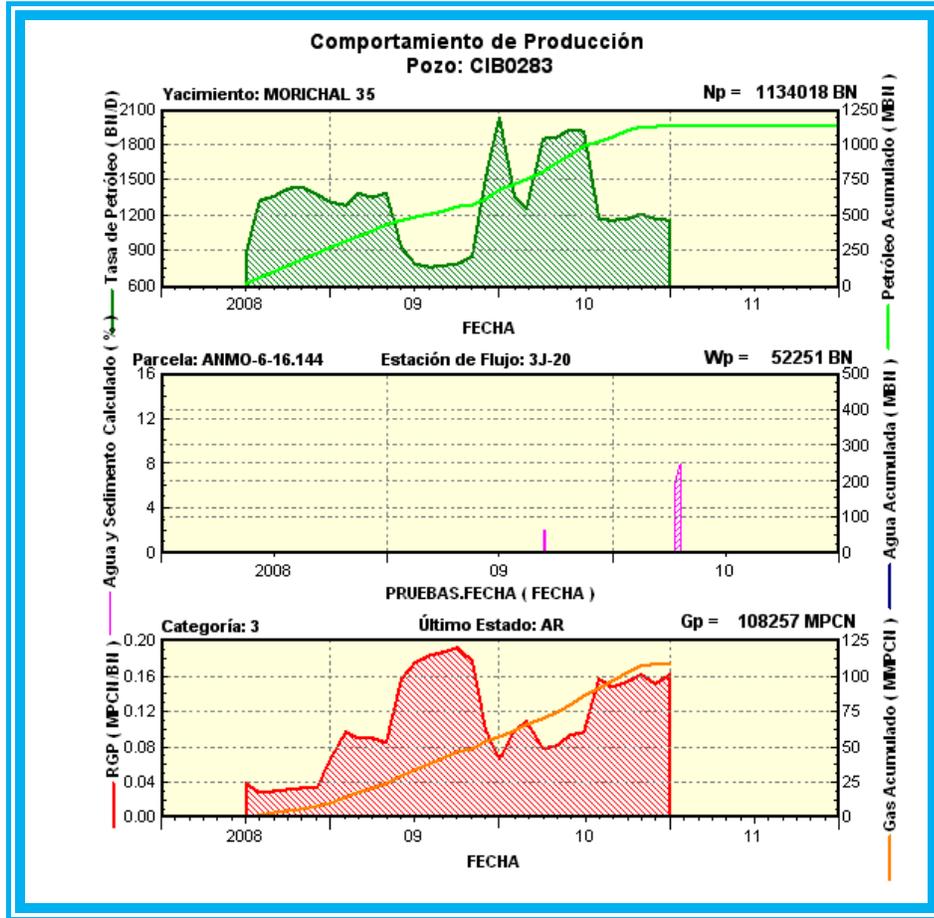


Gráfico A.5: Pozo CIB0283, activo el 01/05/2008.

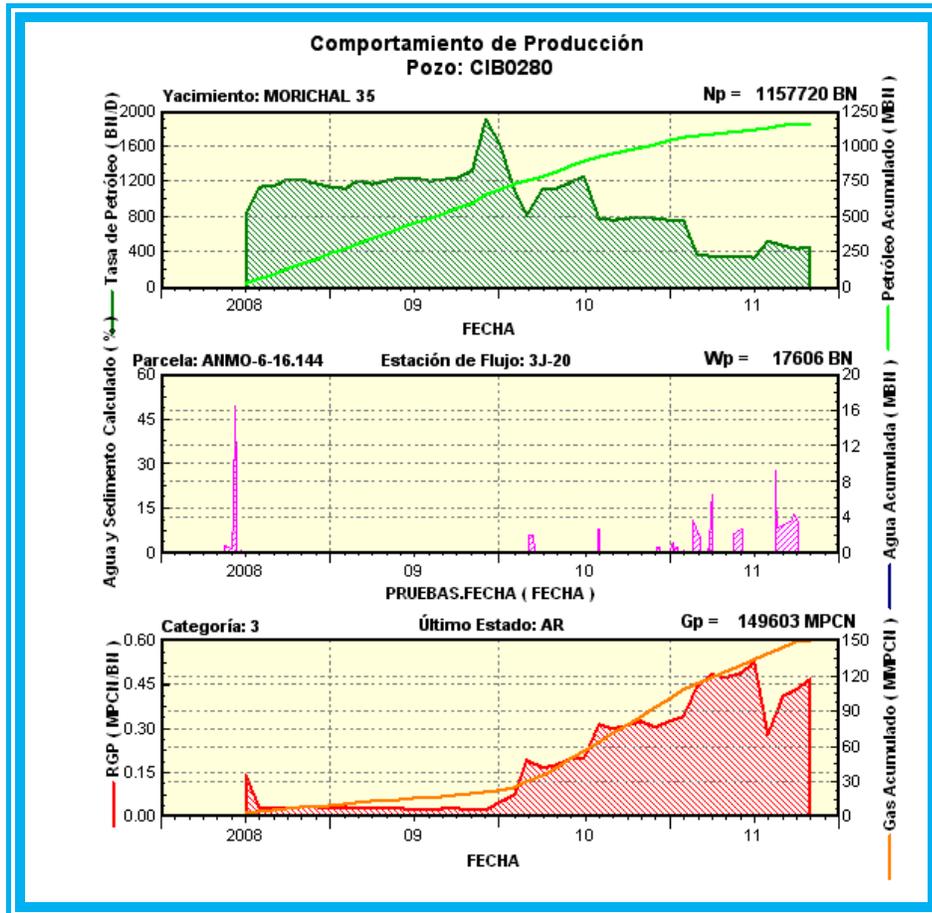


Gráfico A.6: Pozo CIB0280, activo el 01/05/2008.

C.1 Ecuaciones para realizar el análisis de productividad:

Ecuaciones generales:

Partiendo de la ecuación de Joshi se hizo un despeje para el cálculo de la caída de presión total del pozo:

$$Q = \frac{0,00708 * Kh * H}{(\mu * B) * \left\{ HGWF + \left[\frac{H}{L} * \sqrt{\frac{Kh}{Kv}} * (\sum Si + DQ) \right] \right\}} * \Delta P$$

Despeje:

$$\Delta P = \frac{Q * (\mu * B * HGWF)}{0,00708 * Kh * H} + \frac{Q * (\mu * B) * \frac{H}{L} * \sqrt{\frac{Kh}{Kv}}}{0,00708 * Kh * H} * \sum Si$$

$$\Delta P = \Delta P0 + (\Delta P1 + \Delta P2 + \Delta P3)$$

Donde:

$$\Delta P0 = \frac{Q * (\mu * B) * HGWF}{0,00708 * Kh * H} \quad \text{Y} \quad \Delta Pi = \frac{Q * (\mu * B) * \frac{H}{L} * \sqrt{\frac{Kh}{Kv}}}{0,00708 * Kh * H} * \sum Si$$

$$\Delta Pi = \Delta P1, \Delta P2, \Delta P3$$

$$HGWF = HGWF_{xy} + HGWF_r \quad , \quad \text{Donde:}$$

$$HGWF_{xy} = Ln \left[a + \frac{\left(a^2 - \left(\frac{L}{2} \right)^2 \right)^{0.5}}{\frac{L}{2}} \right]$$

$$HGWF_r = \left(\beta \frac{H}{L} \right) * Ln \left[\left(\frac{\beta * H}{2 * rw} \right) \right]$$

$$S1 = \left[\left(\frac{K}{Kd} \right) - 1 \right] * Ln \left(\frac{rd}{rw + rconv} \right)$$

$$S2 = \left(\frac{K}{Ka} \right) * Ln \left(\frac{rw}{rscreen} \right)$$

$$S3 = \left(\frac{K}{Ks} \right) * Ln \left(\frac{rscreen}{rpipe} \right)$$

Ecuaciones específicas:

$$Pwf = PIP_+ (\Delta H * Gp) \quad a = \left(\frac{L}{2} \right) * \left[0,5 + \left(0,25 + \left(\frac{2 * reh}{L} \right)^4 \right)^{0.5} \right]^{0.5}$$

$$K = (Kh * Kv)^{0.5} \quad \beta = \left(\frac{Kh}{Kv} \right)^{0.5} \quad \frac{Kv}{Kh} = 0,7$$

$$Ka = \left(760 * D50^2 * e^{-2,8355 * LOG \left(\frac{D40}{D90} \right)} \right) * 1000$$

$$n = \left(\frac{2 * rw}{rp^2} \right) * MR \quad rconv = \left(\frac{2 * rw}{n} \right)^{0.5}$$

$$reh = \left(\frac{43560 * A}{3.14159} \right)^{0.5} \quad A = \pi * \left(\frac{L}{2} + rev \right) * rev$$

$$rev = \frac{E}{2} * 3,281$$

$$S = S1 + S2 + S3 = Si$$

C.2 Datos:

Tabla C.2: Datos para el cálculo del análisis de productividad.

VARIABLES	VALORES	VARIABLES	VALORES
a (pies)	1856,4862	ΔH (pies)	383,09
D	0	Kv/Kh	0,7
D50 (mm)	0,3020	Viscosidad (cps) @ 120 °F	2180
D40/D90	1,9833	*rscreen (pies)	0,3046
A (acres)	79,8691	rw (pies)	0,3542
B (BY/BN)	1,0471	B	1,1952
Gp (lpc/pies)	0,418	Pyac (lpc)	1177,094
H (pies)	70	Pwf (lpc)	847,094
K (mD)	3839,4329	PIP (lpc)	687
Ka (mD)	29824,9536	N	1473,6502
*Kd (mD)	2495,6314	Q (BNP)	593
Kh (mD)	4589	*rd (pies)	3
*Ks (mD)	100000	rconv (pies)	0,0219
Kv (mD)	3212,3	reh (pies)	1052,3456
L (pies)	3516,08	rp (pies)	0,0208
*MR	0,9	rpipe (pies)	0,2917

*Valores asumidos realizados en investigaciones anteriores.

C.3 Muestra de cálculos

$$Kv = (0,7 * 4589) = 3212,3$$

$$Kyac = (4589 * 3212,3)^{0,5} = 3839,43$$

$$Ka = (760 * 0,3020^2 * e^{-2,8355 * LOG(1,9833)}) * 1000 = 29824,95$$

$$Kd = 0,65 * 3839,4329 = 2495,6314 \longrightarrow \text{Se asumió para el cálculo de Kd un 35\% de reducción de la permeabilidad efectiva}$$

$$rev = \frac{300}{2} * 3,281 = 492,15$$

$$A = \pi * \left(\frac{3516,08}{2} + 492,15 \right) * 492,15 / 43560 = 79,87$$

$$reh = \left(\frac{43560 * 79,87}{3.14159} \right)^{0,5} = 1052,35$$

$$\beta = \left(\frac{4589}{3212,3} \right)^{0,5} = 1,1952$$

$$a = \left(\frac{3516,08}{2} \right) * \left[0,5 + \left(0,25 + \left(\frac{2 * 1052,35}{3516,08} \right)^4 \right)^{0,5} \right]^{0,5} = 1856,49$$

$$n = \left(\frac{2 * 0,3542}{0,0208^2} \right) * 0,9 = 1473,65$$

$$r_{conv} = \left(\frac{2 * 0,3542}{1473,65} \right)^{0,5} = 0,0219$$

$$K_s = 100000 - 95000 = 5000 \longrightarrow$$

Se asumió hasta un 95% de reducción de la permeabilidad de la rejilla para poder obtener un valor apreciable de daño en el cálculo de K_s

$$HGWF_{xy} = Ln \left[1856,49 + \frac{\left(1856,49^2 - \left(\frac{3516,08}{2} \right) \right)^{0,5}}{\frac{3516,08}{2}} \right] = 0,3331$$

$$HGWF_r = \left(1,1952 * \frac{70}{3516,08} \right) * Ln \left[\left(\frac{1,1952 * 70}{2 * 0,3542} \right) \right] = 0,1135$$

$$HGWF = HGWF_{xy} + HGWF_r = 0,4466$$

Cálculos de caídas de presión y daños:

$$\Delta P_o = \frac{593 * (2180 * 1.0471) * 0.4466}{0,00708 * 4589 * 70} = 265,8084$$

$$S1 = \left[\left(\frac{3839,4329}{2495,6314} \right) - 1 \right] * Ln \left(\frac{3}{0,3542 - 0,0219} \right) = 1,1181$$

$$\Delta P1 = \frac{593 * (2180 * 1,0471) * \left(\frac{70}{3516,08}\right) * \sqrt{\frac{4589}{3212,3}}}{0,00708 * 4589 * 70} * 1.1181 = 15,8351$$

$$S2 = \left(\frac{3839,4329}{29824,9536}\right) * \ln\left(\frac{0,3542}{0,3046}\right) = 0,0194$$

$$\Delta P2 = \frac{593 * (2180 * 1,0471) * \left(\frac{70}{3516,08}\right) * \sqrt{\frac{4589}{3212,3}}}{0,00708 * 4589 * 70} * 0,0194 = 0,2748$$

$$S3 = \left(\frac{3839,4329}{5000}\right) * \ln\left(\frac{0,3046}{0,2917}\right) = 0,0332 \quad \longrightarrow \quad \text{Daño y caída de presión originado por la rejilla.}$$

$$\Delta P3 = \frac{593 * (2180 * 1,0471) * \left(\frac{70}{3516,08}\right) * \sqrt{\frac{4589}{3212,3}}}{0,00708 * 4589 * 70} * 0,0332 = 0,4702$$

Entonces, la caída y el daño total del pozo generado al utilizar rejillas es el siguiente:

$$\Delta P = 265,8084 + 15,8351 + 0,2748 + 0,4702 = 282,3885$$

$$\sum S = S = 1,1181 + 0,0194 + 0,0332 = 1,1707$$

Ahora, para calcular el daño y caída de presión originada por el liner ranurado, se determina la Pwf del pozo, la caída de presión total:

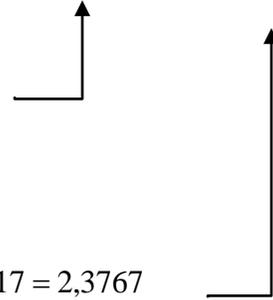
$$P_{wf} = (383,09 * 0,418) + 687 = 847,094$$

$$\Delta P = P_{yac} - P_{wf} = 1177,094 - 847,094 = 330$$

$$\Delta P_3 = \Delta P - \Delta P_0 - \Delta P_1 - \Delta P_2$$

Daño y caída de presión originado por el liner ranurado.

$$\Delta P_3 = 330 - 265,8084 - 15,8351 - 0,2748 = 48,0817$$



$$S_3 = \frac{0,00708 * 4589 * 70}{593 * 2180 * 1,0471 * \left[\left(\frac{70}{3516,08} \right) * \left(\frac{4589}{3212,3} \right)^{0,5} \right]} * 48,0817 = 2,3767$$

$$\Sigma S = S = 1,1181 + 0,0194 + 2,3767 = 3,5142$$

C.4 Simbología utilizada para el cálculo de las caídas de presiones

a: Radio largo de drenaje de la elipse formada alrededor del pozo horizontal (pies).

A: Área de drenaje (Acres).

B: Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

D: Coeficiente de flujo no Darcy = 0 para condiciones no turbulentas.

D50: Diámetro medio de arena (mm).

D40/D90: Coeficiente de uniformidad.

Gp: Gradiente de presión del campo

H: Espesor del yacimiento (pies).

HGWF_{xy}: Factor geométrico adimensional para la convergencia del flujo en el plano xy.

HGWF_r: Factor geométrico adimensional para la convergencia del flujo radial.

K: Permeabilidad efectiva del yacimiento (mD).

Ka: Permeabilidad de llenado del anular o empaque natural (mD).

Kd: Permeabilidad de la zona invadida por el fluido de perforación (mD).

Kh: Permeabilidad horizontal (mD).

Ks: Permeabilidad de la Rejilla (mD).

Kv: Permeabilidad vertical (mD).

L: Longitud del pozo (pies).

E: espaciamento (m).

MR: Eficiencia de remoción del revoque.

n: Numero de orificios por pie del filtrado del fluido de perforación.

Q: Tasa de producción (BNP).

rd: Radio de la zona invadida por el fluido de perforación (pies).

rconv: Radio de convergencia (pies).

reh: Radio efectivo de drenaje (pies).

rp: radios de los orificios (pies).

rpipe: Radio de la tubería base de la rejilla (pies).

rscreen: Radio del enmallado de la rejilla (pies).

rw: Radio del pozo (pies).

rev: radio de drenaje del pozo vertical (pies).

S: Factor de daño total = $\sum S_i$

S1: Factor de daño generado en la zona invadida por el fluido de perforación.

S2: Factor de daño generado en la zona de llenado del anular o empaque natural.

S3: Factor de daño originado por el método de control de arena.

Kv/Kh: Anisotropía.

β : Índice de Anisotropía del yacimiento.

Pyac: Presión de yacimiento (lpc).

Pwf: Presión de fondo fluyente (lpc).

PIP: Presión de entrada de la bomba en el pozo (lpc).

ΔH : Diferencia de altura desde la profundidad de la bomba hasta la profundidad vertical verdadera del pozo (pies)

ΔP : Caída total de presión (lpc).

ΔP_0 : Caída de presión dentro del yacimiento (lpc).

ΔP_1 : Caída de presión generada en la zona invadida por el fluido de perforación (lpc).

ΔP_2 : Caída de presión generada en el llenado del anular o empaque natural (lpc).

ΔP_3 : Caída de presión originado por el método de control de arena (lpc).

μ : Viscosidad del petróleo (cps).

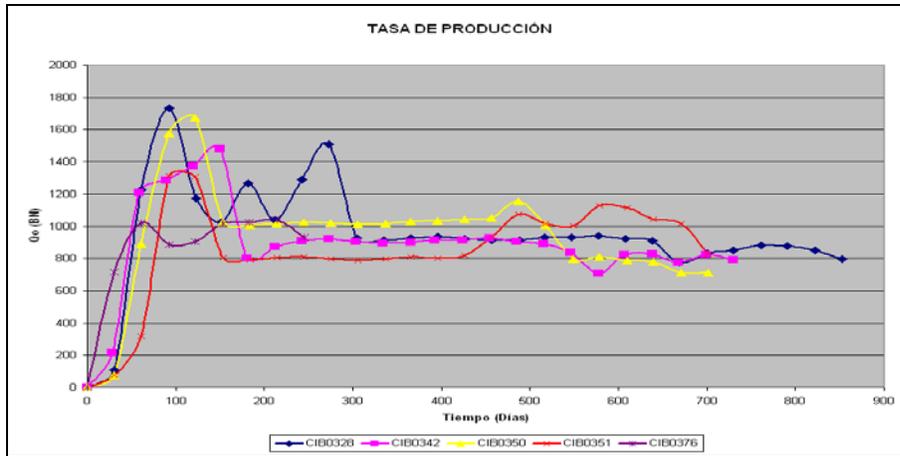


Gráfico D.1: Comportamiento de producción del pozo CIB0351.

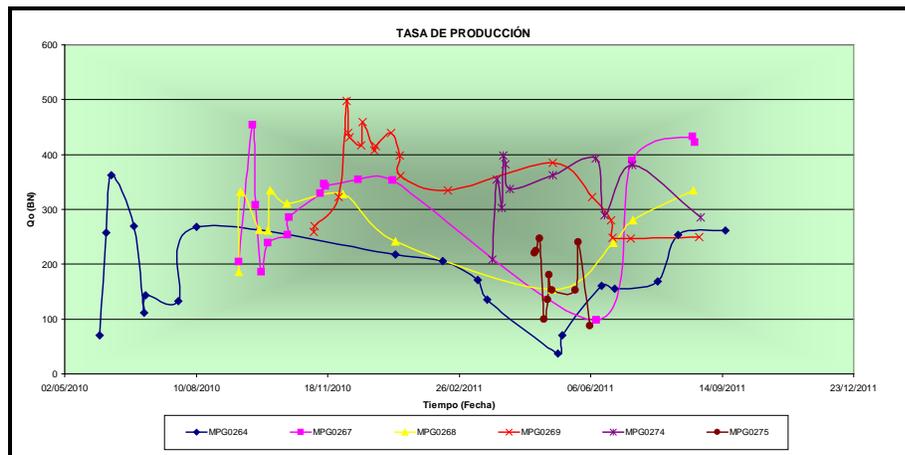


Gráfico D.2: Comportamiento de producción de los pozos MPG0267 y MPG0264.

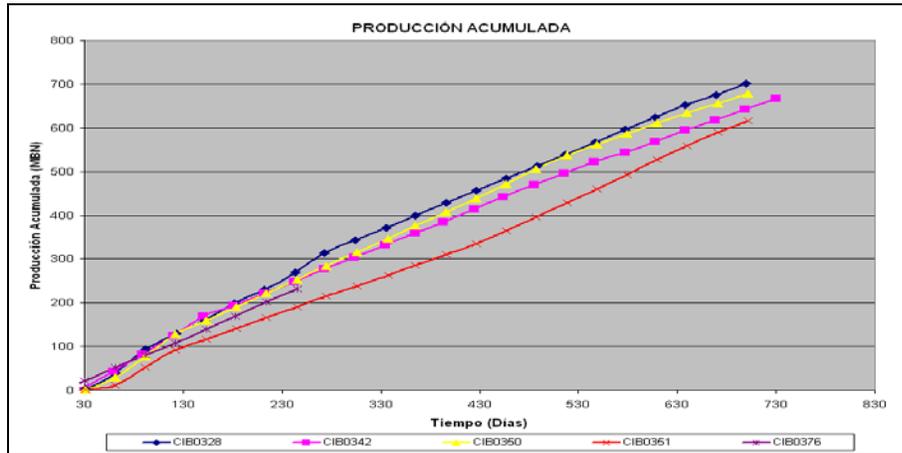


Gráfico D.3: Comportamiento de producción acumulada del pozo CIB0351.

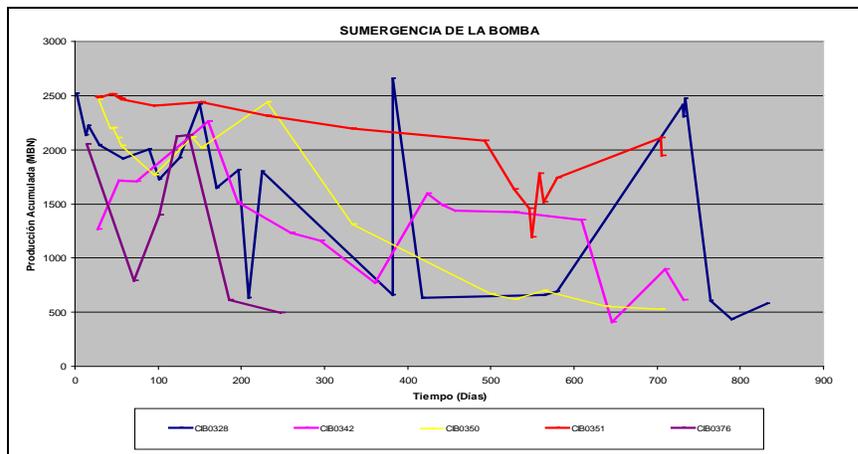


Gráfico D.4: Comportamiento del nivel de sumergencia de la bomba del pozo CIB0351.

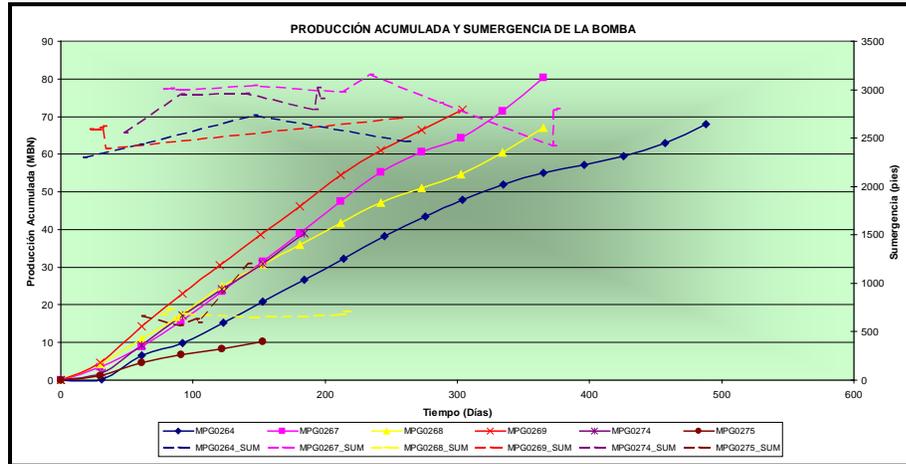


Gráfico D.5: Comportamiento de producción acumulada y nivel de sumergencia de la bomba de los pozos MPG0267 y MPG0264.

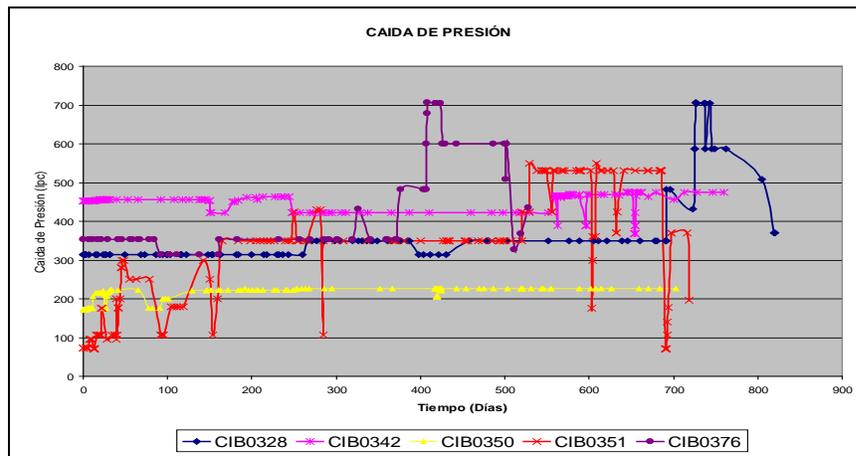


Gráfico D.6: Comportamiento de la caída de presión del pozo CIB0351.

ANEXOS

DIAGRAMAS MECÁNICOS DE LOS POZOS PERTENECIENTES A LA ARENA
O-15 DEL YACIMIENTO OFIM CNX 24

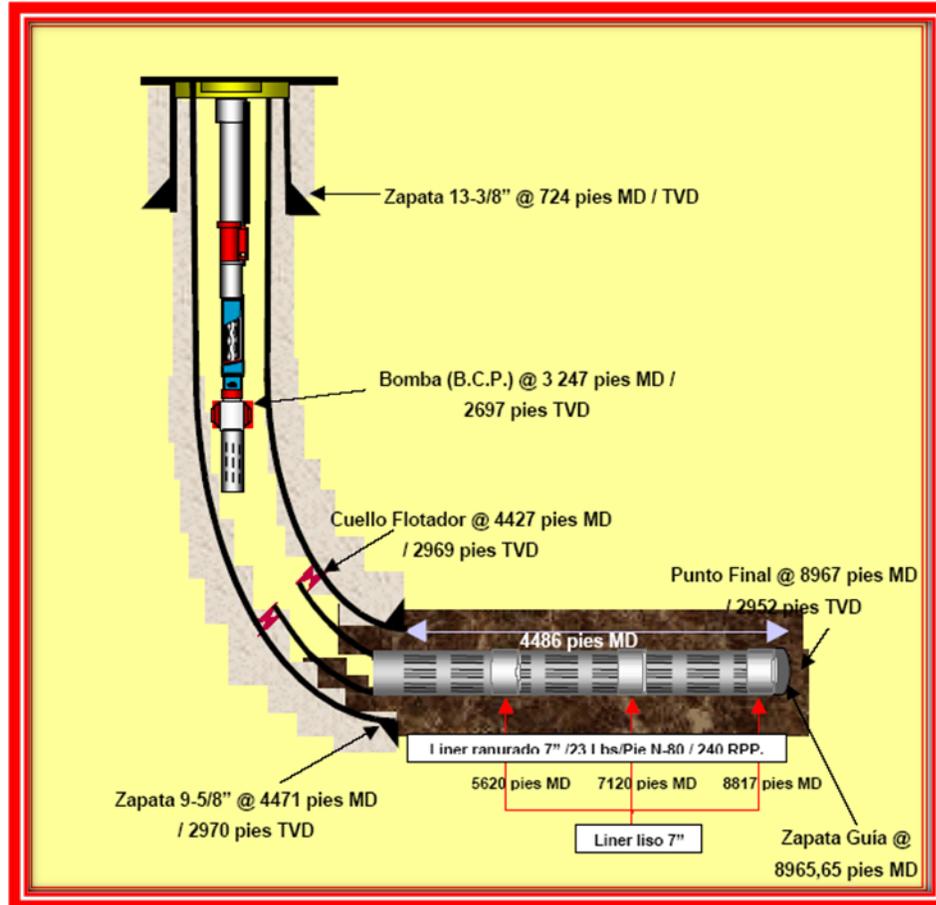


Gráfico B.1: Diagrama mecánico del pozo CIB0269.

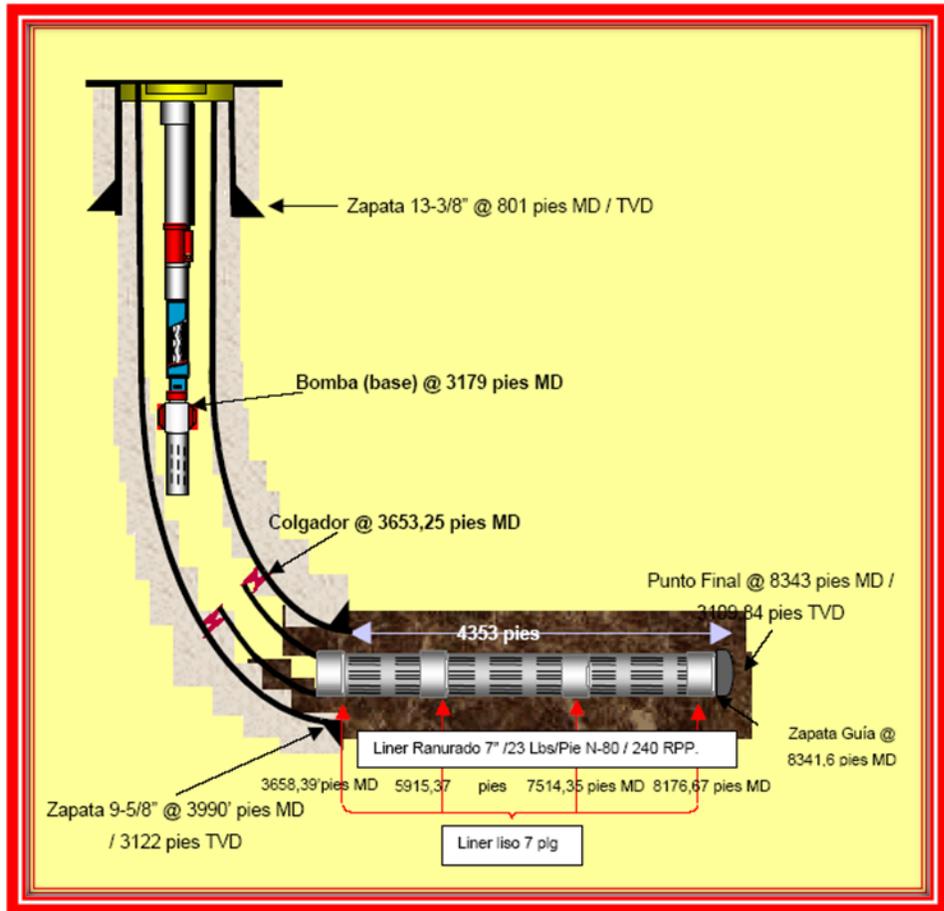


Gráfico B.2: Diagrama mecánico del pozo CIB0280.

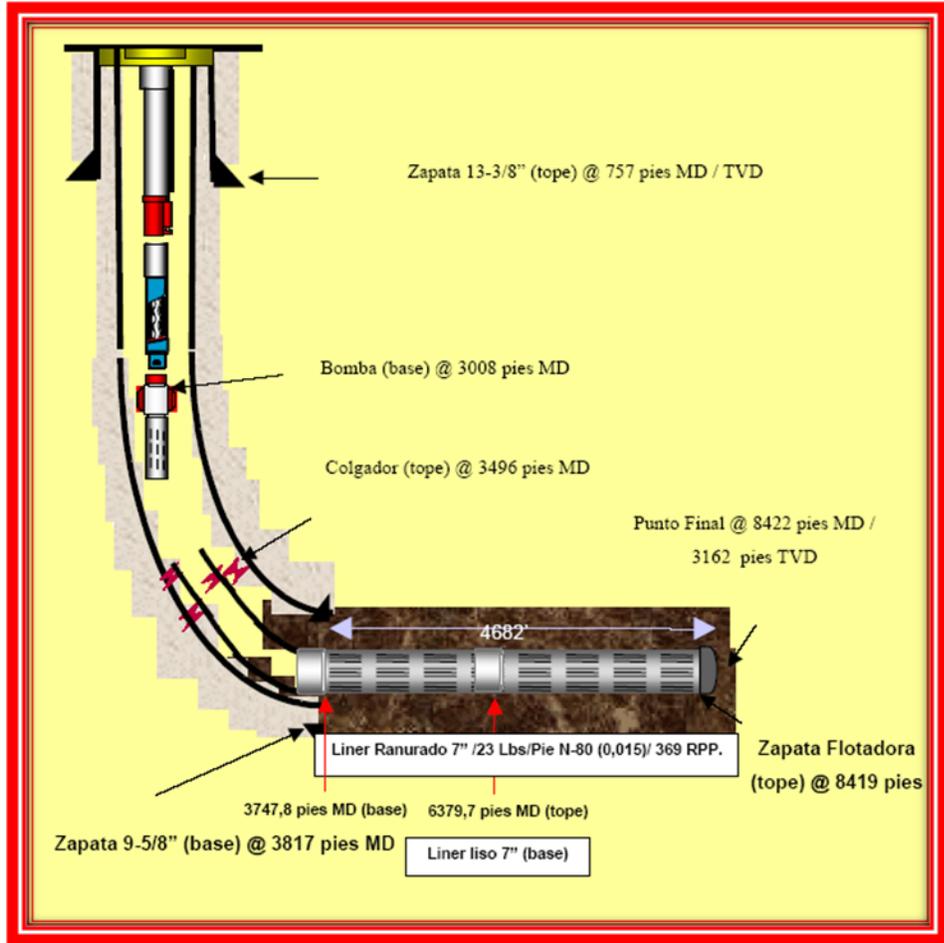


Gráfico B.3: Diagrama mecánico del pozo CIB0283.

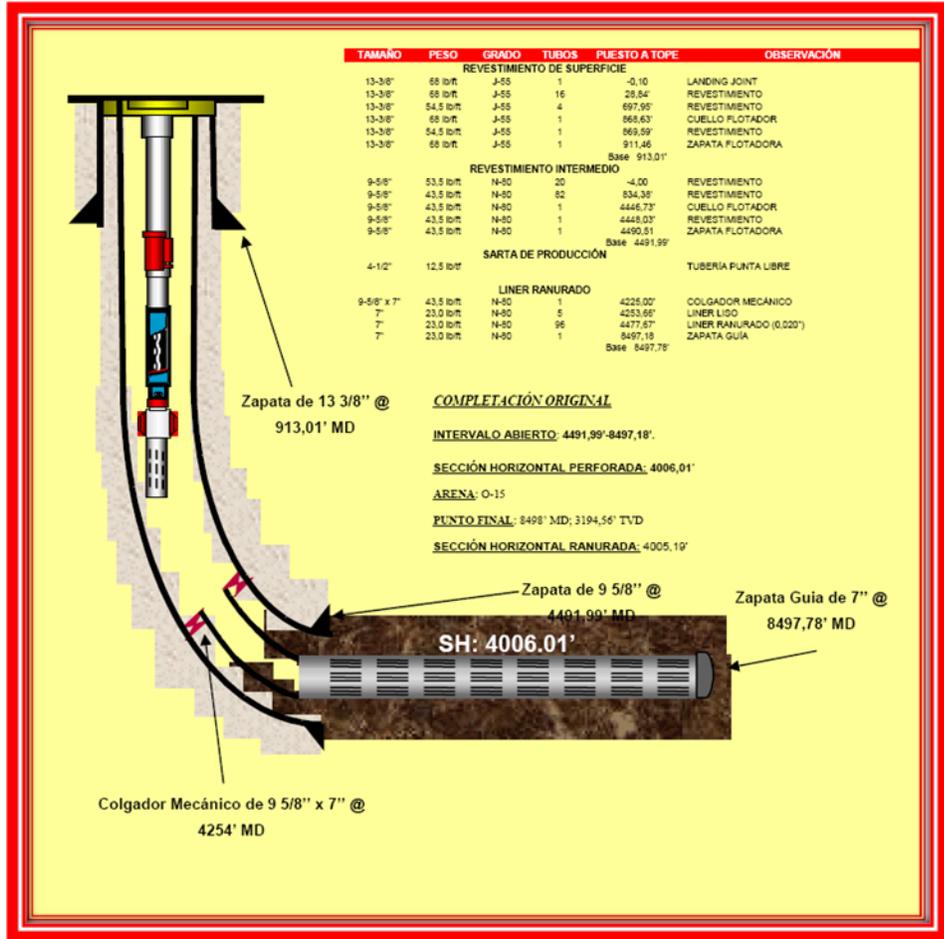


Gráfico B.4: Diagrama mecánico del pozo CIB0349.

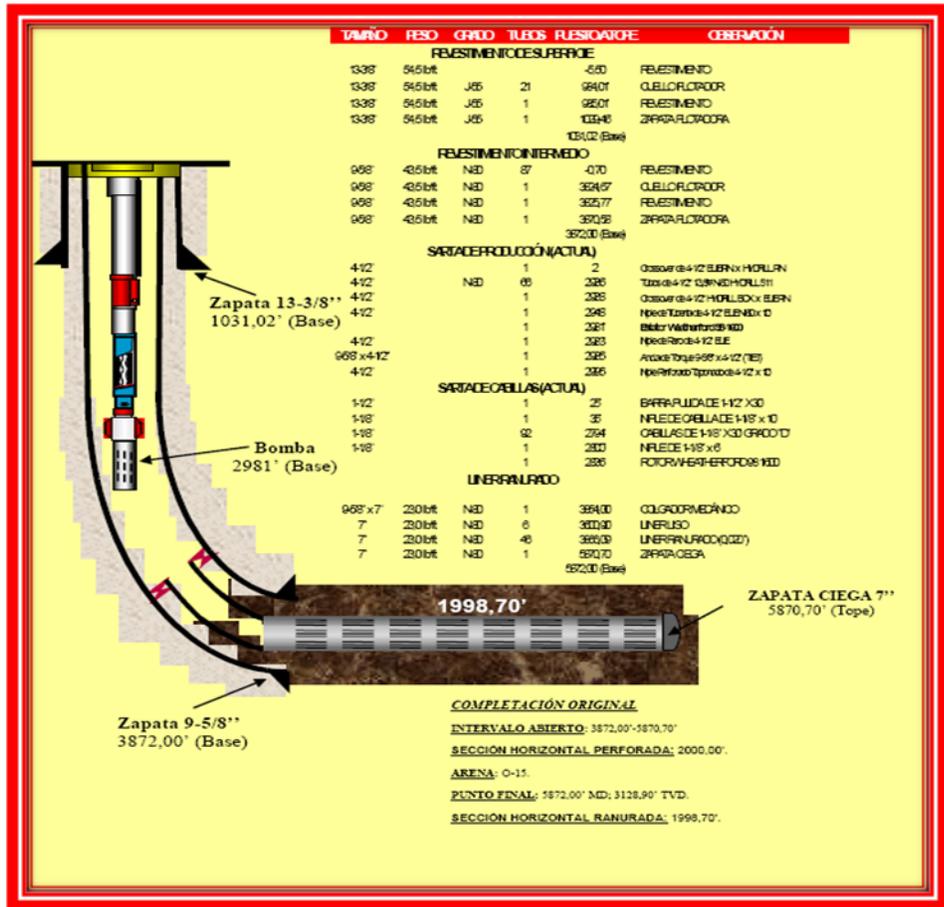


Gráfico B.5: Diagrama mecánico del pozo CIB0358.

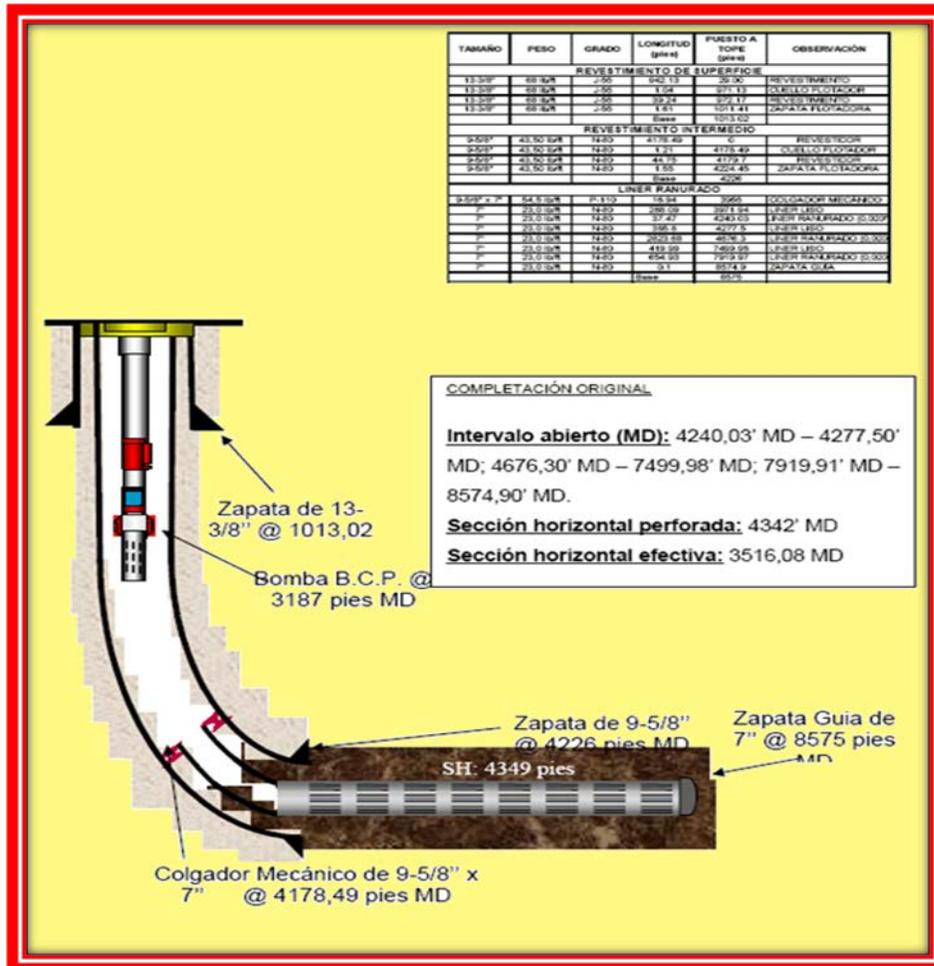


Gráfico B.6: Diagrama mecánico del pozo CIB0366

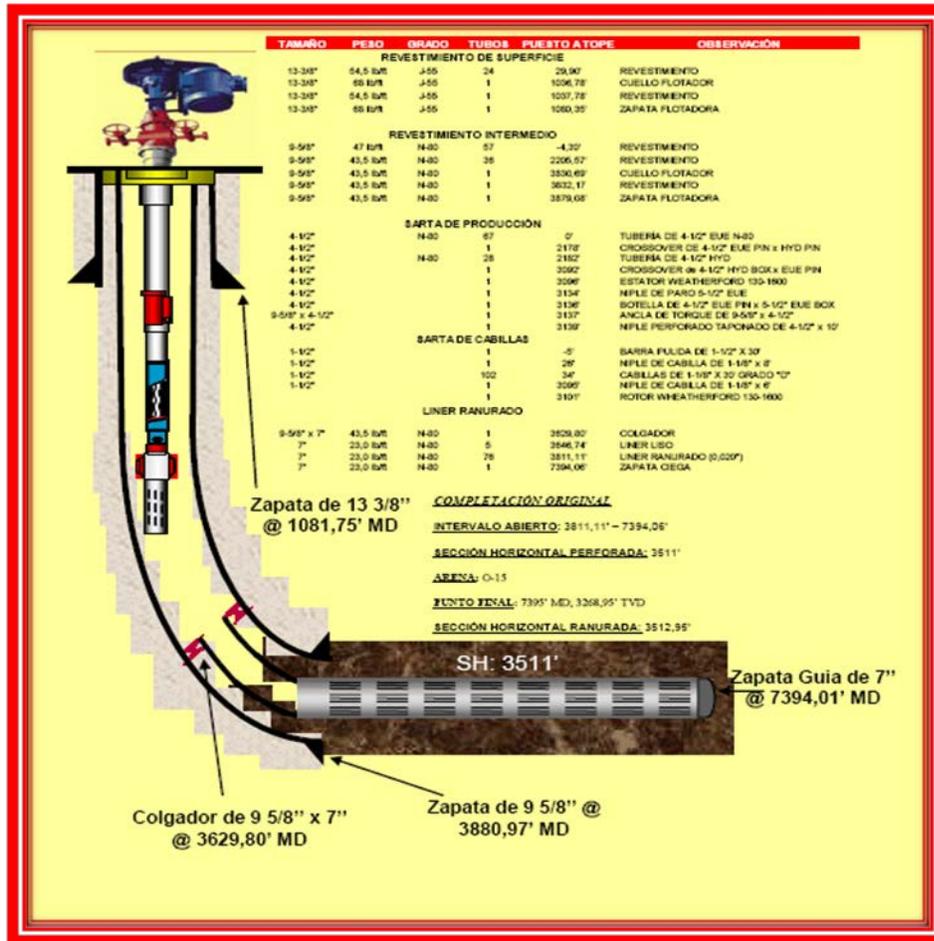


Gráfico B.7: Diagrama mecánico del pozo CIB0372.

HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	PROPUESTA 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
Subtítulo	

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Figuera S., Julia A.D.V.	CVLAC	C.I.: V-19.875.045
	e-mail	julia_8989@hotmail.com
	CVLAC	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Propuesta
Control de arena
Campo Cerro Negro
Arenamiento

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA APLICADAS	CIENCIAS INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Resumen (Abstract):

La producción de arena ha sido un problema con el que la industria petrolera ha tenido que enfrentarse fuertemente, y este es el caso que se presenta en la Faja Petrolífera del Orinoco, Distrito Morichal, donde en los últimos tiempos se ha venido presentando inconvenientes con pozos arenados. Por esta razón surgió la necesidad de proponer mejoras a los equipos de control de arena, debido a que los métodos de control de arena utilizados se han vuelto insuficientes para impedir la producción de finos de formación. Por ello, se propuso la implantación de rejillas de mallas Premium MeshRite, las cuales poseen diámetros de orificios propicios para la retención de estos finos, sin interrumpir la producción de crudo y evitar el mayor número de intervenciones. Una vez hecha la propuesta se prosiguió a realizar una estimación de costos, la cual arrojó como resultado que las rejillas tienen un 39% de incremento en comparación con el costo de los liners ranurados. A pesar de que es relativamente costoso, a lo largo del tiempo la producción permitirá recuperar el capital sin generar gastos adicionales para limpiezas y cambio de equipos.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Da Silva, Alicia.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.: V-8.348.931
	e-mail	alicia_dasilva@cantv.net
	e-mail	
Díaz, Jaime	ROL	CA <input checked="" type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.: V-16.312.449
	e-mail	diazj.udo@hotmail.com
	e-mail	
Sucre, Milagros.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.: V-4.183.842
	e-mail	milagrossucre@hotmail.com
	e-mail	
Bastardo, Marlenk.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.: V-15.270.188
	e-mail	marlenk.bastardo@gmail.com
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	07	31

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Figuera S., Julia A.D.V.docx	Microsoft word

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería/Tecnología/Ciencias aplicadas

Área de Estudio:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUNVELO
Secretario



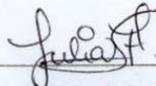
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



JULIA FIGUERA

C.I.: 19875045

AUTOR



DA SILVA, ALICIA

C.I.: 8348931

ASESOR



DÍAZ, JAIME

C.I.: 16312449

COASESOR