

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



“EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS TRABAJOS DE  
COMPLETACIÓN ORIGINAL REALIZADOS EN LOS POZOS DEL ÁREA  
MAYOR DE ANACO (AMA), DURANTE EL PERÍODO 2008 - 2010”

Realizado por:

*Cordova Mongua, Katherine del Valle*

*Maita, Maidelys Alejandra*

Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial  
para optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Marzo 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



“EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS TRABAJOS DE  
COMPLETACIÓN ORIGINAL REALIZADOS EN LOS POZOS DEL ÁREA  
MAYOR DE ANACO (AMA), DURANTE EL PERÍODO 2008 - 2010”

ASESORADO POR:

---

ING. ROBERTO SALAS  
ASESOR ACADÉMICO

Barcelona, Marzo 2011.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



“EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS TRABAJOS DE  
COMPLETACIÓN ORIGINAL REALIZADOS EN LOS POZOS DEL ÁREA  
MAYOR DE ANACO (AMA), DURANTE EL PERÍODO 2008 - 2010”

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

**APROBADO**

---

ING. ROBERTO SALAS

Asesor Académico

---

ING. JHONLES MORALES

Jurado Principal

---

ING. CARMEN VELASQUEZ

Jurado Principal

Barcelona, Marzo 2011.

## **RESOLUCIÓN**

“De acuerdo con el artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado, Estos son de exclusiva propiedad de la universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario.”

## **DEDICATORIA**

*A Dios y a mi Virgencita del Valle* quienes me han guiado en todo el camino de mi vida.

*A mis padres Manuel Maita, Haidee de Maita y Maria Eugenia* (mi amiga, mi hermana y mi mamá), son mis pilares y fuerza; todo lo que soy se lo debo a ustedes. Sin su apoyo y su amor esta meta no se hubiera hecho realidad.

*Maidelys Alejandra Maita*

## **DEDICATORIA**

*A mi Diosito*, por estar siempre a mi lado, cuidarme y guiarme en cada momento durante todos los años de mi vida y mi carrera.

*A mis abuelos*, Celestina y Francisco, aunque ya no estén conmigo siempre los recuerdo, de ustedes aprendí muchas cosas buenas. Los extraño.

*A mi ángel* Jorge Enrique, sé que desde el cielo me estas protegiendo mi primito bello, a ti dedico este triunfo porque sé que si estuvieras aquí con nosotros estarías muy feliz.

*A mis padres, Alberto y Josefina*, sin ustedes no hubiese logrado todo lo q tengo en la vida, los quiero son mi razón de ser.

*Especialmente dedicado a mi bebe*, aunque todavía no te tengo en mis brazos eres parte de mi ser, eres mi gran tesoro y espero darte lo mejor de mí.

*Katherine del Valle Córdova Mongua.*

## AGRADECIMIENTOS

*A mis Padres* abuelos son mi bendición, Millones de Gracias por todo su apoyo y sus regaños, a mi mamá Mary por su apoyo en cada momento.

*A mis tíos*, Luis A., José M., Rafael y Carlos por dejarme ser su niña de la casa.

*A mis sobrinos y ahijados* José Manuel, Fernanda, Mi ToneTone, Bryan y Fabianita que este logro les sirva de ejemplo, gracias por su dulzura y llenar mi vida de alegrías.

*A la Familia Urriola* por estar en el transcurso de mi carrera. A Papaito por sus sabias palabras del día/día, y su apoyo incondicional, he aprendido mucho de usted muchas gracias, Jesús, Luisito y Luisana que mi sueño sea su sueño y en un futuro se propongan una meta como esta y por ultimo pero no menos importante a Luis Urriola, Gracias por la ayuda brindada.

*A todos mis familiares* por verme crecer y con los cuales he contado en las buenas y en las malas, apoyándome en mis estudios, ayudándome a lograr mis metas, mil gracias por su amor incondicional en especial a mi Tía Leonor y mi prima Leomar M. Gracias por ser tan especiales, y estar pendientes siempre de mi.

*A mis mejores amigas*, mis hermanas: Maria F., Livmar, Victoria y Oriana, Infinitas Gracias por formar parte de mi vida, en todos estos años de amistad y compartir todos esos maravillosos momentos, mis pañuelos de lagrimas de alegrías y tristezas. las amo, Gracias a sus madres y a Dios por traerlas al mundo y ponerlas en mi camino, mejores amigas que ustedes no las hay.

*A mis muchachos* Ronner (el sol de mi vida), Simón (Lepri), Eduardo (Lalo), Juan C., Carlos A., Karlita, Marjulis, Andrés, Lore, Daniela, Edu. Gracias por su amistad, apoyo incondicional y siempre estar ahí en las buenas y malas.

*A mis amigos de la Universidad*, desde el comienzo de esta etapa, Eduin, Franklin, Ramón, Jose, Antonio, Guille, Adriana, Fabiola, Fátima, Sandra, Iramar, Moises, Mohamad, Gaby A., Gaby O., Andrea P., Vanessa, Amelia, Daniel G., Claudia y Edward. Gracias por la ayuda brindada, por soportarme, por lo Días de estudio y por tener un lugar muy importante en mi corazón, maravillosas personas.

*A Personas encontradas en el camino de la vida*, Yoma Excelente persona y amiga, Gracias por comprenderme y escucharme mi loquita Ariana, Ayari, Virginia, mi primo de alma y del corazón Daniel L., Jorge M., Junior C., Edixon, Los chicos de las Olimpiadas Excelente Grupo y a mis chicos de Maturín.

*A mi Compañera de Tesis*, Katherine Cordova, más que compañera, amiga y comadre, Gracias a Dios por ese día que de tropiezo o mejor, por esa señal, excelente persona, mejor compañera de tesis no tendría, millones de Gracias por todo el apoyo.

*A mi asesor*, amigo, y profesional maravillo, el Prof. Roberto Salas, Gracias por darme esta oportunidad y darme ese voto de confianza.

*Al Ing. Jhonles Morales* Gracias por su asesoramiento en este proyecto.

Y por ultimo pero no menos importante a todos los que le dan vida Departamento de Petróleo en especial, al Ing. Edgar Bastos excelente amigo, Ing. Rayda Patiño e Ing. Simón Ruíz, estos tres gracias por brindarme la oportunidad de ser su preparadora estrella, A estos excelentes profesionales: al jefe el Ing. Rafael Barrueta, Ing. José Rodríguez, Ing. Ana Blondell, Ing. Oly Guerra, Ing Tania González, Ing. Ivon Ulacio, gracias por los conocimientos brindado en todo mi carrera, a la Sra. Maria, Chinito, el Sr. Jorge, Eglee y Sra. Haidee gracias por sacarme de esos apuros.

*A todos ustedes mil Bendiciones y Gracias por ser parte de mi vida*

***Maidelys Alejandra Maita***



## AGRADECIMIENTOS

*A Dios*, quien es mi protector, gracias por darme la oportunidad de venir a este mundo y darme una vida tan maravillosa, llena de cosas buenas y cosas no tan buenas, pero de las que he aprendido mucho. Gracias por darme una familia maravillosa y por poner en mi camino personas que han dejado una huella muy importante en mi vida. Mil Gracias.

*A mis padres*, Alberto Córdova y Josefina Mongua, gracias por ser los mejores padres de mundo, gracias por haberme guiado por este camino y comenzar esta meta que hoy se ve realizada. Sé que no he sido la mejor hija, pero lo que he logrado hasta ahora lo que he tratado de hacer de la mejor manera. Espero que de todas formas se sientan orgullosos de mí y de este triunfo que más que mío es de ustedes. Los quiero muchísimo.

*A mis hermanos*, María Leonor, Jesús Alberto y Darwin (El Gordo), gracias por sus palabras, por siempre estar allí en el momento que los necesito y darme la palabra de aliento que en ese momento estaba necesitando, a pesar de estar separados siempre los llevo presente en mis pensamientos.

*A mi hermanita menor*, Kira Carolina, gracias por estar siempre a mi lado, te quiero mucho aunque a veces no te lo demuestre, eres muy importante para mí, espero que este triunfo que hoy estoy alcanzando de sirva de ejemplo y te impulse cada día a salir adelante y también finalizar tu carrera.

*A mi bella Familia Mongua*, son la mejor familia del mundo, gracias por el apoyo y los buenos consejos que me han dado cada uno de sus integrantes. Espero que siempre seamos la familia que hemos sido hasta ahora, unida y echada para adelante. Los adoro, este triunfo también es de ustedes y espero que se sientan orgullosos de tener otro ingeniero en la familia.

*A mi tía*, Carmen Córdova y mi primo Jorge González, gracias por haberme abierto las puertas de su casa, y haber estado conmigo en los primeros años de mi

carrera. A ustedes debo muchas cosas, gracias por el apoyo y haberme ayudado a saber llevar la vida cuando llegue nueva a Maturín. Los quiero.

*A mis primos*, Roberto Carlos, Joel, José Ángel (Jota), gracias por ser como mis hermanos mayores, gracias por hacerme reír con sus ocurrencias y por sus palabras de aliento en los momentos difíciles, son los mejores primos.

*A mis primas, amigas y hermanas de toda la vida*, Geraldine, Nataly, Jennifer, Vanesa, Valeria y Dinaluz, con ustedes he pasado momentos hermosos, de todas tengo un aprendizaje muy bonito, espero que siempre sigamos siendo cómplices en todas las ocurrencias que tengamos. Las Adoro, son las mejores del mundo.

*A mi Padrino*, Natalio Silva y su familia, gracias por sus sabias palabras y buenos consejos, espero que se sienta orgullosa de esta ahijada que lo quiere y admira mucho, por ser un hombre luchador y una excelente persona.

*A mis amigos de la infancia*, Bárbara y José Ángel, muchachos con ustedes pase los mejores años de mi vida, crecimos juntos, nos peleamos, nos volvimos a contentar y así estábamos, pero ustedes son muy importantes para mí, fueron mis cómplices en muchas travesuras, que disfrutamos muchísimo. Mil gracias por seguir siendo mis amiguitos.

*A mis amigos del Liceo Antonio José Mata Medina*, Andreina, Lirida, Juan, Eduardo y Joan, chicos gracias por brindarme su amistad y ayuda cuando llegue nueva a ese liceo, con ustedes la pase súper bien, se portaron excelentes conmigo, siempre los llevo en mis pensamientos.

*A mis amigos de la Universidad de Oriente (Núcleo Monagas)*, María, Nakary, Carlitos, Verónica, Vanesa, las morochas (Jacksony y Vanesa), Franya, María José, Oswaldo, gracias por brindarme su amistad y apoyo durante mi estadía en Maturín, de todos me traje un hermoso recuerdo, los quiero y extraño muchísimo.

*A la Familia Acuña Márquez*, gracias por haberme abierto las puertas de su casa y en especial mil gracias a mi *amigueta Framileth Acuña*, amiga eres la mejor, has estado conmigo desde el comienzo de mi carrera y me conoces mejor que nadie, eres única y por eso te adoro.

*A la Familia Quijada Mrsic y a su hija*, quien es mi amiga del alma Ana Caro, fueron muy en mi vida los que me apoyaron en un momento muy difícil en el que llegué a pensar en abandonar mi carrera, pero gracias a ustedes, que me dieron un lugar en su hogar hoy veo cristalizado mi sueño.

*A amigas y cómplices*, Mayra y Yannorys, gracias por estar conmigo en momentos buenos y malos y también por soportarme, yo sé que no es nada fácil, gracias por ser como son, las adoro.

*A mi asesor y amigo*, Roberto Salas, gracias por ser una persona tan especial, como usted hay pocas personas en este mundo, lo admiro mucho, espero poder seguir sus pasos y llegar a ser una excelente profesional como lo es usted. Lo quiero.

*A la Universidad de Oriente y sus profesores*, Núcleos Monagas y Anzoátegui, por haberme acogido en su seno y permitirme realizarme como una profesional. Infinitas Gracias

*A mi Compañera de Tesis y ahora mi amiga*, Maidelys Maita, gracias por confiar en mí y llegar justo a tiempo y cuando más te necesitaba. Gracias por tu paciencia y comprensión, de ti aprendí muchas cosas buenas, también gracias a tu familia por haberme recibido con los brazos abiertos en su hogar. Te quiero y te deseo lo mejor del mundo, porque te lo mereces.

*Por último y no menos importante*, al amor de mi vida, Daniel Morffe, has estado conmigo desde el comienzo de mi carrera, hemos vivido momentos hermosos y otros no tan hermosos, pero te adoro, eres lo mejor que me ha pasado en la vida, gracias por tus palabras de fortaleza en los momentos más difíciles y espero que los nos toca vivir, los vivamos unidos y con mucho amor. Gracias por este regalo tan hermoso que me has dado y que ahora forma parte de mí. Te Amo.

*A todos infinitas gracias, los quiere, ama y estima mucho, que Dios los bendiga,  
Katherine del Valle Córdova Mongua.*

## CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
DEDICATORIA .....	vi
AGRADECIMIENTOS .....	vii
AGRADECIMIENTOS .....	ix
CONTENIDO .....	xii
LISTA DE FIGURAS .....	xvii
LISTA DE TABLAS .....	xviii
RESUMEN.....	xix
CAPITULO I. EL PROBLEMA.....	20
1.1. Planteamiento del Problema.....	20
1.2. Objetivos de la Investigación.....	21
1.2.1. Objetivo General.....	21
1.2.2. Objetivos Específicos.....	22
1.3. Ubicación Geográfica y Geología del Área de Estudio.....	22
1.3.1. Cuenca Oriental De Venezuela.....	22
1.3.2. Ubicación Geográfica Del Distrito Gas Anaco.....	24
1.3.2.1. Ubicación del Área Mayor de Anaco (AMA).....	25
1.3.2.2. Ubicación Geológica.....	26
1.3.2.3. Estructura Regional.....	26
1.3.2.4. Estratigrafía del Área.....	27

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO .....	33
2.1. Antecedentes .....	33
2.2. Completación de Pozos .....	34
2.3. Factores que determinan el Diseño de la Completación de Pozos.....	34
2.4. Clasificación de las Completaciones.....	35
2.4.1. De acuerdo a las Características del Pozo.....	35
2.4.1.1. Completación a Hoyo Abierto. ....	35
2.4.1.2. Completación a Hoyo Abierto con Forro o Tubería Ranurada. ....	37
2.4.1.3. Completación con forro liso ó camisa perforada: .....	39
2.4.1.4. Completación con Revestidor Cañoneado: .....	40
2.4.2. De acuerdo a la configuración mecánica. ....	41
2.4.2.1. Completación sencilla: .....	42
2.4.2.2. Completación múltiple: .....	43
2.4.2.3. Completaciones No Convencionales.....	45
2.4.2.3.1. Completaciones Monobore .....	46
2.4.2.3.2. Completaciones Multilaterales.....	48
2.4.2.3.3. Completaciones Inteligentes .....	51
2.4.2.3.4. Completaciones Concéntricas .....	52
2.5. Requerimientos de un Sistema de Completación.....	53
2.6. Componentes de una Completación.....	54
2.6.1. Tubería de Producción .....	54
2.6.2. Empacaduras de Producción .....	54
2.6.3. Anclador de Fondo.....	55

2.6.4. Válvulas de Seguridad de Subsuelo .....	56
2.6.5. Gas Lift .....	56
2.6.6. Equipos de Control de Flujo .....	56
2.7. Operaciones de Pesca .....	56
2.7.1 Pez.....	56
2.7.2. Aspectos a Tomar en Cuenta en las Operaciones de Pesca .....	57
2.7.2.1. Análisis de la Situación.....	57
2.7.2.2. Diámetro Interior del Revestimiento de Producción.....	57
2.7.2.3. Diámetro Exterior o Interior del Pescado.....	57
2.7.2.4. Profundidad del Tope del Pescado.....	57
2.7.2.5. Forma del Tope del Pescado .....	58
2.7.3. Tipos y Usos de Herramientas. ....	58
2.7.3.1. Herramientas para Enganchar o Recuperar.....	59
2.7.3.1.1. Herramientas de Pesca Interna.....	59
2.7.3.1.2. Herramientas de Pesca Externa.....	60
2.7.3.2. Herramientas de Limpieza y Fresado.....	62
2.7.3.3. Herramientas para Cortar. ....	66
2.7.3.3.1. Herramientas de Corte Interno .....	66
2.7.3.3.2. Herramientas de Corte Externo.....	68
2.7.3.4. Otras Herramientas: .....	68
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO .....	70
3.1. Tipo de Investigación.....	70
3.2. Diseño de la Investigación .....	70

3.3. Población y Muestra.....	71
3.3.1. Población.....	71
3.3.2. Muestra.....	71
3.4. Procedimiento Metodológico.....	72
3.4.1. Revisión Bibliográfica. ....	72
3.4.2. Establecimiento de una base de datos sobre los diseños de las completaciones originales utilizados en los pozos del Área Mayor de Anaco durante el periodo 2008 – 2010.....	73
3.4.3. Análisis de los tiempos de operación empleados durante la completación de los pozos del Área.....	73
3.4.4. Análisis técnico de la tasa de producción relacionada con las completaciones originales de los pozos AMA.....	73
3.4.5. Análisis económico sobre la influencia de los problemas operacionales ocurridos durante la completación original de los pozos del Área Mayor de Anaco durante el periodo 2008 - 2010.....	76
3.4.6. Análisis de resultados, conclusiones y recomendaciones. ....	76
3.5. Herramientas Utilizadas.....	77
3.5.1. Carpetas de Pozos. ....	77
3.5.2. DIMS (Drilling Information Management System).....	77
3.5.3. PIPESIM .....	78
3.5.3.1. Funciones que cumple el simulador numérico PIPESIM: .....	78
3.5.3.2. Ingreso de los Datos al Simulador. ....	79
3.5.3.3. Yacimiento. ....	80
3.5.3.4. Tubería de Producción. ....	81

3.5.3.5. Reductor.....	83
3.5.3.6. Línea de Flujo.....	84
3.5.4. Microsoft Office 2009.....	85
3.5.5. Microsoft Excel.....	85
CAPITULO IV. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	87
4.1. Establecimiento de una base de datos sobre los diseños de las completaciones originales utilizados en los pozos del área mayor de anaco durante el periodo 2008 – 2010.....	87
4.2. Análisis de los tiempos de operación empleados durante la completación original de los pozos del área.....	93
4.3. Análisis técnico de la tasa de producción relacionada con las completaciones originales de los pozos del ama.....	100
4.4. Análisis económico sobre la influencia de los problemas operacionales ocurridos durante la completación original de los pozos del área mayor de anaco durante el periodo 2008 – 2010.....	103
CONCLUSIONES.....	106
RECOMENDACIONES.....	107
BIBLIOGRAFÍA.....	108
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	110



## LISTA DE FIGURAS

Fig. N° 1.1.: Ubicación Geográfica y Extensión de la Cuenca Oriental de Venezuela....	23
Fig. N° 1.2.: Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco. ....	25
Fig. N° 1.3.: Ubicación del Área Mayor de Anaco (AMA). ....	25
Fig. N° 1.4.: Estratigrafía del Área.....	28
Fig. N° 2.1.: Completación a Hoyo Abierto <sup>[1]</sup> .....	36
Fig. N° 2.2.: Completación con Tubería Ranurada. <sup>[1]</sup> .....	38
Fig. N° 2.3.: Completación con Revestidor Cañoneado <sup>[1]</sup> .....	41
Fig. N° 2.4.: Herramientas de Pesca Externa.....	62
Fig. N° 2.5.: Herramientas de Limpieza y Fresado.....	65
Fig. N° 2.6.: Otras Herramientas.....	69
Fig. N° 3.1.: Vista principal del programa DIMS.....	78
Fig. N° 3.2.: Ventana de Entrada de Información de los Fluidos del Pozo.....	79
Fig. N° 3.3.: Ventana de Entrada de Información de Yacimiento.....	81
Fig. N° 3.4.: Ventana Perfil de Desviación de la Tubería de Producción.....	82
Fig. N° 3.5.: Ventana del Perfil Geotérmico de la Tubería de Producción.....	82
Fig. N° 3.6.: Ventana de Entrada Para la Configuración de la Tubería de Producción.....	83
Fig. N° 3.7.: Ventana de Entrada Para la Configuración del Reductor.....	83
Fig. N° 3.8.: Ventana de Entrada Para la Configuración de la Línea de Flujo.....	84
Fig. N° 3.9.: Ventana Para la Configuración de la Transferencia de Calor de la Línea de Flujo.....	85

## LISTA DE TABLAS

Tabla N° 3.1.: Número de muestra de pozos utilizados para el estudio.....	72
Tabla N° 3.2.: Unidades bajo las cuales pueden ser usadas la ecuación.....	74
Tabla N° 3.3.: Unidades bajo las cuales pueden ser usadas las ecuaciones.....	76
Tabla N° 4.1.: Base de datos – Campo San Joaquín y Campo Santa Rosa.....	88
Tabla N° 4.2.: Base de datos – Campo Santa Rosa.....	89
Tabla N° 4.3.: Base de datos – Campo Santa Rosa.....	90
Tabla N° 4.4.: Base de datos – Campo El Roble.....	91
Tabla N° 4.5.: Base de datos – Campo Santa Ana.....	92
Tabla N° 4.6.: Problemas Operacionales presentados en A.M.A.....	93
Tabla 4.7 Resultados del daño obtenido por el simulador.....	101

## **RESUMEN**

En este proyecto se presenta un estudio Técnico y Económico de las Completaciones Originales del Distrito Gas Anaco, este se encuentra geográficamente ubicado en la parte Central del Estado Anzoátegui está conformado por dos grandes áreas operacionales, el Área Mayor de Oficina (AMO) y el Área Mayor de Anaco (AMA), siendo esta última, el área en estudio de este proyecto la cual está integrada por los Campos Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble.

Por ello, este estudio se enfocó en establecer una base de datos para observar de manera clara y precisa los componentes y el tipo de completación que presentaron los pozos en estudio, se identificaron las causas que incrementaron los tiempos de ejecución, a través del Simulador Pipesim 2007 se pudo determinar los parámetros que afectan los volúmenes de producción estimados y por ultimo se analizó el impacto de los problemas operacionales sobre los costos la ejecución de los trabajos de Completación Original.

Una vez seleccionada la información se organizaron los datos necesarios y concluido este estudio se pudo definir que El 23% de los pozos en estudio presentaron problemas operacionales en fallas relacionadas con los equipos del taladros, 32% mala limpieza del hoyo, 11% durante el cañoneo y completación, 17% en operaciones de pesca, 8% en problemas en la cementación y 7% pega de tubería, mediante el simulador Pipesim 2007 se pudo conocer el daño que presentaban las arenas de los pozos en estudio, los problemas operacionales ocurridos durante la completación de los pozos afectan los presupuestos y el tiempo de pago de los mismos.

# **CAPITULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1. Planteamiento del Problema.**

La completación de un pozo representa la culminación de muchos estudios que, aunque realizados por separado, convergen en un mismo objetivo: la obtención de hidrocarburos. Ésta, consiste en adecuar sistemática y eficazmente el hoyo perforado, con el objeto de que sea capaz de representar una conexión entre yacimiento y superficie, que permita conducir los fluidos desde la cara de la arena hasta el cabezal en forma segura, eficiente y económica. La eficiencia y la seguridad del vínculo establecido entre el yacimiento y la superficie dependen de la correcta y estratégica disposición de todos los parámetros que lo conforman, de esta manera podría hablarse de la productividad del pozo en función de la completación, que incluye un análisis de sus condiciones mecánicas y la rentabilidad económica que justifique su existencia. A simple vista resulta un procedimiento sencillo que en realidad requiere de numerosos análisis previos, de la intervención de especialistas en diversas áreas vinculadas a la producción petrolera y de una meticulosa planificación que debe considerar hasta la más ínfima variable operacional que pueda surgir en el pasar de la vida productiva del yacimiento.

El Área Mayor de Anaco (AMA) se encuentra ubicada en el Distrito Gas Anaco, en la parte Norte de la Zona Central del Estado Anzoátegui, con un Área operacional de 3.160 km<sup>2</sup>. En ella se distinguen los campos: El Toco, Guarío, El Roble, San Joaquín, Santa Ana y Santa Rosa. Actualmente esta área presenta inconvenientes durante las operaciones de terminación de los pozos. Dichos inconvenientes están relacionados básicamente a problemas operacionales que de una u otra forma repercuten sobre las arenas completadas. Teniendo implícito el incremento de los

tiempos en los trabajos y por ende en los costos, por lo que se puede decir que no se están realizando según la planificación, aumentando así el tiempo de pago de los pozos.

Por tal motivo, nace la necesidad de evaluar los trabajos de completación, de manera de establecer las causas que están interviniendo en los retrasos de los trabajos, y que sirva como una base de datos de los problemas más comunes acontecidos, de modo que se evite la reincidencia en trabajos futuros, y que se puedan garantizar operaciones de campo eficientes. Del mismo modo se podrá estudiar si estos problemas están afectando la volumetría de las arenas.

En función a lo anterior, es evidentemente necesario que deben considerarse diferentes factores de distinta índole, los cuales deben entrelazarse de manera sistemática de forma que no se obvie ningún detalle, para ello se debe contar con una adecuada metodología que permita analizar todas las condiciones y parámetros inherentes a la completación, y elaborar la adecuada planificación que resulte en la consecución del objetivo primordial.

La elección y el adecuado diseño de los esquemas de completación de los pozos perforados, constituyen parte decisiva dentro del desempeño operativo, productivo y desarrollo de un campo.

## **1.2. Objetivos de la Investigación.**

### **1.2.1. Objetivo General.**

Evaluar técnica y económicamente los trabajos de completación original realizados en los pozos del Área Mayor de Anaco (AMA), durante el periodo 2008 – 2010.

### **1.2.2. Objetivos Específicos.**

Para el desarrollo del proyecto de investigación, se establecieron los siguientes objetivos específicos:

1. Establecer una base de datos sobre los diseños de las completaciones originales utilizadas en los pozos del Área Mayor de Anaco durante el periodo 2008 – 2010.
2. Analizar los tiempos de operación empleados durante la completación original de los pozos del Área Mayor de Anaco.
3. Realizar un análisis técnico de la tasa de producción relacionada con las completaciones originales de los pozos del AMA.
4. Realizar un análisis económico sobre la influencia de los problemas operacionales ocurridos durante la completación los pozos del Área Mayor de Anaco durante el periodo 2008 – 2010.

### **1.3. Ubicación Geográfica y Geología del Área de Estudio.**

#### **1.3.1. Cuenca Oriental De Venezuela.**

La Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra situada en la zona Centro – Oeste de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural, limitada al Sur por el curso del Rio Orinoco desde la desembocadura del Rio Arauca el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximada al borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento del Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón que sigue aproximadamente al curso de los Ríos Portuguesa y

Pao y al Norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco.



Fig. N° 1.1.: Ubicación Geográfica y Extensión de la Cuenca Oriental de Venezuela. <sup>[1]</sup>

La cuenca Oriental Venezolana se extiende por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y parte de Sucre para una superficie de unos 165.000 km<sup>2</sup> con una longitud de unos 800 km en sentido E-O y un ancho promedio de 200 km en dirección aproximada N-S.

Está compuesta de dos subcuencas, que son la Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín, separadas por el Arco de Úrica. Las rocas madres del petróleo son mayormente de edad Cretácico Medio pero los principales yacimientos por migración de hidrocarburos por distancias entre 150 a 325 km, se concentran en arenisca de edad Oligoceno, en trampas que en gran parte son cierres contra fallas normales o inversas, aunque algunas otras trampas menores son de carácter

estratigráfico, de cierre contra fallas transcurrentes y de anticlinales asociados a sobrecorrimientos.

La subcuenca de Guárico comprende los Campos del estado Guárico y parte del norte de Anzoátegui. El flanco Norte de la Subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas Cretácicas y Terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el Sur, la estructura es más sencilla, con evidencia de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas Jurasicas y Paleozoicas, y con un acuñamiento de las secuencias Cretácicas y Terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinadas e tipo estructural t estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimiento.

La subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: el primero al Norte del corrimiento de Pirital y el segundo al Sur.

### **1.3.2. Ubicación Geográfica Del Distrito Gas Anaco.**

El Distrito de Producción Gas Anaco (D.G.A), se encuentra geográficamente ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la subcuenca de Maturín, con un área aproximada de 13.400 km<sup>2</sup>. Posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural. El distrito se encuentra conformado por dos grandes aéreas operacionales, el Área Mayor de Oficina (AMO), integrada por los campos Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay, y el Área Mayor de Anaco (AMA), integrada por los campos Santa Rosa, Guarío, San Joaquin, Santa Ana, El Toco y El Roble.



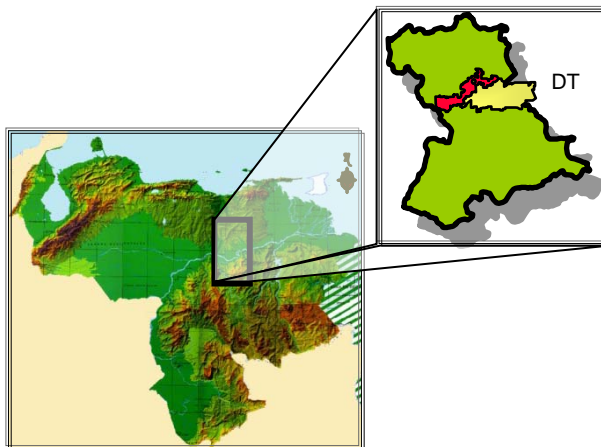


Fig. N° 1.2.: Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.

### 1.3.2.1. Ubicación del Área Mayor de Anaco (AMA).

El Área Mayor de Anaco se ubica en el área de los municipios Freites y Aguasay, a 70 km de la ciudad de Anaco y 50 km de la ciudad de Cantaura, en dirección sudeste, con una extensión superficial aproximada de 14.500 km<sup>2</sup>. Los campos San Joaquín, Guarío y Santa Rosa, los cuales pertenecen al Área Mayor de Anaco, geográficamente se encuentran a 10 km al Noroeste de la ciudad de Anaco al este de Venezuela. En la figura que se muestra a continuación se pueden visualizar: La ubicación geográfica del Distrito Gas Anaco dentro el contexto nacional y los campos que conforman el Área Mayor de Anaco.



Fig. N° 1.3.: Ubicación del Área Mayor de Anaco (AMA).

### **1.3.2.2. Ubicación Geológica.**

El Área Mayor de Anaco, está localizada en la cuenca oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, situada en el bloque levantado al norte del corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N50°E, a lo largo de la cual resalta una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región y las cuales han dado origen a los campos de Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco, El Roble y San Roque, Aragua, Anaco y Rincón Largo. La historia estructural de esta área encierra tensión, compresión, levantamiento, plegamiento y erosión.

### **1.3.2.3. Estructura Regional.**

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica Cordillerana del Norte de Venezuela Oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa del Continente Suramericano. Como resultado de esa tectónica se forma un cuadro estructural complejo conformado por varios elementos:

- El corrimiento de Anaco.
- Una serie de pliegues, anticlinales y domos.
- Un sistema de fallas normales y, excepcionalmente, inversas.
- Algunas fallas transcurrentes.

El corrimiento de Anaco es una falla de tipo inverso, de gran magnitud, que corta en forma oblicua el rumbo general del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela; marca el límite Noroeste del Área Mayor de Oficina y es un rasgo estructural mayor de la Cuenca Oriental. Se extiende por 85 km en dirección N40°E desde el Campo El Toco en el sur hasta el Este del Campo La Ceiba en el Norte, con

un buzamiento del plano de falla promedio de 45° al Noroeste, que decrece notablemente a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamiento.

El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7.000' en el Campo Santa Rosa y disminuye hasta 700' en Santa Ana; cerca del Campo El Toco tiende a desaparecer. Constituye el límite Sr de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco.

Los campos petrolíferos del Área Mayor de Anaco están ubicados en el bloque Norte, como un conjunto de hasta ocho culminaciones anticlinales en forma de domos alargados con su eje paralelo al corrimiento. De Sur a Norte los campos son: El Toco, sobre un domo del mismo nombre, Santa Ana, en un domo alargado con tres culminaciones menores, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas, Santa Rosa, un anticlinal fallado.

#### **1.3.2.4. Estratigrafía del Área.**

En la secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del Área Mayor de Anaco, se observa que los primeros estratos corresponden a los miembros Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la formación Oficina, seguida por la formación Mercure, Vidoño, San Juan y Templador, la edad y características litológicas de cada una de estas formaciones se muestran en la fig.1.4., se describen a continuación:

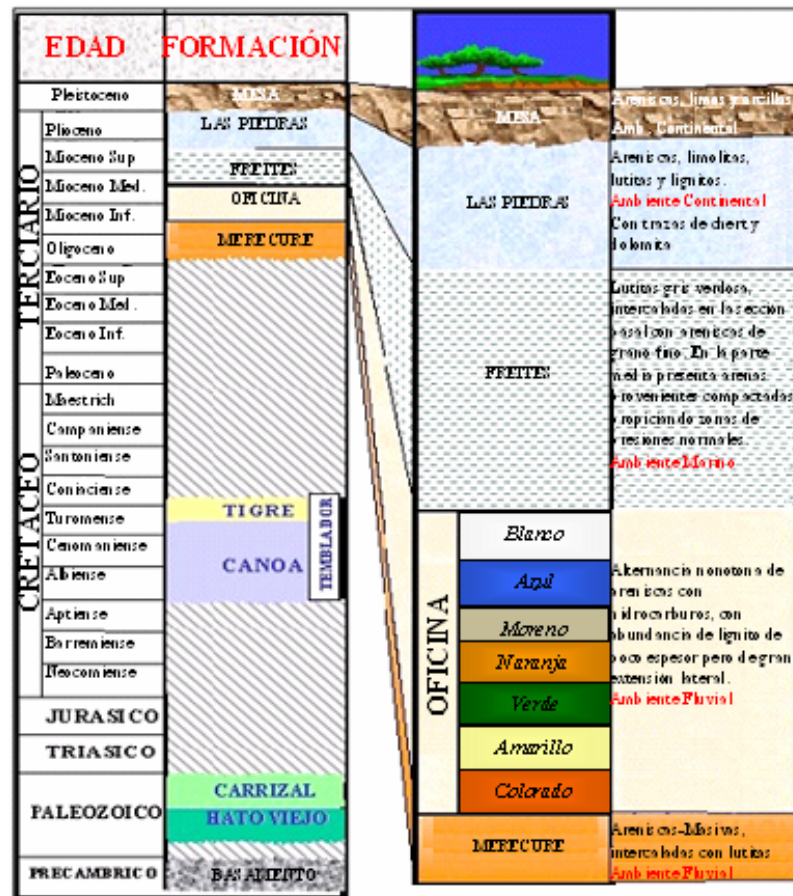


Fig. N° 1.4.: Estratigrafía del Área

➤ Formación Mesa:

La acumulación del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental está representada por la Formación Mesa, de ambiente continental. Se extiende desde los Llanos Orientales de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Esta formación es considerada de edad Pleistoceno, debido a su posición discordante sobre la Formación Las Piedras del Plioceno. Está formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceo, alternando hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones.

➤ Formación Las Piedras:

En el Área Mayor Oficina y Monagas Central ésta formación de ambiente continental se presenta transgresiva sobre las lutitas marinas de la Formación Freites. Hacia el oeste y en el norte de Monagas es transgresiva sobre las lutitas marinas de la Formación La Pica. Al norte del corrimiento de Anaco y al oeste de la falla de Urica esta formación al igual que Freites está totalmente ausente.

Esta formación es considerada de edad Mioceno, y está conformada predominantemente por arcillas, alternando hacia la base con areniscas grisáceas, verdosas de grano conglomerático y lignitos.

➤ Formación Freites:

De edad Mioceno Medio a Superior, esta formación se caracteriza por una gruesa sección de lutitas gris verdosas (marinas someras) intercaladas, especialmente en las secciones inferior y superior, con areniscas de granos finos, predominantemente glauconíticas.

➤ Formación Oficina:

Geológicamente, el Área Mayor de Anaco presenta una columna estratigráfica muy variada y accidentada, ya que su estructura parte desde el Cretáceo de la Era Mesozoica pasando por el Paleoceno, Eoceno, Oligoceno, Mioceno, Plioceno, y por último el más joven Pleistoceno. La Formación Oficina se presenta en el subsuelo todo el flanco Sur de la Cuenca Oriental, en los estados Anzoátegui y Monagas y está constituida por los siguientes miembros:

➤ Miembro Blanco y Azul (AZ):

En esta secuencia se encuentran fósiles de aguas marinas y salobres. Está compuesto de arenas poco consolidadas, limos y arcillas plásticas. No hay yacimientos y por lo tanto se considera de poco interés económico.

➤ Miembro Moreno (MO):

En el tope y la parte media del estrato, el miembro Moreno se encuentra conformado por arcilla de color gris claro – gris verdosa, plástica soluble, blanda, limosa, con pequeñas intercalaciones de Carbón, escasas intercalaciones de Lutita y Arenisca cuarzo cristalina de grano fino a medio.

➤ Miembro Naranja (NA):

Esta caracterizado en el tope por una secuencia monótona de Lutita gris claro a gris oscuro, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea. Luego continua con una Lutita gris oscuro – marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, limosa, micro – carbonosa, levemente calcárea, con intercalaciones de Limolita y Arenisca.

➤ Miembro Verde (VE):

Está conformado en la parte superior por Lutita gris claro – gris verdoso, en bloque, moderadamente duro, fisible, hidratable, micro-carbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de Arenisca y Limolita.

➤ Miembro Amarillo (AM):

Predominan las Lutitas gris oscuro – gris medio. Hacia la base del estrato existe abundante Lutita gris claro – marrón claro, en bloque, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa, micro-carbonosa, micropirítica y ligeramente calcárea.

➤ Miembro Colorado (CO):

El miembro Colorado está conformado por intercalaciones de Lutita y bloques de Arenisca. Las Lutitas son de color gris oscuro, gris medio. La Arenisca es blanquecina, beige, cuarzo cristalina, de grano fino a medio, sub-angular a sub-redondeado, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, abundante cuarzo libre. También lentes de carbón negro, moderadamente duro.

➤ Formación Merecure (ME):

Esta formación es típica de ambientes fluvio – continental, con intercalaciones de Lutitas carbonáceas, limonitas y numerosos niveles de lignitos. Se caracteriza por una secuencia de areniscas gris claro a oscuro, que varían de macizas a mal estratificadas. Esta formación posee un espesor máximo de 1.900 pies.

➤ Formación Vidoño:

La Formación Merecure suprayace discordantemente a la Formación Vidoño de edad Paleoceno, la cual comprende ambientes desde transicional a batial superior, registrándose la máxima inundación marina en el área para este periodo. La litología predominante se caracteriza por presentar Lutita gris claro, marrón claro, laminar,

moderadamente dura, en parte limosa, micro-carbonosa, micropirítica, no calcárea, intercalada con arenisca de grano fino a medio.

➤ Formación San Juan:

Su edad corresponde al Cretáceo, con un espesor de 1.800 pies. Esta sección presenta areniscas masivas grises bien escogidos. Está constituida por tres arenas principales: San Juan-A, San Juan-B y San Juan-C, las cuales presentan escasa intercalaciones de Lutita, con matriz arcillosa y cemento silíceo.



## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. Antecedentes**

SANCHEZ, C. (2008). Evaluó el proceso de completación mediante la implementación de las completaciones por etapas, el estudio estuvo enfocado hacia los campos del Distrito Anaco y se realizó en la Gerencia de Construcción y Mantenimiento de Pozos, la mayoría de los campos pertenecientes al Distrito Anaco presentan arenas gasíferas presurizadas y depletadas que ocasionan problemas operacionales como pérdida de circulación y arremetidas. Se analizó las ventajas y desventajas en el uso de las completaciones por etapas para tener una idea de los beneficios que se obtendrían con ellas y por último se evaluó el éxito volumétrico con la implementación de las completaciones por etapas en el cual se estudió la completación del pozo, los tiempos y costos asociados y la producción real comparada con la estimada. <sup>[1]</sup>

CHENG, A. (2009). Este trabajo consistió en la elaboración de una metodología integral que permitió seleccionar el tipo de completación que más se ajusta a los campos del Área Mayor de Oficina perteneciente al Distrito Gas Anaco Estado Anzoátegui, recolectando la información necesaria en los campos para luego establecer los parámetros que definen la aplicación de un tipo de completación que cumpla con los objetivos de la misma. Finalmente se formuló la metodología que indica la serie de parámetros que se deben de tomar en consideración a la hora de elegir una completación para el Área Mayor de Oficina. <sup>[2]</sup>

TIAMO, L. (2005). Estudio la factibilidad de las completaciones de pozos, aplicando para ello todo un estudio de las nuevas tecnologías que se están

implementando en este campo de la ingeniería, a manera de estimar de acuerdo a sus ventajas y desventajas cual es la que mejor se adapta a las condiciones del área de estudio, que en este caso se trata del Área Mayor de Oficina. Se estudiaron los diferentes campos del área del Área Mayor de Oficina pertenecientes al Distrito Gas Anaco, específicamente bajo la jurisdicción de la Gerencia de PDVSA Gas Anaco, entre los cuales se encuentran: Aguasay, La Ceibita, Mapirí, Mata R, Soto, Zapatos, entre otros. Además de esto se realizó una propuesta para la perforación de un pozo multilateral, ya que con los pozos existentes, no se vio factible el proponer una completación de este tipo considerando las condiciones actuales de los pozos.<sup>[3]</sup>

## **2.2. Completación de Pozos**

Se entiende por completación o terminación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor y, finalmente, la instalación de la tubería de producción.<sup>[2]</sup>

## **2.3. Factores que determinan el Diseño de la Completación de Pozos.**

La productividad de un pozo y su futura vida productiva es afectada por el tipo de completación y los trabajos efectuados durante la misma. La selección de la completación tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente y, por lo tanto, deben estudiarse cuidadosamente los factores que determinan dicha selección, tales como:

- a. Tasa de producción requerida.
- b. Reservas de zonas a completar.
- c. Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- d. Necesidades futuras de estimulación.
- e. Requerimientos para el control de arena.
- f. Futuras reparaciones.
- g. Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.
- h. Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- i. Inversiones requeridas.<sup>[4]</sup>

## **2.4. Clasificación de las Completaciones**

### **2.4.1. De acuerdo a las Características del Pozo.**

Básicamente existen tres tipos de completaciones de acuerdo a las características del pozo, es decir cómo se termine la zona objetivo:

- a. Hoyo Abierto.
- b. Hoyo Abierto con Forro o Tubería Ranurada.
- c. Forro liso o camisa perforada.
- d. Tubería de Revestimiento Perforada (Cañoneada).<sup>[6]</sup>

#### **2.4.1.1. Completación a Hoyo Abierto.**

Este tipo de completación se realiza en zonas donde la formación está altamente compactada, siendo el intervalo de completación o producción normalmente grande (100 a 400 pies) y homogéneo en toda su longitud.

Consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Este tipo de completación se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de agua/gas ni producción de arena ó derrumbes de la formación.

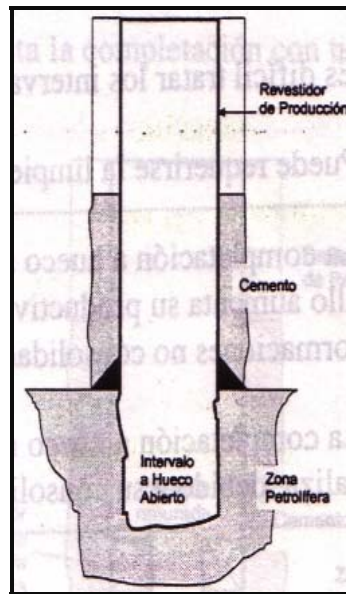


Fig. N° 2.1.: Completación a Hoyo Abierto <sup>[1]</sup>

Entre las variantes de este tipo de completación encontramos:

- a. Perforación del hoyo desnudo antes de bajar (correr) y cementar el revestidor de producción: En este tipo de completación las muestras de canal y la interpretación de los registros ayudan a decidir si colocar el revestidor o abandonar el pozo por ser no económico.
- b. Perforación del hoyo desnudo antes de bajar (correr) el revestidor de producción:

Ventajas:

- Se elimina el costo de cañoneo.
- Existe un máximo diámetro del pozo en el intervalo completado.
- Es fácilmente profundizable.
- Puede convertirse en otra técnica de completación; con forro o revestidor cañoneado.
- Se adapta fácilmente a las técnicas de perforación a fin de minimizar el daño a la formación dentro de la zona de interés.
- La interpretación de registros o perfiles de producción no es crítica.
- Reduce el costo de revestimiento.

Desventajas:

- Presenta dificultad para controlar la producción de gas y agua, excepto si el agua viene de la zona inferior.
- No puede ser estimulado selectivamente.
- Puede requerir frecuentes limpiezas si la formación no es compacta.

Como la completación a hueco abierto descansa en la resistencia de la misma roca para soportar las paredes del hueco es de aplicación común en rocas carbonatadas (calizas y dolomitas).<sup>[5]</sup>

#### **2.4.1.2. Completación a Hoyo Abierto con Forro o Tubería Ranurada.**

Este tipo de completación se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación, donde se produce generalmente petróleos pesados.

En una completación con forro, el revestidor se asienta en el tope de la formación productora y se coloca un forro en el intervalo correspondiente a la formación productiva. Dentro de este tipo de completación encontramos la siguiente clasificación:

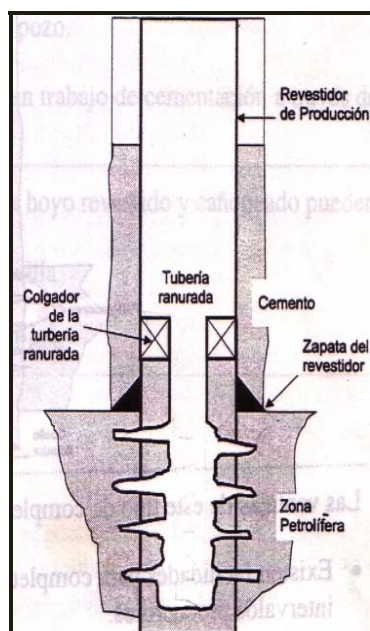


Fig. N° 2.2.: Completación con Tubería Ranurada. <sup>[1]</sup>

Entre los requerimientos necesarios para que este tipo de completación se lleve a cabo, están los siguientes: formación no consolidada, formación de grandes espesores (100 a 400 pies), formación homogénea a lo largo del intervalo de completación, etc.

Ventajas:

- Se reduce al mínimo el daño a la formación.
- No existen costos por cañoneado.
- La interpretación de los perfiles no es crítica.
- Se adapta fácilmente a técnicas especiales para el control de arena.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.

Desventajas:

- Dificulta las futuras reparaciones.
- No se puede estimular selectivamente.
- La producción de agua y gas es difícil de controlar.
- Existe un diámetro reducido frente a la zona o intervalo de producción.<sup>[2]</sup>

#### **2.4.1.3. Completación con forro liso ó camisa perforada:**

En este caso, se instala un forro a lo largo de la sección o intervalo de producción. El forro se cementa y se cañonea selectivamente la zona productiva de interés.

Ventajas:

- La producción de agua / gas es fácilmente controlada.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.
- El forro se adapta fácilmente a cualquier técnica especial para el control de arena.

Desventajas:

- La interpretación de registros o perfiles de producción es crítica.
- Requiere buenos trabajos de cementación.
- Presenta algunos costos adicionales (cementación, cañoneo, taladro, etc.)
- El diámetro del pozo a través del intervalo de producción es muy restringido.
- Es más susceptible al daño la formación.<sup>[1]</sup>

#### **2.4.1.4. Completación con Revestidor Cañoneado:**

Es el tipo de completación que más se usa en la actualidad, ya sea en pozos poco profundos (4.000 a 8.000 pies), como en pozos profundos (10.000 pies o más). Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo o zonas a completar, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo.

Ventajas:

- La producción de agua y gas es fácilmente prevenida y controlada.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser profundizable.
- Permite llevar a cabo completaciones adicionales como técnicas especiales para el control de arena.
- El diámetro del pozo frente a la zona productiva es completo.
- Se adapta a cualquier tipo de configuración mecánica.

Desventajas:

- Los costos de cañoneo pueden ser significativos cuando se trata de intervalos grandes.
- Se reduce el diámetro efectivo del hoyo y la productividad del pozo
- Pueden presentarse trabajos de cementación.
- Requiere buenos trabajos de cementación.
- La interpretación de registros o perfiles es crítica.<sup>[4]</sup>



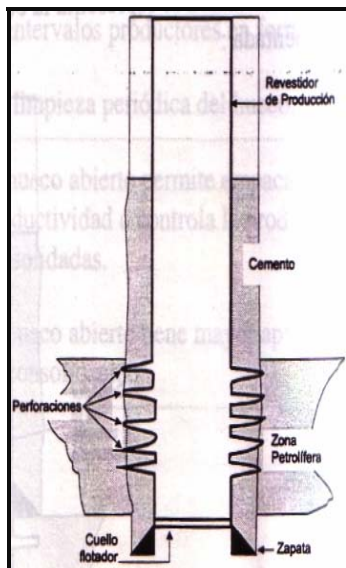


Fig. N° 2.3.: Completación con Revestidor Cañoneado <sup>[1]</sup>

#### 2.4.2. De acuerdo a la configuración mecánica.

A continuación se presentan los factores que determinan el tipo de configuración mecánica:

- a. Tipo de pozo (productor, inyector, etc.).
- b. Número de zonas a completar.
- c. Mecanismo de producción.
- d. Procesos de recuperación secundaria (inyección de agua, inyección de gas, etc.).
- e. Grado de compactación de la formación.
- f. Posibilidades de futuros reacondicionamientos.
- g. Costos de los equipos. <sup>[3]</sup>

La completación del mismo puede clasificarse en:

### 2.4.2.1. Completación sencilla:

Este tipo de completación es una técnica de producción mediante la cual las diferentes zonas productivas producen simultáneamente o lo hacen en forma selectiva por una misma tubería de producción. Este tipo de completación se aplica donde existe una o varias zonas de un mismo yacimiento. En completaciones de este tipo, todos los intervalos productores se cañonean antes de correr el equipo de completación. Además de producir selectivamente la zona petrolífera, este tipo de completación ofrece la ventaja de aislar zonas productoras de gas y agua. En caso de que la zona petrolífera no tenga suficiente presión como para levantar la columna de fluido hasta la superficie se pueden utilizar métodos de levantamiento artificial. Para la completación sencilla se deben considerar los siguientes factores:

- Profundidad del pozo
- Diámetro de la tubería y del revestidor
- Presiones diferenciales
- Temperatura de fondo

Existen dos tipos de completación sencilla:

- Completación sencilla convencional: Este tipo de completación se realiza para la producción una sola zona, a través de la tubería de producción.
- Completación sencilla selectiva: Consiste en separar las zonas productoras mediante empacaduras, produciendo a través de mangas ó válvulas de circulación.<sup>[5]</sup>

#### **2.4.2.2. Completación múltiple:**

Se utiliza cuando se quiere producir simultáneamente varias zonas petrolíferas (yacimientos) en un solo pozo, sin mezclar los fluidos. Generalmente reduce el número de pozos a perforar.

Ventajas:

- Pueden obtenerse altas tasas de producción y menores tiempos de retorno del capital invertido.
- Para separar zonas que poseen distintos índices de productividad, con el fin de evitar que las zonas de alta productividad inyecte petróleo en la zona de baja productividad.
- Para separar yacimientos con distintos mecanismos de producción, pues es indeseable producir yacimientos con empuje por agua con uno de empuje por gas.
- Pueden producirse varios yacimientos a la vez.
- Existe un mejor control del yacimiento, ya que se pueden probar las diferentes zonas con miras a futuros proyectos.

Desventajas:

- Inversión inicial alta para la tubería de producción, empacaduras y equipos de guaya fina.
- En zonas de corta vida productiva, se traduce en mayores inversiones.
- Dudas para llevar a cabo tratamientos de estimulación y conversión a levantamiento artificial con gas.
- En caso de trabajos de reacondicionamiento, el tiempo de taladro es elevado.
- Aumenta el peligro de pesca de equipos y tubería.

A continuación se describen los principales tipos de completaciones múltiples:

- Completación doble con una tubería de producción y una empacadura de producción: En este tipo de completación, la zona superior produce a través del espacio anular revestidor / tubería de producción, mientras que la zona inferior produce a través de la tubería de producción. Generalmente, se aplica donde la zona superior no requiera levantamiento artificial, no tenga problemas de arena, corrosión, etc.

Ventaja:

- Bajo Costo.

Desventajas:

- La zona superior no puede ser producida por la tubería de producción a menos que la zona inferior esté aislada.
  - El revestidor está sujeto a presión de la formación y a la corrosión de los fluidos.
  - La reparación de la zona superior requiere que se mate primero la zona inferior.
  - La producción de arena en la zona superior puede atascar la tubería de producción
  - La conversión a levantamiento artificial es difícil de implantar.
- Completación doble con una tubería de producción y dos empacaduras de producción: Mediante este diseño es posible producir cualquier zona a través de la tubería de producción. Esto se lleva a cabo a través de una herramienta de cruce (cross over chocke) que hace que la zona superior pueda ser producida por la tubería de producción y la zona inferior por el espacio anular (revestidor-tubería).

#### Ventajas:

- La herramienta de cruce permite que la zona superior sea producida por la tubería de producción.
- La herramienta de cruce permite realizar el levantamiento artificial por gas en la zona superior

#### Desventajas:

- El revestidor está sujeto a daño por altas presiones de la formación y por la corrosión de los fluidos
  - Se deben matar ambas zonas antes de realizar cualquier trabajo al pozo ó de reparar la zona superior.
  - No se pueden levantar por gas ambas zonas simultáneamente.<sup>[1]</sup>
- Completación triple con dos tuberías de producción y tres empacaduras de producción: Este tipo de completación utiliza dos tuberías de producción y tres empacaduras: una sencilla y dos duales hidráulicas. Cualquiera de las zonas puede ser adaptada para producir por levantamiento artificial por gas.

#### **2.4.2.3. Completaciones No Convencionales.**

Hoy en día con el avance tecnológico sostenido que lleva la Industria Petrolera, no es extraño ver como la tecnología sustituye a otra. Y en este caso la completación de pozos cuenta con una gran variedad de tecnología de punta y equipos sofisticados que mejoran los recobros en los pozos e incrementan la vida productiva del mismo. Estas pueden ser de cuatro tipos:

- a. Completaciones Monobore
- b. Completaciones Multilateral
- c. Completaciones Inteligentes
- d. Completaciones Concentricas

#### **2.4.2.3.1. Completaciones Monobore**

La completación monobore describe una terminación en el cual el diámetro interno de la sarta de completación es del mismo tamaño del tope del fondo. Pues la industria se mueve hacia la completación de pozos de gas con alta tasa, mucha de las cuales confían en la tubería de  $9\frac{5}{8}$ , porque las ventajas de las terminaciones corrientes del Monobore se logran más fácilmente y caen en dos categorías principales: la producción de pozos y las operaciones de reparación.

##### *Aplicaciones*

Entre los tipos de pozos y los ambientes de funcionamiento que se pueden beneficiar por los pozos Big Bore o Monobore se tiene:

- Yacimientos productivos
- Alta producción de tasas de flujo de los pozos
- Pozos de gas
- Operaciones en aguas profundas
- Localizaciones remotas
- Ambientes ásperos
- Horizontal/pozos de alcance extendido

### Ventajas

- La ventaja más obvia se asoció al tamaño creciente de la tubería, que es más grande para tener mayor capacidad de flujo en el pozo.
- Se reduce el número de pozos requeridos para drenar un yacimiento eficientemente.
- Para los proyectos costa afuera en detalles, esto puede significar una reducción en el número de plataformas requeridas.
- La reducción del número de pozos disminuyen los costos operacionales y del mantenimiento para el campo. Se aumenta la confiabilidad a largo plazo mientras que la terminación Monobore tienden a ser menos complejas que las terminaciones estándares y la eliminación de restricciones internas reduce areas de turbulencia del gas.
- Disminución de los costos de mantenimiento en el tope de la cara de la arena y fácil instalación.
- Temprano retorno de la inversión.
- Ahorro de tiempo de taladro de sus instalaciones.
- Mayor facilidad al momento de realizar una reparación de pozos y facilidad para remover la completación de ser necesario.

### Desventajas

- Las opciones de recompletación pudiesen estar limitadas para el tamaño del liner.
- Deben usarse cañones de diámetro pequeños.
- Solo pueden correrse sartas sencillas dentro del pozo.
- Las opciones alternativas de tapones corridos por guayas son mas costosas.
- Deben disponerse de suficientes datos para efectuar un análisis de flujo adecuado.

Casos en los cuales no es recomendable emplear una Completación Monobore

- Cuando se estime una alta actividad de rehabilitaciones de pozos, ya sea para las condiciones del yacimiento o por problemas que puedan generarse durante la completación, ya que se cuenta con una sola sarta de producción sin ningún equipo de aislamiento que permita el resguardo del pozo, solo una válvula de seguridad.
- Producción de carbonatos.
- Cuando se requiera de producción selectiva de intervalos discretos.
- Operaciones submarinas en áreas remotas.

#### **2.4.2.3.2. Completaciones Multilaterales**

Las Completaciones Multilaterales permiten producir varios yacimientos aislados a través de una misma boca de pozo. Dependiendo de las condiciones del yacimiento y de su consolidación.

Diseñar un sistema multilateral es manejar muchas variables como presión, temperatura, zonas de segregación y requerimientos de aislamiento, propiedades de las rocas en la configuración lateral del pozo y estabilidad, rehabilitación, opciones de reentrada, requerimientos de abandono y producción potencial de arena y agua. Para lograr mejores resultados, un equipo de completación compatible puede ser apropiadamente seleccionado. Aquí están las tres categorías principales de un diseño de pozos multilaterales, que son:

- Multilateral de hoyo abierto
- Pozo multilateral de limitado aislamiento acceso.
- Pozo multilateral completado.



Generalmente las empresas productoras de petróleo requieren de tres condiciones ideales de este tipo de tecnología:

- Conectividad del recinto principal con cada una de los ramales.
- Posibilidad de reentrar a los ramales en forma selectiva.
- Sello hidráulico entre el pozo madre y los ramales

#### Ventajas

- Generan grandes índices de productividad y aumenta el recobro final del yacimiento, por mayor área de exposición con este, debido a las múltiples zonas.
- Tienen la posibilidad de drenar relativamente estratos delgados.
- Disminuyen la conificación de agua y gas.
- Incrementada exposición a sistemas de fracturas naturales.
- Mejores eficiencias de trabajo.
- Incrementan la exposición del yacimiento para estrategias de producción o inyección, especialmente en aquellos crudos pesados/viscosos, agotados, naturalmente fracturados y compactados.
- Accesos a múltiples compartimientos o yacimientos lenticulares.
- Aumentan la conectividad entre el área y los compartimientos/capas aisladas del yacimiento y zonas fracturadas dentro de la formación.
- Su aplicación ofrece el potencial de reducir gastos importantes dentro de una estrategia de desarrollo de campo.
- La aplicación de tecnología multilateral ofrece la oportunidad de perforar nuevos pozos, ya que a partir de una misma boca de pozo se accede de dos o más brazos, a uno o más horizontes productivos.

- Al operar en un sitio con tecnología multilateral, los costos en permiso y planificación pueden reducirse aun más con respecto a operar en múltiples sitios con tecnología convencional.

#### Desventajas

- La intervención de los pozos es más complicada.
- Inexactitud en simulación de yacimientos y predicción en la productividad de los pozos.
- Incremento de los costos de perforación.
- Mayor esfuerzo de planificación con respecto a pozos convencionales.
- Implica más requerimiento para los equipos de levantamiento artificial.
- Aumento de los problemas para el control de los pozos cuando se crean laterales adicionales.
- Incremento de la posibilidad de derrumbes.
- Riesgo de falla de las juntas multilaterales.
- Aumento del riesgo de perder el brazo principal y lateral.
- Costo en reparaciones.

#### Consideraciones a tomar para reducir los riesgos en la aplicación de pozos multilaterales

- Enfoque del equipo multidisciplinario (perforación, yacimiento, producción entre otros)
- Tener conocimiento del modelo geológico.
- Analizar en yacimientos que están en producción (pozos verticales).
- Emplear la data disponible e integrarla.
- Desarrollar curvas de aprendizajes.
- Ubicación adecuada/optima de la junta.
- Perforar hoyos pilotos.

- Estimar el tope estructural con varios pozos.
- En simulación, un tamaño de celda menor da una mejor predicción.
- Entrenamiento en el área de MLT (multilaterales).

#### **2.4.2.3.3. Completaciones Inteligentes**

El termino completación inteligente es usado para abarcar el uso de productos y de tecnologías para la supervisión y el control de funcionamiento del yacimiento, sin tener que desplegar un parejo o equipo para alterar la configuración física del pozo.

También llamado IWS (Inteligents Wells Systems), es un sistema integral que permite gerenciar la producción de hidrocarburos, basándose en el control de proceso de planificación, ejecución e implementación perfectamente detallada.

##### Ventajas

- Entrega de la flexibilidad de la gerencia de producción.
- Los pozos inteligentes mejoran la direccionalidad hacia nuevos pozos.
- Más bajos costos en la infraestructura de superficie.
- Se puede tener flujo entremezclado.
- Reducción de trabajo de rehabilitación.
- Un mejor conocimiento conlleva a aumentar lo recuperable.
- Administración del agua.
- Aparejos recuperables en un solo viajes.
- Permite circular fluidos limpios de completación con el árbol instalado antes de asentar las empacaduras.
- El mandril de las empacaduras no se mueve durante el proceso de asentamiento.
- Hace posible utilizar válvulas de seguridad montadas en tuberías.

- Las empacaduras pueden ser probadas independientemente después de ser instaladas.
- Los reguladores de flujos (hidráulicos o eléctricos) permite la producción conjunta.
- Los sensores de presión, temperatura y tasa de producción mantienen un registro permanente en tiempo real de las condiciones de flujo de cada uno de los intervalos productores.

#### **2.4.2.3.4. Completaciones Concéntricas**

Las completaciones concéntricas tienen prácticamente la misma función de una completación dual, se producen dos arenas al mismo tiempo e incluso hasta se pueden producir tres arenas simultáneamente a través de una completación concéntrica triple. La ventaja que presenta este tipo de completación es que tiene una tubería acoplada dentro de otra de manera separada evitando commingle.

##### Beneficios de la aplicación de una Completación Concéntrica

- Una alternativa más barata sobre un trabajo convencional.
- Instalación de la vida del pozo.
- Ningún daño a la formación por fluidos muertos.
- Rápido desarrollo y recuperación.
- Soluciones flexibles (corridas, pruebas en acercamientos de instalaciones)
- Fácil ajuste de modificación.
- Reusable.

##### Propósitos de la Completación Concéntrica

- Provee la nueva geometría con una sola trayectoria de flujo.
- Proporciona una segunda trayectoria distinta del flujo.

- Se dobla la trayectoria de flujo equivalente a una terminación dual.
- Se restablece la integridad de la terminación.
- La superficie de realmacenaje es controlada por una válvula de seguridad cerrada dentro.

#### Desventaja de la Completación Concéntrica (Yacimientos de Gas)

- Se utilizan en arenas que sean superiores a las 6.000 lbs. de presión o más.
- Produce altas caídas de presión en la sarta de menor diámetro.
- Debe tener un tratamiento químico continuo, para evitar la corrosión.

### **2.5. Requerimientos de un Sistema de Completación**

Muchas condiciones de las industrias obligan a las operadoras a hacer énfasis en los requerimientos económicos de las Completaciones. Sin embargo, un Sistema de completación No- Optimo puede comprometer en el largo plazo los objetivos. Por ejemplo, si los objetivos de la operadora son los de maximizar, la recuperación de las reservas de un pozo o un campo, un diseño de completación mala o inapropiada, perjudicara los objetivos a medida que el reservorio drene en el corto plazo, es la eficiencia técnica de todo el sistema de completación, mirado lado a lado de los objetivos de la compañía, Estos son los que al final determinan la complejidad de la configuración del equipo usado. <sup>[7]</sup>

#### Aspectos a Considerar:

En la completación del pozo se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

a) Revestimiento del hoyo: Se refiere a la forma de proteger el hoyo con la tubería de revestimiento, de acuerdo con la profundidad y tipos de formaciones productoras.

b) Disposición del equipo de producción: Consiste en el diseño de los equipos de tubería de producción, empaaduras, nipples, etc., que conectados entre sí permiten la producción de zonas con hidrocarburos.

c) Números de zonas productoras: Se refiere a la cantidad de lentes productivos en posibilidad de ser abiertos a la producción lo cual depende de su potencial y profundidad.

## **2.6. Componentes de una Completación**

Los componentes primarios de una completación se pueden categorizar de la siguiente manera:

### **2.6.1. Tubería de Producción**

La parte más crítica de un programa de completación lo constituye la adecuada selección, diseño e instalación de las sartas de tubería. La tubería de producción tiene por función principal llevar al fluido desde la formación productora hasta el cabezal del pozo. Generalmente la tubería de producción tiene el diámetro adecuado para obtener la máxima eficiencia de flujo. También se consideran para la selección del diámetro, las condiciones futuras de los trabajos de reacondicionamientos.

### **2.6.2. Empaaduras de Producción**

La empaadura generalmente se considera la herramienta más importante del pozo en la tubería de producción. Los tipos de empaaduras de completación varían grandemente y están diseñadas para cubrir condiciones específicas del pozo o del reservorio (sencillas o en configuración agrupada, con sartas sencillas, duales o triples). Las Empaaduras de producción pueden tener varias funciones, Sin embargo,

su principal función es la proveer la forma de sellar el espacio tubular del espacio anular. Este sello debe proveer una barrera duradera compatible con los fluidos y gases de yacimiento al igual que los fluidos y gases de casing.<sup>[8]</sup>

Las empacaduras de producción son clasificadas en recuperables y permanentes, siendo una empacadura recuperable aquella que puede ser removida del pozo por manipulación de la tubería de producción o aquellas en la cual no está envuelta la destrucción de la misma, al contrario, una empacadura permanente debe ser destruida para removerla del pozo. Las empacaduras recuperables a su vez presentan la siguiente clasificación:

- De asentamiento mecánico: esta es ensamblada al tubing y asienta por tensión o compresión y desasienta por rotación. Estas se pueden clasificar en:
  - De compresión dobles.
  - De tensión sencillas.
  - De tensión y compresión.
  
- De asentamiento hidráulico: es ensamblada al tubing y se asienta por presión interna y se desasienta por tensión o rotación.

### **2.6.3. Anclador de Fondo**

Una función secundaria, pero siempre importante de la mayoría de las empacaduras, es la de servir de anclaje y soporte de la tubería. Empacaduras de copa y/o aislamiento no anclan o sostienen la tubería de producción.<sup>[8]</sup>

#### **2.6.4. Válvulas de Seguridad de Subsuelo**

Estas válvulas de control de flujo, operadas por fluido hidráulico o flujo del pozo se utilizan Costa-Afuera o en locaciones críticas (pozos próximos a poblados) y su función es la de proteger el ambiente, el yacimiento, las facilidades y el personal.<sup>[8]</sup>

#### **2.6.5. Gas Lift**

Mandriles de bolsillos laterales con válvulas ciegas se utilizan en completaciones de pozos de flujo natural donde los costos de workover son altos y el yacimiento requerirá de métodos de levantamiento artificial para su máximo drenaje.<sup>[8]</sup>

#### **2.6.6. Equipos de Control de Flujo**

Estos equipos expanden el valor de la completación ya que introducen flexibilidad. Niples, Camisas, Tapones, chokes, test tools, standing valves, Colgadores de Herramientas de registro, etc. se pueden utilizar.<sup>[8]</sup>

### **2.7. Operaciones de Pesca.**

Son todas a aquellas operaciones que consisten en retirar del hoyo cualquier equipo o herramienta que esté causando obstrucción del mismo, para lo cual se utilizan herramientas especiales llamadas pescantes.

#### **2.7.1 Pez.**

Es una herramienta o equipo que, inadvertidamente, se pierde en el hoyo, o una tubería dañada que deberá sacarse para continuar la producción. Todas las herramientas y tuberías metidas en el hoyo, deben medirse y calibrarse, anotar sus



dimensiones para estar seguro de la localización exacta del tope del pescado, por que de otra manera no podrá conocerse su posición y será difícil su pesca.

## **2.7.2. Aspectos a Tomar en Cuenta en las Operaciones de Pesca**

### **2.7.2.1. Análisis de la Situación**

Antes de introducir cualquier herramienta de pesca al pozo, se debe hacer una evaluación detallada de la situación. Para poder sistematizar esa evaluación se verifican cuando menos los elementos que se identifican a continuación:

### **2.7.2.2. Diámetro Interior del Revestimiento de Producción**

De acuerdo con éste se seleccionará el pescante del tamaño adecuado. También se debe conocer el diámetro permisible “drift”, el cual es el diámetro recomendado para seleccionar las herramientas, de tal manera que permita el paso libre de ellas.

### **2.7.2.3. Diámetro Exterior o Interior del Pescado**

Este se puede conocer solamente cuando se trata de tuberías y herramientas cuyas especificaciones vienen dadas en tablas. Con base en tales diámetros se seleccionarán los pescantes externos y/o internos más adecuados. En el caso de objetos como mandarrias, cuñas, llaves, etc., una impresión con un bloque de plomo o el estudio de un objeto similar puede ayudar a la selección del pescante.

### **2.7.2.4. Profundidad del Tope del Pescado**

Es de vital importancia conoce la profundidad del tope del pescado para así lograr evitar las siguientes situaciones:

- ✓ Evitar pérdidas de tiempo maniobrando inútilmente arriba del pescado.
- ✓ Evitar golpear bruscamente el tope del mismo, lo cual puede ocasionar daños tanto al pescado como al pescante.
- ✓ Esta profundidad se verifica metiendo un bloque de impresión o un calibrador y midiendo con exactitud la longitud del cable o tubería hasta el pescado.

#### **2.7.2.5. Forma del Tope del Pescado**

Es importante conocer de la manera más certera posible la forma y posición del tope del pescado para así seleccionar el tipo y diámetro del pescante adecuado. La manera más práctica de conocer estas características es por medio de una impresión con camarita de plomo.

El bloque de impresión es una pieza de plomo de fondo plano y circular, completamente lisa, con acoplamiento para tubería de perforación o producción y con un hueco de circulación. También puede correrse con guaya. Con el bloque de Impresión también es posible detectar reducciones y roturas en el revestimiento, y para tomar la impresión es necesario tocar una sola vez el tope del pescado u obstrucción.

#### **2.7.3. Tipos y Usos de Herramientas.**

En los trabajos de rehabilitación de pozos, las herramientas se pueden clasificar en cinco tipos según su uso:

- Herramientas de enganchar o recuperar.
- Herramientas para lavar.
- Herramientas para cortar.
- Herramientas para fresar.

➤ Otras.

### **2.7.3.1. Herramientas para Enganchar o Recuperar.**

Estas herramientas están diseñadas para enganchar el pescado ya sea de forma externa o internamente

#### **2.7.3.1.1. Herramientas de Pesca Interna.**

Son aquellas herramientas que se utilizan para recuperar el pescado a través de su diámetro interno. Esto se logra introduciendo una carnada dentro del diámetro interno del pez para después aplicarle una pequeña rotación logrando así que la herramienta se adhiera al pez para después pensionarla. Así mismo, como este debe tener un diámetro más pequeño para trabajar el pescado dentro, no son tan fuertes y seguras como las herramientas de enganche externo.

Entre estas herramientas se encuentran: el pescante tipo arpón (spear), y el rabo e rata (taper tap) y cualquier otra herramienta de pesca que pueda ser diseñada para adaptarse a situaciones específicas.

➤ Pescante Integral Tipo Spear:

El pescante integral tipo spear es un equipo conformado por: bull nose, vástago, spear grapple y tuerca de seguridad. Se utiliza para efectuar pescas internas de tuberías, empaaduras y demás objetos tubulares, que por su localización dentro del hoyo, pueden ser tomados por su parte interna. Sus características y diversidad de diámetros (desde 1,05” hasta 20”) lo convierten junto al overshoot en las herramientas de mayor frecuencia de uso dentro de las operaciones de pesca. La sarta de pesca se podría complementar con el uso de stop sub, martillo mecánico (opcional), martillo

hidráulico (para impactar la sarta cuando el pez se atasca), acelerador (para incrementar el impacto del martillo hidráulico sobre la sarta), barras y tubería de trabajo.

➤ Taper Tap:

La herramienta rabo de rata tiene la finalidad de conectar el pescado internamente con rotación hasta encastrar el pescado y recuperarlo.- Posee una forma cónica en donde la rosca trapezoidal carbonizada con tungsteno le da una alta dureza y excelente resistencia y la parte ensanchada varía según el diámetro externo se utiliza cuando las alternativas de pesca externamente se agotan y cuando el diámetro interno está definido si o no. Generalmente se recomienda bajarlo con una junta de seguridad y la trilogía éxito bumper sub, martillo acelerador ya que casi siempre cuando agarra se encastra y no suelta. Es por eso que se dice que es la última alternativa de pesca.

#### **2.7.3.1.2. Herramientas de Pesca Externa**

Son aquellas que se utilizan para recuperar un pescado a través de su diámetro externo. Una vez que se halla determinado que la parte superior del pez es bastante lisa, la primera herramienta que probablemente se utilice en el intento de recuperar el pez es el pescante externo. La mayor parte de esos pescantes consta de tres partes externas: el sustituto superior, el recipiente y la guía. El sustituto provee la conexión con la parte inferior de la sarta de pesca, el recipiente puede ser dotado por diferentes tipos de equipos para agarra el pez, la guía sencillamente ayuda a centrar el pez por debajo de la herramienta. Hay cierto número de guías diferentes disponibles y su escogencia depende del tipo de pez y las condiciones de este dentro del hoyo.

➤ Short Catch:

Es un pescante que se utiliza cuando la zona de pesca es de poca longitud. El pescante se compone de top sub. O sustituto superior, el tazón, cuña de canasta y control de cuñas de canasta. Esta herramienta está diseñada de tal manera que las cuñas quedan en el extremo inferior quedando eliminada la guía.

➤ Over Shot:

El pescante integral tipo overshot es un equipo que se utiliza para efectuar pescas de tuberías, mandriles y demás objetos tubulares, que por su localización dentro del hoyo, pueden ser tomados por su parte externa. Sus características y diversidad de diámetros (desde 3-3/4" hasta 9-5/8") lo convierten en una de las herramientas de mayor frecuencia de uso dentro de las operaciones de pesca.

La sarta de pesca se pudiera complementar con el uso de una junta de seguridad y martillo mecánico (opcionalmente), martillo hidráulico (para impactar la sarta cuando el pez se atasca), acelerador (para incrementar el impacto del martillo sobre la sarta), barras y tubería de trabajo.

➤ Pescante Tipo Tarraja o Die Collar:

Se utiliza para conectar el pescado externamente con rotación hasta encastrar el pescado y recuperarlo. Tiene las mismas características de resistencia que el rabo de rata.

➤ Pin tap:

Tiene las mismas características del rabo de rata, pero se utiliza para recuperar wash pipe con zapata que se han quedado en el hoyo cuando se ha estado limpiando tubería por fuera que se han quedado por torque o lavado de la rosca. El pin tap por su condición de diámetro interno grande permite bajar externamente a través del tubo limpiando y llegar al wash pipe, encastrarlo con rotación, torque y recuperarlo.

En la figura N° 2.4 puede verse los pescantes antes explicados

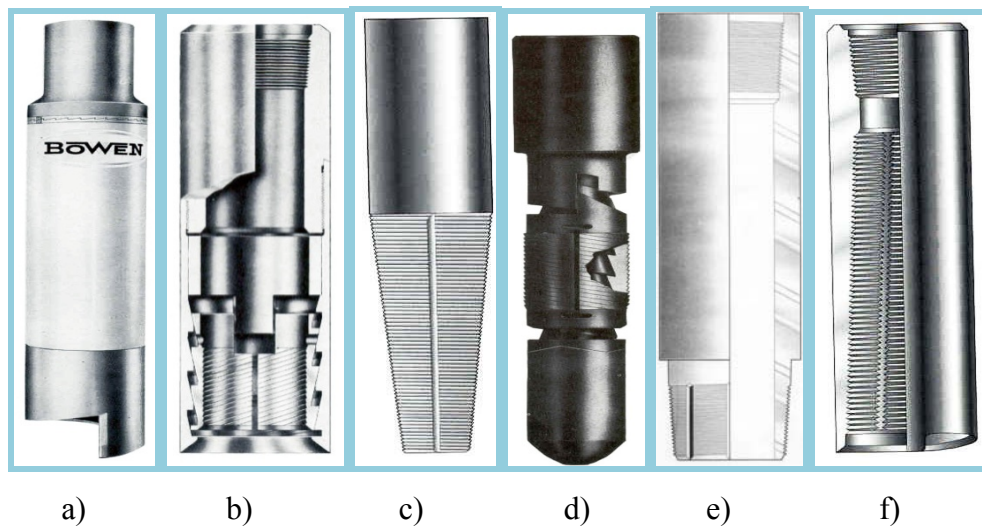


Fig. N° 2.4.: Herramientas de Pesca Externa

a) Over Shot, b) Short Catch, c) Taper Tap, d) Spear, e) Pin Tap, f) Die Collar <sup>[8]</sup>

### 2.7.3.2. Herramientas de Limpieza y Fresado.

Muchas veces no es suficiente no solamente enganchar el pescado, sino que es necesario lavar el pescado con el fin de liberarlo. Se usa la tubería de lavado y una zapata rotatoria para lavar el pescado y remover cualquier elemento de obstrucción que pueda ser la causa del atascamiento. El diámetro externo del equipo debe ser suficientemente pequeño para que pueda ser introducido en el hoyo. La tubería de

lavado es muy delgada, y normalmente su longitud deberá limitarse a unos cuantos centenares de pies. La zapata rotatoria se coloca en el extremo de la tubería de lavado para perforar cualquier material que se encuentre alrededor del pescado. La operación de lavado es generalmente el último recurso para recuperar el equipo

➤ Zapatas Lavadoras:

Es un tipo de herramienta que se utiliza para lavar interna y/o externamente alrededor de un pescado, con la finalidad de facilitar operaciones posteriores de pesca. Las zapatas van colocadas en la punta de la tubería y se fabrican de acero de alta calidad, con superficies cortantes de carburo de tungsteno y de diferentes tamaños. Como regla general, se emplean zapatas dentadas para romper formaciones en tanto que las de fondo plano se emplean para cortar metales, tales como obturadores, secciones de tubería, etc.

➤ Tubos Lavadores (wash pipes):

Los tubos lavadores o wash pipe son herramienta que se utilizan como conductores de herramientas de milar (zapatas) en la limpieza de residuos presentes dentro del casing u hoyo desnudo, o grandes secciones de hasta 300 pies (por normas de seguridad) de atascamientos por empaques de grava, derrumbes de formaciones u otras obstrucciones formadas sobre liners, barras, tuberías de trabajo u otras herramientas; logrando la limpieza y por ende poder llegar hasta el tope del pez y agarrarlo, de igual forma se utilizan como conductores o complemento de otras operaciones de corte y pesca, (como extensiones de cortadores externos y de overshot) , o como parte integral de un back-off conector. La sarta se complementa con zapatas fresadoras (para limpieza), martillo hidráulico (para impactar la sarta cuando se atasca), barras y tubería de trabajo.

➤ Junk Mill:

El Junk Mill es una herramienta diseñada para la demolición de materiales ubicados en el fondo del pozo, así como restos de empaaduras, colgadores y cualquier otro material que obstruya el pozo e interfiera con la perforación o completación del mismo. Estas fresas se diseñan y fabrican de acuerdo a los requerimientos en cuanto a diámetro y peso del casing a trabajar. La sarta se complementa con martillo hidráulico (para impactar la sarta cuando se atasca), barras y tubería de trabajo.

➤ Taper Mill:

El taper mill es una herramienta diseñada para la limpieza y rectificación de diámetros internos de casing y limpieza en general de residuos presentes en las paredes internas del casing. Estas fresas se diseñan y fabrican de acuerdo a los requerimientos en cuanto a diámetro y peso del casing a trabajar. La sarta se complementa con martillo hidráulico (para impactar la sarta cuando se atasca), barras y tubería de trabajo.

➤ Zapata Fresadora:

La zapata fresadora es una herramienta que se utiliza para el corte lateral o desbaste de las cuñas de empaaduras permanentes, empaaduras duales, tapones también son utilizadas (acompañada de tubos wash pipe); en la limpieza externa de liners o de tuberías atascadas dentro del casing u hoyo desnudo. En acondicionamientos de topes de pez bajadas con pescantes externos (overshot) en el corte y desbaste de residuos presentes en las paredes internas del casing. Estas zapatas se diseñan y fabrican de acuerdo a los requerimientos del trabajo a realizar; cambiando la forma de su corona y pueden ser: zapatas de corona plana, dentada,



montaña; y sus medidas, en cuanto a diámetro externo, es relativo al tamaño y peso del casing a trabajar. La sarta se complementa con tubos wash pipe, el uso de martillo hidráulico (para impactar la sarta cuando se atasca), barras y tubería de trabajo. <sup>[11]</sup> y demás equipos atascados fortuitamente o instalados de forma permanente dentro del casing u hoyo.

➤ Watermelon Mill & Round Nose Mill:

El watermelon mill y el junk mill tipo round nose mill, son herramientas diseñadas para la limpieza y rectificación de diámetros internos de casing, la configuración de esta sarta facilita el acceso y estabilidad dentro de revestidores de pozos direccionales. Estas herramientas se diseñan y fabrican de acuerdo a los requerimientos en cuanto a diámetro y peso del casing a trabajar. La sarta se complementa con el uso de martillo hidráulico (para impactar la sarta cuando se atasca), barras y tubería de trabajo.

Las herramientas de fresado explicadas pueden verse en la figura N° 2.5

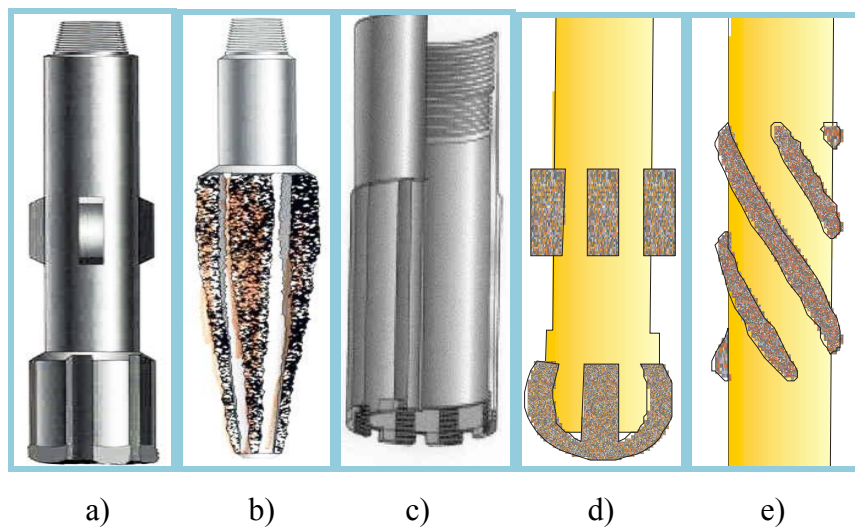


Fig. N° 2.5.: Herramientas de Limpieza y Fresado.

a) Junk Mill, b) Taper Mill, c) Zapata Fresadora, d) Round Nose Mill, e)  
Watermelon Mill <sup>[8]</sup>

### **2.7.3.3. Herramientas para Cortar.**

Estos tipos de herramientas se introducen generalmente con la tubería e lavado, lo que permite lavar una extensión considerable del pescado antes el corte. Las herramientas actualmente disponibles pueden ser introducidas con la tubería de lavado y hacer el corte inmediatamente después de lavar. Esto evita tener que hacer un viaje completo para cambiar el conjunto de corte y luego meter el pescado externo. Estas herramientas se utilizan para cortar todo tipo de tuberías, tales como: casing, liners, tubing, y ensamblaje de perforación o reparación. Se clasifican de acuerdo al tipo de pesca: corte interno y corte externo.

#### **2.7.3.3.1. Herramientas de Corte Interno**

Se distinguen tres tipos de herramientas de corte interno: mecánicas, hidráulicas y químicas.

##### ➤ Herramientas Mecánicas de Corte Interno:

Existen diferentes variedades según el fabricante, pero en general se utilizan para realizar cortes internos. Una vez que se han alcanzado la profundidad de corte, la herramienta se opera girando a la derecha para que el cono de cuña impulse las cuchillas hacia arriba y afuera, de esta forma se adhieren a las tuberías. Estas cuchillas realizan el corte mediante la aplicación de peso y rotación hacia la derecha. Para liberarlas se levanta la sarta y al contraerse volverán las cuchillas a su posición original. <sup>[7]</sup>

➤ Herramientas Hidráulica de Corte Interno:

El cortador interno hidráulico es una herramienta que se emplea para la mayoría de las operaciones de corte simple de tubería de revestimiento a profundidades de precisión. El cortador está ubicado con cuchillas ubicadas hidráulicamente para cortes suaves y eficientes, y un indicador integral el cual indica cuando el corte se ha completado.

El cortador se conecta a la sarta y se baja a la profundidad de corte. Con la herramienta en posición, la mesa rotatoria se gira a la velocidad de corte sugerida para establecer una figura de torsión libre. La rotación continúa y se inicia la circulación a través de la herramienta. La circulación se aumenta en forma gradual hasta que las uñas del estabilizador sujetan en la tubería de revestimiento.

Los pistones de la herramienta están diseñados para permitir que las uñas se instalen antes que las cuchillas hagan contacto con la pared de la tubería de revestimiento. La circulación aumenta a una velocidad que producirá una caída de presión de 150 a 250 psi a través de la boquilla del cortador. Se continúa rotando hasta que una reducción de torsión y una caída de presión indican que se ha efectuado un corte exitoso. La sarta de corte se remueve del agujero y enseguida se recupera la tubería de revestimiento con un pescante tipo arpón (spear).

➤ Herramienta Química de Corte Interno:

Este cortador de tubería utiliza una descarga de ácido muy fuerte para hacer un corte suave sin reborde ni distorsión del metal. La acción del corte es estrechamente controlada; por lo tanto, una sarta de tubería de producción exterior o de revestimiento no se dañara cuando se corta una sarta interior.

### **2.7.3.3.2. Herramientas de Corte Externo**

Se utiliza para realizar un corte externo a cualquier tubería en el pozo. Para operar esta herramienta es necesario primero localizar la profundidad de juntas por debajo de las cuales se realizara el corte mediante un movimiento de rotación. Existen una gran variedad de cortadores cuya forma y funcionamiento de operación es particular al diseño y aplicación.

### **2.7.3.4. Otras Herramientas:**

- Bloque de impresión (camarita):

Es una herramienta conformada por una masa de plomo rectificadas en su cara inferior, y que al ser impactado contra el tope del pez, permite identificar y calibrar el mismo; dando una impresión del tope del orni (objeto raro no identificado).

- Arpón de guaya:

Diseñado especialmente para pescar cuerdas o cables perdidos en el pozo. Las cuerdas, cables, alambres o guayas, que caen de la superficie se acumulan en el fondo enrollándose en forma de bola. El arpón de guaya se utiliza para penetrar, enganchar y recuperar en tales condiciones.

- Cestas de desperdicios:

Son herramientas que se utilizan para atrapar y retener los cortes demasiados pesados que no pueden ser sacados con circulación fuera del pozo. La Figura N° 2.6 muestra las herramientas antes mencionadas.

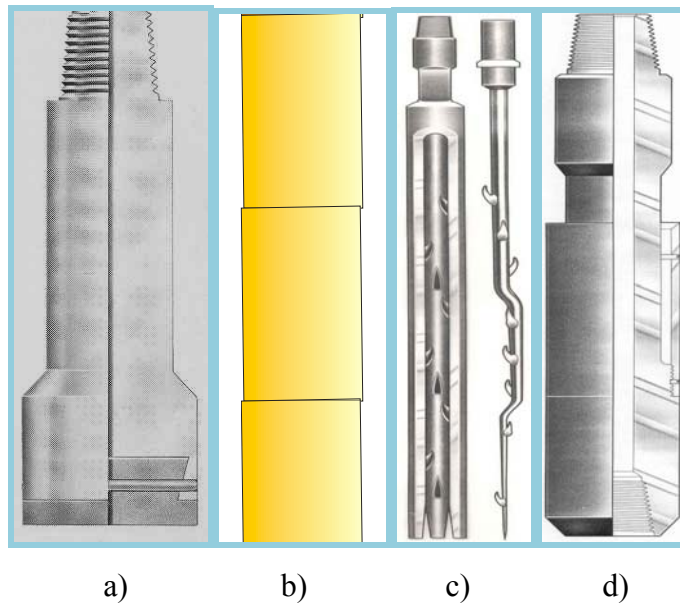


Fig. N° 2.6.: Otras Herramientas.

a) Bloque de impresión, b) Tubos Lavadores, c) Arpón de Guaya, d) Cestas de Desperdicios<sup>[8]</sup>

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1. Tipo de Investigación**

De acuerdo a la metodología del proyecto y las características del tema a estudiar, su tipología está centrada en una investigación del tipo Documental – De Campo. Es una investigación documental ya que se ha fundamentado en la revisión de toda la información concerniente a trabajos de completación realizados previamente y registrados en los reportes operacionales. Además, se trata de una investigación que abre camino para la realización de otros estudios. En este sentido, Sampieri en su libro “Metodología de la Investigación” (1999), expresa: *“La investigación documental representa el punto de partida de cualquier otro tipo de investigación, pues permite un conocimiento previo relacionado con el tema objeto de estudio”*.

De la misma manera, este estudio también puede ubicarse dentro de una investigación de campo, en vista de que se trata del análisis de un problema real, cuyo propósito es interpretarlo y entender su naturaleza, sus factores constituyentes.

#### **3.2. Diseño de la Investigación**

Según Cerda (1991) se define como “el conjunto de decisiones, pasos, esquemas y actividades a realizar en el curso de la investigación”

El diseño de la investigación está definido como el plan o estrategia que adopta el investigador para responder a las preguntas de investigación según Christensen (1980:89)

El diseño de la investigación fue del tipo no experimental, donde se observaron los hechos de estudio, como ocurren en un tiempo determinado para después ser analizarlos.

### **3.3. Población y Muestra**

#### **3.3.1. Población**

La población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan: a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) a las cuales se refiere la investigación. Para el caso de esta investigación la unidad de estudio está representada por los pozos.

Hurtado (2000) se refirió a la población de la siguiente manera: "La población de una investigación está constituida por el conjunto de seres en los cuales se va a estudiar la variable o evento, y que además comparten, como características comunes, los criterios de inclusión." Entendiendo como criterios de inclusión las características compartidas por los integrantes de una población.

En el siguiente trabajo de investigación la población tomada en cuenta corresponde a todos los pozos completados en el Área Mayor de Anaco (AMA) pertenecientes al Distrito Gas Anaco, en cuya extensión se encuentran localizados pozos donde se han llevado a cabo operaciones de completación original durante el período 2008 – 2010, dentro del cual se cuenta con veintisiete (27) pozos en total.

#### **3.3.2. Muestra**

La muestra para realizar el estudio es un subconjunto de la población de interés, en este caso comprende aquellos pozos del Área Mayor de Anaco (AMA) cuyos

tiempo de operación real estuvieron por encima del tiempo de operación estimado. En tal caso se puede hablar de la selección de diez (10) pozos. El contar con mayor cantidad de información clasificada facilita el estudio de las variables involucradas y permite obtener resultados más certeros, más próximos a la realidad, lo que a su vez hace que la realización de este proyecto sea posible y se pueda cumplir con los objetivos planteados. Esta muestra puede clasificarse como no probabilística, en vista de que su selección no es aleatoria, no depende de la probabilidad, sino del proceso de toma de decisiones por parte del investigador.

Tabla N° 3.1.: Número de muestra de pozos utilizados para el estudio.

N°	Campo	Pozo	T. Estimado (Días)	T. Real (Días)
1	San Joaquín	JM-260	18	41,25
2	Santa Rosa	RG-273	29	35,08
3		RG-275	18	96,33
4		RG-276	26	45
5		RG-277	25	27,84
6		RG-280	30	61,44
7	El Roble	RPN-75	25	42
8		RPN-77	22	26
9	Santa Ana	AM-113	28	59,25
10		AM-114	24	34,63

### 3.4. Procedimiento Metodológico

#### 3.4.1. Revisión Bibliográfica.

Se realizó una búsqueda de información referente al tema a investigar, con el fin de reforzar y ampliar los conceptos y conocimientos que conllevarán al logro de los objetivos planteados. Para ello se utilizaron diferentes bibliografías; tales como: libros de textos, investigaciones, páginas de internet, papers y/o artículos de revistas



que se ajusten al tema o que ayuden al desarrollo de la investigación. Además de contar con el apoyo de expertos y estudiosos en la materia.

#### **3.4.2. Establecimiento de una base de datos sobre los diseños de las completaciones originales utilizados en los pozos del Área Mayor de Anaco durante el periodo 2008 – 2010.**

En esta etapa se realizó una revisión minuciosa de los sumarios y carpetas de todos los pozos completados en el Área Mayor de Anaco durante el periodo 2008 – 2010, con el objeto de describir los diferentes diseños de completaciones originales que se implementaron en dicha área. De igual forma en el desarrollo de esta etapa se detallaron los distintos equipos que operan en dichas completaciones.

#### **3.4.3. Análisis de los tiempos de operación empleados durante la completación de los pozos del Área.**

En esta etapa se procedió a identificar las causas que incrementaron los tiempos de ejecución de los trabajos de completación, así como también se determinó las causas inmediatas, las raíces de los problemas hallados y los porcentajes de ocurrencia de los mismos.

#### **3.4.4. Análisis técnico de la tasa de producción relacionada con las completaciones originales de los pozos AMA.**

Debido a la diferencia existente entre las tasas estimadas y las reales, se simuló mediante el simulador Pipesim 2003 la producción de los pozos en estudio, mediante esto, se pudo determinar los parámetros que afectan los volúmenes de producción estimados. Se tomó como tasa real el volumen que muestra la carta de aceptación del

pozo; es decir la aceptada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET).

Básicamente la variable que se sensibilizó para el análisis del cotejo fue el daño; previo a estas sensibilidades se validaron ciertos parámetros como: presión estática del yacimiento, permeabilidad efectiva, temperatura, espesor del yacimiento, diámetro del hoyo etc., para hacerlos ajustes necesarios y hacer el cotejo. Los pozos que fueron simulados corresponden aquellos cuya tasa estimada estuvo mayor al 5% de diferencia respecto a la verdadera del pozo. Este objetivo se llevo a cabo para visualizar si la volumetría de los pozos fue afectada por los problemas operacionales ocurridos en los mismos las ecuaciones con las cuales se simulo fueron: para el cálculo de la curva IPR se utilizó la ecuación de estado Pseudo Estático de Darcy, seleccionando básico de IPR para flujo de gas usando el método de pseudo presiones.

$$q = \frac{0,00708 * K * h * (P_y - P_{wf})}{\mu * B_o(\ln(x) - 0,75 + S + a_q)} \quad (\text{Ec.3.1.})$$

Donde:

Tabla N° 3.2.: Unidades bajo las cuales pueden ser usadas la ecuación.

Variable		Unidad
Permeabilidad	K	Md
espesor	h	Pies
Presión de yacimiento	P <sub>y</sub>	Lpc
Presión de fondo	P <sub>wf</sub>	Lpc
Viscosidad	μ	Cps
Factor Volumétrico del petróleo	B <sub>o</sub>	BN/BY
Factor de fondo	Ln(x)	Adm
Daño	S	Adm
Turbulencia	A <sub>q</sub>	Adm

Para flujo vertical la correlación de Gray modificada la cual generalmente es usada para perdidas de presión y entrapamiento de líquido. Esta correlación fue desarrollada por H.E. Gray de la compañía Shell Oil para flujo vertical en sistemas de gas y condensado donde predomina la fase gaseosa. El flujo es tratado como una sola fase y la condensación de agua y gas se asume que se adhiere a las paredes de la tubería.

Para flujo horizontal la correlación de Dukler, AGA y Flanigan; fue desarrollada para flujo de dos gases (gas-condensado). Considerando los 5 regímenes de flujo del Mapa Dukler: llanura estratificada, ondas estratificadas, intermitente, líquido disperso en el anular y burbuja dispersa. La Ecuación de Dukler es usada para calcular la pérdida de presión considerando la fricción y el entrapamiento de líquido, y la Ecuación de Flanigan es usada para calcular la pérdida de presión por elevación.

$$\Delta P_{total} = \Delta P / \Delta L_{Fricción} * L + \Delta P / \Delta L_{Elevación} * LH \quad (Ec.3.2.)$$

$$\Delta P / \Delta L_{Fricción} = \frac{1,322 * 10^{-5} * Ftp * W_{total}^2}{B * h * D^5} \quad (Ec.3.3.)$$

$$\Delta P / \Delta L_{Elevación} = 6,95 * 10^{-3} * pm * sen\theta \quad (Ec.3.4.)$$

Donde:

Tabla N° 3.3.: Unidades bajo las cuales pueden ser usadas las ecuaciones.

Variable		Unidad
Longitud real de tubería	L	Pies
Diferencia de altura en pies	LH	Pies
Tasa de flujo de masa total	Wtotal	Lb/h
Diámetro interno de la tubería	D	Pulg.
Factor de fricción de flujo bifásico	Ftp	Adm
Densidad de la mezcla homogénea	$\rho_h$	Lbs/pie <sup>3</sup>
Factor de corrección de densidad	B	Adm
Densidad de la mezcla	$\rho_m$	Lbs/pie <sup>3</sup>
Angulo de inclinación	$\theta$	

#### **3.4.5. Análisis económico sobre la influencia de los problemas operacionales ocurridos durante la completación original de los pozos del Área Mayor de Anaco durante el periodo 2008 - 2010.**

En esta etapa de la investigación se analizó el impacto de los problemas operacionales sobre los costos en la ejecución de los trabajos de completación de los pozos en estudio. Se cuantificaron los tiempos improductivos y se determinaron en cuanto tiempo se hubiese realizado la completación sin los tiempos improductivos, y luego se comparó con los tiempos estimados y de esta manera se realizaron ajustes en la planificación de tiempos de los pozos.

#### **3.4.6. Análisis de resultados, conclusiones y recomendaciones.**

En esta etapa se presenta toda la información generada a partir del empleo de la metodología integral para la selección de completación en el Área Mayor de Anaco

(AMA), brevemente a esto emitir conclusiones inherentes a los resultados alcanzados, así como también emitir las recomendaciones pertinentes.

### **3.5. Herramientas Utilizadas**

#### **3.5.1. Carpetas de Pozos.**

Esta herramienta fue empleada para la recolección de datos de los pozos en estudios. Se utilizó para buscar una serie de información, específicamente trabajos de perforación, completación y producción. Estas carpetas se encuentran ubicadas en el archivo interno de PDVSA Gas-Anaco.

En las carpetas de pozo, se recopiló información la cual consistió en: sumario de los pozos, carta de aceptación, análisis nodal, diagrama mecánico.

#### **3.5.2. DIMS (Drilling Information Management System).**

Éste es un sistema de información computacional donde se almacena y maneja la data generada durante los procesos de perforación, de construcción y rehabilitación de pozos, para apoyar la planificación, ejecución y seguimiento de las actividades en un pozo; facilitando el control de la gestión y la toma de decisiones. Para recopilar la información de las completación originales de los pozos, se utilizó la herramienta DIMS. En la Figura 3.1 se muestra la Vista principal del programa Dims.



Fig. N° 3.1.: Vista principal del programa DIMS.

### 3.5.3. PIPESIM

Simulador desarrollado por la empresa Schlumberger y es utilizado para la optimización de sistemas de producción tanto para pozos verticales como horizontales. Es una solución de análisis de producción que permite realizar simulaciones de flujo multifásico para sistemas de gas, petróleo y agua. Puede modelar sistemas de pozos, líneas de producción, equipos y redes complejas, ayudando a la toma de decisiones y a la identificación de problemas de ingeniería. También cuenta con un conjunto de herramientas para diseño y/o optimización de sistemas de levantamiento artificial.

#### 3.5.3.1. Funciones que cumple el simulador numérico PIPESIM:

Las principales funciones son:

- ✓ Efectuar un análisis nodal integral en cualquier punto de su sistema hidráulico utilizando múltiples parámetros de sensibilidad.
- ✓ Diseñar pozos nuevos y analizar los pozos verticales, horizontales y multilaterales existentes.

- ✓ Conectarse a OFM para identificar los candidatos de un campo para estudios adicionales o tratamientos con fines de remediación.
- ✓ Generar tablas VFP como datos de entrada para los modelos de sistemas de simulación de yacimientos ECLIPSE.

### 3.5.3.2. Ingreso de los Datos al Simulador.

Inicialmente debe definirse el tipo de fluido en estudio (figura N° 3.2.), para efectos del desarrollo de este trabajo se usó el modelo Black Oil, debido a que se tenían datos de pruebas de presión para la caracterización y descripción de las propiedades de la mezcla de hidrocarburos. En el cual los parámetros de entrada son:

- ✓ Corte de agua [%].
- ✓ Relación gas petróleo [PCN/BN].
- ✓ Gravedad específica del gas.
- ✓ Gravedad específica del agua.
- ✓ Gravedad API.
- ✓ Temperatura de fondo [°F]
- ✓ Temperatura de superficie [°F].

Fig. N° 3.2.: Ventana de Entrada de Información de los Fluidos del Pozo.

Posteriormente debe diseñarse el modelo de simulación el cual se encuentra dividido de la siguiente manera: Yacimiento, tubería de producción, reductor y línea de flujo

### **3.5.3.3. Yacimiento.**

En esta ventana (Figura 3.3) se incluyen los datos relacionados con las condiciones del yacimiento y la relación del comportamiento de afluencia (IPR). Los parámetros considerados son:

- ✓ Presión estática de yacimiento [lpca].
- ✓ Temperatura de yacimiento [°F].
- ✓ Permeabilidad horizontal ( $K_x$ ,  $K_y$ ) y permeabilidad vertical ( $K_z$ ) [md].
- ✓ Espesor [pies].
- ✓ Radio externo del pozo [pies].
- ✓ Radio del pozo [pulgadas].
- ✓ Daño.
- ✓ Longitud efectiva de drenaje [pies].
- ✓ Factor Z.
- ✓ Viscosidad [Cps].

En esta ventana también se debe suministrar la información del Modelo de Flujo, este será definido de acuerdo a la aplicabilidad del caso en estudio:

- ✓ PSS Gas (Babu & Odeh).
- ✓ PSS Oil (Babu & Odeh).
- ✓ SS Gas (Joshi).
- ✓ SS Oil (Joshi).
- ✓ Distributed PI.



The screenshot shows a software window titled 'Terminación Horizontal - POZO MVR-137 YAC. ZM. 310'. The 'General' tab is active, displaying various input fields for well and reservoir data. The fields are organized into several sections:

- Datos de Yacimiento:**
  - Presión Estática: 991.3123 psia
  - Temperatura: 260 F
- Modelo de Terminación:**
  - Radio buttons for 'IP Distribuido (Conductividad Finita)' (selected) and 'IP Puntual (Conductividad Infinita)'.
  - Tipo de Modelo: PSS Gas (Babu & Odeh)
- Tamaño del Yacimiento:**
  - Xdim: 2559.0551 ft
  - Ydim: 2099.7375 ft
  - Espesor: 42 ft
- Posición del Pozo:**
  - Xpozo: 1279.5276 ft
  - Ypozo: 1049.8688 ft
  - Zpozo: 21 ft
- Propiedades del Yacimiento:**
  - Kx: 114.12 md
  - Ky: 114.12 md
  - Kz: 11.412 md
- Propiedades del Pozo:**
  - Agujero del pozo: (dropdown menu)
  - Longitud: 2500.2528 ft
  - Rw: 2.25 inches
  - Daño: 4.95 (with 'Opciones...' button)
  - Calcular Daño

At the bottom of the window are three buttons: 'Aceptar', 'Cancelar', and 'Ayuda'.

Fig. N° 3.3.: Ventana de Entrada de Información de Yacimiento.

#### 3.5.3.4. Tubería de Producción.

Mediante esta herramienta se puede modelar el flujo vertical y horizontal de pozos productores. La tubería puede ser definida como un modelo simple o detallado, el modelo definido en el trabajo fue el modelo detallado, el cual requiere la siguiente información:

- ✓ Perfil de desviación.
- ✓ Perfil geotérmico.
- ✓ Configuración de la tubería.

En la Figuras 3.4, 3.5 y 3.6 se puede apreciar la ventana de entrada de la información requerida mencionada anteriormente de la tubería de producción.

Propiedades | General |

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo |

	MD	TVD	Angulo
0	0	0	0.3436553
1	0	0	1.649169
2	555.2	555.19	1.92254
3	1013.9	1013.7	0.8339395
4	2079.8	2079	0
5	3023.9	3023	5.456646
6	4064.9	4064	6.670579
7	5013.8	5008.6	8.500248
8	6046.3	6029.3	5.603517
9	7084.1	7055.7	1.036503
10	8025.8	7992.9	3.91
11	9064.8	9031.7	5.53
12	9156.5	9123.1	7.14
13	9257.4	9223.4	10.36
14	9349.4	9314.3	13.93
15	9443.4	9406.2	17.48
16	9537.9	9497.1	20.95
17	9633.4	9587.3	

NOTA: Introducir el dato de referencia en la primera fila

Parámetros Dependientes:  
 TVD  
 MD  
 Angulo

[Calcular]

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Fig. N° 3.4.: Ventana Perfil de Desviación de la Tubería de Producción.

Propiedades | General |

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo |

Introduce TVDs  Introduce MDs

	MD	Temperatura Ambiente	Valor U
0	0	90	1.4429
2	11990	260	1.4429
3			2
4			2
5			2
6			2
7			2
8			2
9			2
10			2
11			2
12			2
13			2
14			2
15			2

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Fig. N° 3.5.: Ventana del Perfil Geotérmico de la Tubería de Producción.

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestimiento	Tipo de Flujo	Etiqueta
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	11990	2.441	0.217	0.001		Tubing	pipe#1_Tubi
2			0.5	0.001		Tubing	
3			0.5	0.001		Tubing	
4			0.5	0.001		Tubing	
5			0.5	0.001		Tubing	
6			0.5	0.001		Tubing	
7			0.5	0.001		Tubing	
8			0.5	0.001		Tubing	
9			0.5	0.001		Tubing	
10			0.5	0.001		Tubing	
11			0.5	0.001		Tubing	
12			0.5	0.001		Tubing	

Fig. N° 3.6.: Ventana de Entrada Para la Configuración de la Tubería de Producción.

### 3.5.3.5. Reductor.

En esta ventana se define el diámetro del reductor (Figura 3.8) que es empleado en el pozo. Definiendo consigo el tipo de correlación de flujo sub-crítico y crítico.

Correlación de Flujo Subcrítico: API14B

Correlación Crítica: Mechanistic

NOTA: todas las correlaciones requieren líquidos hidrocarburos a condiciones de tanque excepto Mecanísticos y API-14B

Diámetro de Estrangulador: 0.75 inches

Relación de Presión Crítica: 0.53  Calcular

Tolerancia: 0.5 %

Fig. N° 3.7.: Ventana de Entrada Para la Configuración del Reductor.

### 3.5.3.6. Línea de Flujo.

En este módulo se consideran los siguientes parámetros (ver Figura 3.8):

- ✓ Ondulaciones.
- ✓ Distancia horizontal [Km].
- ✓ Diferencia de elevación [pies].
- ✓ Diámetro interno [pulgadas].
- ✓ Espesor [pulgadas].
- ✓ Rugosidad [pulgadas].
- ✓ Temperatura Ambiente [°F].

Fig. N° 3.8.: Ventana de Entrada Para la Configuración de la Línea de Flujo.

Además debe de especificarse la transferencia de calor (Figura 3.9), entre las siguientes opciones:

- ✓ Aislada.
- ✓ Recubierta.

- ✓ Desnuda (Aire).
- ✓ Desnuda (en Agua).
- ✓ Especificado por el usuario.

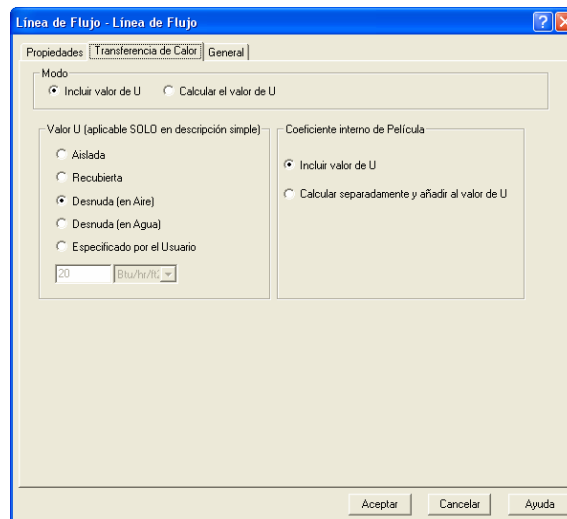


Fig. N° 3.9.: Ventana Para la Configuración de la Transferencia de Calor de la Línea de Flujo.

### 3.5.4. Microsoft Office 2009

Microsoft Office está compuesta básicamente por aplicaciones de procesamiento de textos, planilla de cálculo y programa para presentaciones. Fue desarrollada por la empresa Microsoft. Funciona bajo plataformas operativas Microsoft Windows y Apple Mac OS.

### 3.5.5. Microsoft Excel

Es un programa de hoja o planilla de cálculo. Este programa fue utilizado para organizar los datos utilizados en la construcción de las regresiones, también para

evaluar y comprar los resultados obtenidos entre las regresiones diseñadas y la ecuación empírica actualmente utilizada.

## **CAPITULO IV**

### **ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

#### **4.1. Establecimiento de una base de datos sobre los diseños de las completaciones originales utilizados en los pozos del área mayor de anaco durante el periodo 2008 – 2010.**

Una vez realizada la revisión de cada uno de los sumarios y carpetas de los pozos en estudio, se procedió a describir el diseño de la completación que posee cada uno de ellos, logrando así visualizar todos los equipos que operaban en dichas completaciones, dependiendo del tipo de completación que se haya realizado en el pozo. Se pudo observar que de los 10 pozos que estaban en evaluación para este proyecto, 6 poseían completación dual y 4 completación sencilla selectiva.

La finalidad de realizar una base de datos sobre los diseños de las completaciones originales fue conocer detalladamente el proceso de completación original de cada pozo, para de esta forma poder visualizar y entender dicho proceso, de acuerdo al tipo de completación que tenga el pozo.

A continuación se presentan una serie de tablas, las cuales contienen la información de la base de datos de cada una de los pozos organizadas por campos.

Tabla N° 4.1.: Base de datos – Campo San Joaquín y Campo Santa Rosa.

Ubicación Geográfica	Pozo	Revestidores	Tipo de Completación	Equipos	Arenas	Tipo de Cañoneo	Prod. Asociada	Tiempo de Op.(D)
<b>CAMPO SAN JOAQUIN</b>	<b>JM-260</b>	Rev. 20’’@ 704’	Dual	Cam. Circ @ 9.107’	ME – E	-Cañones	2,5MMPCGD	41,25
		Rev 13-3/8’’@ 4.959’		Guía Dual @ 9.142’	(9.898’-920’)	4-1/2’’	50BNPD	
		colgador @ 9.276’		Niple “XN” 9.156’	ME – T3	6 TPP	2,6MMPCGD	
		Rev. 9 - 5/8 @ 9.761’		Emp. Dual @ 9.160’	(10.895’-903’)		157 BNPD	
		Top Colg. @10.939’		Emp Perm @ 10.830’				
		Liner 75/8’’@10.993’		Cam.Prod.@9.972’				
		C. flotador @11.408’		Niple@10.849’				
		Liner 7’’ @ 11.430’						
<b>CAMPO SANTA ROSA</b>	<b>RG-273</b>	Rev. 20’’ @ 518’	Dual	Cam. circ. @ 8.208’	MEC	-TCP	2,65MMPCDG	35,08
		Rev. 133/8’’ @ 3.375’		Guía Dual @ 8.243’	(8.880’ – 8.956’)	4-5/8’’	70 BNPD	
		Top. Colg. @8.264’		NipleXN27/8’’@8.258’	MEF	6 TPP	3,15MMPCDG	
		Rev. 9 5/8’’ @ 8.748’		Ens. flujo Dual	(9.076’ – 9.088’)	-casing gun	4,3 BNPD	
		T.PackerMec@10.163		Cam. Circ. @ 8.843’	SJB	3-3/8’’ 6TPP.		
		T.packerflow@10.182		Emp. Hid. @ 9.010’	(10.742 -10794’)	-Casing Gun		
		Top. Colg. @10.199’		Cam. prod.@ 9.048’	(10.830’-10862’)	3-3/8’’ 6TPP.		
		Liner7 5/8’’ @ 10.360’		Emp. Hid. @ 10.317’				
		C. Flotador @ 12.448’		NipleXN27/8’’@10.353’				
		Liner 5 ½’’ @ 12.542’		Tap. Hierro @ 11.500’				



Tabla N° 4.2.: Base de datos – Campo Santa Rosa.

Ubicación Geográfica	Pozo	Revestidores	Tipo de Completación	Equipos	Arenas	Tipo de Cañoneo	Prod. Asociada	Tiempo de Op.(D)
<b>CAMPO SANTA ROSA</b>	<b>RG-275</b>	Rev. 20" @ 512'	Sencilla Selectiva	Cam. circ. @ 8.263'	CO – KL	-4 5/8"	ARENAS NO APORTARON FLUIDOS	96,33
		Rev. 133/8" @ 4.238'		Emp. Hid.@ 8.269'	(8.478' – 8.496')	6 TPP		
		Top. Colg. @ 8.676'		Cam. circ. @ 8.435'	CO-R2	Alta Pen.		
		Rev. 9 5/8" @ 8.963'		Emp. Hid. @ 8.880'	(9.140' – 9.186')	-4-1/2"		
		Top. Colg. @ 10.720'		Cam. circ.@ 10.464'	MEPU	12 TPP		
		Liner 7 5/8"@ 11.017'		Emp. Perm. @ 10.970'	(10.498'-10.528')	-3-3/8" 6TPP		
		C. Flotador @ 12.313'		TDH @ 11.860	SJA			
		Liner 5 1/2" @ 12.367'			(11.078'-11.094')			
					(11.984'-12.086')			
	<b>RG-276</b>	Rev. 20" @ 520'	Dual	Cam. Circ. @ 7.860'	COL-KL	TCP 4-1/2"	2 MMPCDG	45
		Rev. 13-3/8" @ 3.648'		Guía Dual @ 7.895'	(7.982' – 7.995')	<b>6 TPP</b>	1 BNPD	
		Top Colg.@ 8.454'		Niple "XN"@ 7.910'	SJA	Casing Gun	4,3MMPCGD	
		Rev. 9-5/8"@ 8.743'		Emp. Perm.@ 7.918'	(10.568'-80')	<b>4-5/8"</b>	68 BNPD	
		C. Flotador @ 11.160'		Niple Perf. @ 7.929'	(10.600'-10')	<b>6 TPP</b>		
		Rev. 7" @ 11.210'		Cam. Circ. @ 8.942'	(10.690'-710')	Thru Tubing		
				Emp. Hid. @ 10.505'	(10.722'-48')	Link Jet 2-1/8"		
				Cam. Prod. @ 10.541'	SJC	<b>6 TPP.</b>		
				Emp. Hid. @ 10.768'	(11.048' – 11.066')			
				Niple "XN" @ 10.775'	(11.074' – 11.094')			

Tabla N° 4.3.: Base de datos – Campo Santa Rosa.

Ubicación Geográfica	Pozo	Revestidores	Tipo de Completación	Equipos	Arenas	Tipo de Cañoneo	Prod. Asociada	Tiempo de Op.(D)
CAMPO SANTA ROSA	RG-277	Rev. 20" @ 510'	Dual	Cam. circ. @ 7.610'	CO-A1	-Through		27,84
		Rev. 133/8" @ 4.028'		Guía Dual @ 7645'	(7778' – 7796')	Tubing		
		Top. Colg 7" @ 7.943'		Niple XN @ 7.659'	CO-R2	6TPP		
		Rev. 9 5/8" @ 8.039'		Emp. Hid. Dual @ 7.666'	(9224' – 9242')			
		C. Flotador @ 10.630'		Cam. Circ. @ 8.594'	(9252' – 9260')			
		Liner 7" @ 10.675'		Emp. Hid. @ 9.168'	ME-PU			
				Cam. Prod. @ 9.205'	(10442' -10470')			
				Niple XN 27/8" @ 10.089'				
				Emp. Perm. @ 10.092'				
	RG-280	Rev. 133/8" @ 3.208'	Dual	Cam. circ. @ 8.321'	ME-C	TCP	2,037MMPCGD	61,44
		Top. Colg 7" @ 8.753'		Guía Dual @ 8.357'	(9.010' –30')	4-1/2"	31BNPD	
		Rev. 9 5/8" @ 8.897'		Niple "XN" @ 8.371'	(9.062' –82')	6TPP		
		C. Flotador @ 10.457'		Ens. flujo dual @ 8.374'	ME-O		5,214MMPCGD	
		Liner 7" @ 10.505'		Cam. Circ. @ 9.107'	(9.994' –10.010')		18BNPD	
				Emp. Hid. @ 9.538'	ME-RL		10,173MMPCGD	
				Cam. Prod. @ 9.949'	(10.212' -20')		20BNPD	
				Emp. Hid. @ 10.076'				
				Niple "XN" @ 10.112'				

Tabla N° 4.4.: Base de datos – Campo El Roble.

Ubicación Geográfica	Pozo	Revestidores	Tipo de Completación	Equipos	Arenas	Tipo de Cañoneo	Prod. Asociada	Tiempo de Op.(D)
CAMPO EL ROBLE	RPN-75	Rev. 20" @ 498'	Sencilla Selectiva	Cam. Circ. @ 11.421'	SJA	Casing Gun	ARENAS NO APORTARON FLUIDOS	42
				Emp. Perm. @ 11.456'	(11.540'-11.554')	3-3/8" 6 TPP		
		Rev. 133/8" @ 5.141'		Camprod. @ 11.527'	(11.560'-11.570')			
		Rev.9 5/8" @ 10.076'		Emp. Perm.@ 11.622'	SJB			
				Camprod. @ 11.663'	(11.682'-11.714')			
		Liner 7 5/8"@11.508'		Emp. Perm. @ 11.825'	(11.722'-11.738')			
		Liner 5 1/2" @ 11.850'			SJC (11.874'-11.934')			
					(11.963'-11.983')			
			(12.036'-12.045')					
	RPN-77	Rev. 20"@687'	Sencilla selectiva	Cam. Cir. @9.282'	CO – K	TCP	1,25MMPCGD	26
		Rev. 13-3/8"@5.061'		Emp. Hid.@ 9.318'	(9.406'– 36')	3-3/8",	30BNPD	
		Colg.7-5/8"@10.150'		Cam. Prod.@9.347'	ME- J1U	6 TPP	2,321MMPCGD	
		Rev. 9-5/8"@10.211'		Emp. Hid.@ 10.642'	(10.704'–48')		50BNPD	
		Colg.5-1/2"@11.644'		Cam. Prod.@10.680'	ME- T4,5		0,34MMPCGD	
Liner 7-5/8"@11.679'		Cam. Prod. @11.540'		(11.586'– 96')		110BNPD		
C. Flotador@12.279'		Niple XS @11.574'		(11.602'– 20')				
Liner 5-1/2"@12.298'		Emp. Perm.@ 11.496'						

Tabla N° 4.5.: Base de datos – Campo Santa Ana.

Ubicación Geográfica	Pozo	Revestidores	Tipo de Completación	Equipos	Arenas	Tipo de Cañoneo	Prod. Asociada	Tiempo de Op.(D)
<b>CAMPO SANTA ANA</b>	<b>AM-113</b>	Rev.13 3/8" @ 530'	Sencilla	Cam. circ. @ 7.514'	ME-I	Link Jet 2	2,07MMPCD	59,25
		Top. Colg. 7" @ 3.030'		NIPLE "XN" @ 7.548'	(7.808' – 7.823')	-1/8"	4 BNPD	
		Rev. 9 5/8" @ 3.503'		Emp. Perm. @ 7.550'	ME-PL	6 TPP		
		Liner 7" @ 8.647'			(8.492'-8.532')			
					ME-Q			
					(8.558'-8.578')			
	<b>AM-114</b>	Rev. 13 3/8" @ 1.217'	Dual	Cam. circ.@ 6.353'	CO-CD	TCP		34,63
		Top. Colg. @ 4.863'		Guía Dual @ 4.816'	(6.660' – 6.668')	3-3/8",	4,778MMPCGD	
		Rev. 9 5/8" @ 5.356'		Niple "XN" @ 4.831'	MEN	6 TPP	19BNPD	
		C. flotador @ 9.219'		Ens. flujo dual @ 4.835'	(8.596' – 8.606')		2,108MMPCGD	
		Liner 7" @ 9.298'		Cam. circ. @ 6.629'	ME-Q	Casing	9BNPD	
				Emp. Hid. @ 8.441'	(8.766' – 8.772')	Gun	1,201MMPCGD	
				Cam. Prod. @ 8.542'		4-1/2"	12BNPD	
				Emp. Hid. @ 8.638'		6 TPP		
		Niple "XN" @ 8.677'						

#### 4.2. Análisis de los tiempos de operación empleados durante la completación original de los pozos del área.

El Distrito Gas Anaco se encuentra ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, con un área aproximada de 13.400 km<sup>2</sup>. Posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural. En este Distrito se encuentra el Área Mayor de Oficina (AMO), conformada por los campos: Soto-Mapiri, La Ceibita, Zapatos, Mata R, Carisito y Aguasay; Área Mayor de Anaco (AMA) conformada por los campos: Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble.

El análisis de estos pozos se realizó a través de los reportes de perforación y completación cargados en el programa corporativo DIMS, el cual contiene todas las operaciones diarias realizadas en los mismos, facilitados por la Empresa Petróleos de Venezuela S.A, PDVSA, Distrito Anaco, con la finalidad de seleccionar y establecer los problemas operacionales más frecuentes que influyen directamente sobre la completación original de los pozos.

Durante la completación tienen lugar eventos inesperados entre los cuales se pudo visualizar: repasos, torques, arrastre, gas de fondo, pega de tubería, entre otros. De acuerdo a un estudio exhaustivo de los reportes suministrados, se detectaron los problemas operacionales de mayor ocurrencia durante el proceso de completación.

Tabla N° 4.6.: Problemas Operacionales presentados en A.M.A.

CAMPO	POZO	PROBLEMAS OPERACIONALES (CAUSAS INMEDIATAS)	T. Imp (Hrs.)
SAN JOAQUIN	JM-260	Condiciones Ambientales	0,6
		Problemas Mecánicos	0,27
		Espera por compañía de Servicio	1,74
		Espera por compañía (CNPC)	0,4
		Problemas en la Completación	17,88

Continuación Tabla N° 4.6.:

CAMPO	POZO	PROBLEMAS OPERACIONALES (CAUSAS INMEDIATAS)	T. Imp (Hrs.)
SANTA ROSA	RG-273	Condiciones Ambientales	56
		Espera por compañía de Servicio	9
		Espera por compañía (CNPC)	1
	RG-275	Espera por compañía de Servicios	82
		Pega de Tubería	31
		Mala logística	1
		Problemas Mecánicos	81
		Problemas Cementación	24,5
		Limpieza del Hoyo	175
		Operaciones de Pesca	39
		Parados por fuerza mayor	2
		Espera por compañía (CNPC)	48,5
		RG-276	Condiciones Ambientales
	Espera por compañía de servicios		3
	Pega de Tubería		4
	Problemas Mecánicos		2,5
	Parados por fuerza mayor		69
	Espera por compañía (CNPC)		66
	RG-277	Condiciones Ambientales	21,5
		Espera por compañía de Servicio	25
		Problemas en la cementación	5
		Espera por compañía (CNPC)	0,5
	RG-280	Condiciones Ambientales	20,5
Espera por compañía de Servicio		132	
Problemas en el cañoneo		20	
Problemas Mecánicos		21,5	
Operación de pesca		21	
Espera por compañía (CNPC)		816	

Continuación Tabla N° 4.6.:

CAMPO	POZO	PROBLEMAS OPERACIONALES (CAUSAS INMEDIATAS)	T. Imp (Hrs.)	
EL ROBLE	RPN-75	Condiciones Ambientales	45	
		Espera por compañía de Servicio	6	
		Problemas con el cañoneo	25	
		Controlando Pozo	19	
		Operaciones de Limpieza	16,5	
		Espera por PDVSA	82	
			Espera por compañía (CNPC)	56,65
	RPN-77	Condiciones Ambientales	11	
		Espera por compañía de servicios	38,5	
		Problemas Mecánicos	4	
Parados por fuerza mayor		8,5		
Espera por compañía (CNPC)		11		
SANTA ANA	AM-113	Condiciones Ambientales	55,5	
		Espera por compañía	80,5	
		Operación de pesca	42	
		Problemas Mecánicos	22,5	
		Pega de Tubería	7,5	
		Problemas en el cañoneo	18	
		Problemas en la cementación	13,5	
		Parados por fuerza mayor	1,5	
		Espera por compañía (CNPC)	81,5	
	AM-114	Condiciones Ambientales	83,5	
		Espera por compañía de Servicio	27	
		Problemas Mecánicos	5	
		Problemas en la Cementación	1	
		Parados por fuerza mayor	58	
		Espera por compañía (CNPC)	5	

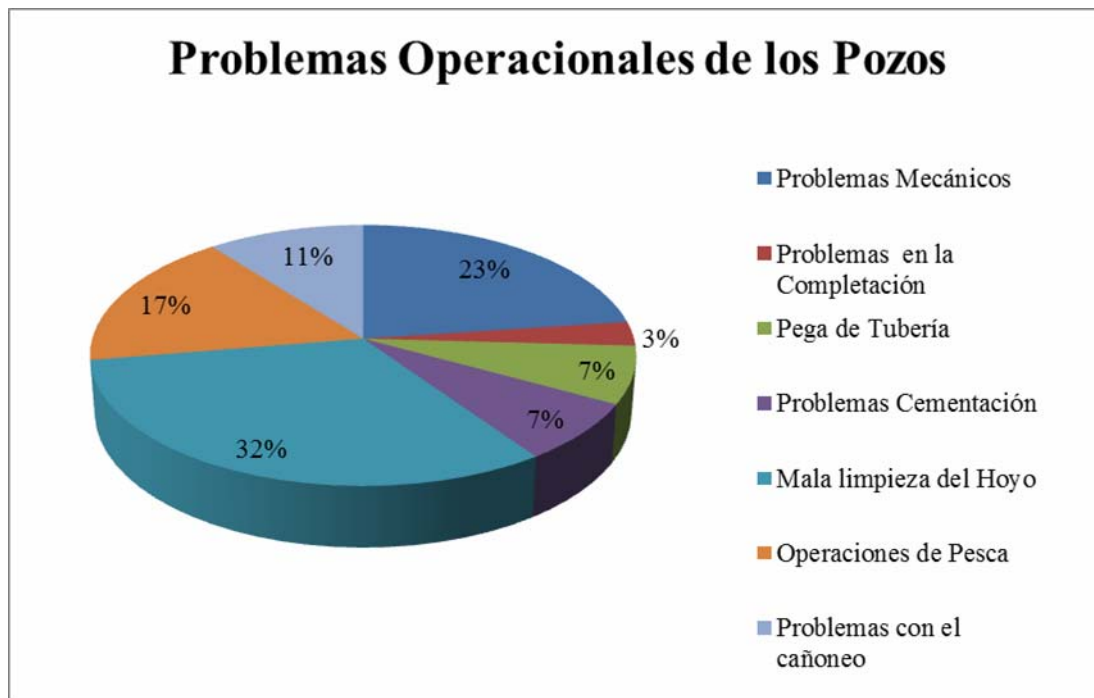
La Tabla 4.6 muestra los distintos eventos que interfirieron en el incumplimiento de la planificación de los pozos.

Se puede notar que no todos figuran como problemas operacionales. Los que se explican a continuación brevemente si se consideran:

- ✓ Problemas mecánicos: están referidos a todas las fallas que presentaron los equipos en los taladros de completación.
- ✓ Mala limpieza del hoyo: corresponde aquellos casos donde se realizaron viajes adicionales de limpieza.
- ✓ Mal procedimiento en la completación del pozo: la estrategia empleada para la completación del pozo no fue la indicada.
- ✓ Mal diseño de la completación: están referidos a errores humanos en cuanto a los cálculos de asentamiento de los quipos de fondo.
- ✓ Fallas de los accesorios de la completación: referidos a fallas en los componentes de la completación del pozo.
- ✓ Fallas en la detonación de los cañones: intentos fallidos en la operación de cañoneo del pozo.

A continuación se muestra una gráfica que representa los porcentajes de los problemas operacionales ocurridos y posteriormente se discuten los casos particulares.





Gráfica N° 4.1: Problemas Operacionales de los pozos del A.M.A

La Gráfica 4.1 muestra que 32% de los pozos en estudio presentaron mala limpieza del hoyo, y debido a esto se requirieron de viajes extras de limpieza lo que trajo como consecuencia un aumento en los tiempos de ejecución de los trabajos de completación. Por otro lado, un 23% de los pozos presentaron problemas mecánicos, lo que indica el estado en que se encuentran los equipos de los taladros que realizan las operaciones de completación en el Área Mayor de Anaco. Los equipos que con frecuencia fallaron fueron: malacate, bombas, entre otros.

Un total de 17% de los pozos presentaron operaciones de pesca, este problema se presenta debido a la falla de los equipos de fondo, así como también a una mala limpieza del hoyo lo que trae como consecuencia arrastre, provocando así pega de tubería y debido a esto se requiere de esfuerzos extremos que terminan fracturan la tubería en una o varias partes que finalmente se convierten en pescados dentro del pozo.

Los pozos RG-275, RG-277 y RG-280 presentaron problemas con las empacaduras hidráulicas de completación, a estas empacaduras les fallaron los elementos de sellos, por lo que no permitieron efectuar un buen sello hidráulico; de igual forma se pudo evidenciar asentamientos prematuros de las mismas y extremos esfuerzos para retirarlas del pozo, infiriéndose mecanismo de calibración sobrepinado (mayor cantidad de pines o esfuerzo de ruptura máximo desconocido), indicando una falta de entrenamiento del personal de la empresa contratista. Del mismo modo, estos pozos presentaron fallas al intentar localizar la sección pulida de la empacadura (mal cálculo de espaciado), estas fallas básicamente son humanas producto de una sobre confianza e inatención en el trabajo.

De igual forma en el estudio de los pozos se puede notar que 11% de los pozos presentaron problemas con los cañones, es decir fallaban sus detonadores. Por lo que se puede pensar en la baja calidad de los mismos y la contaminación con los fluidos de completación.

Luego de la identificación de los problemas operacionales ocurridos durante los trabajos de completación, existieron hechos que aunque no se consideraron problemas operacionales pero influyeron en el incremento de los tiempos de los trabajos de completación.

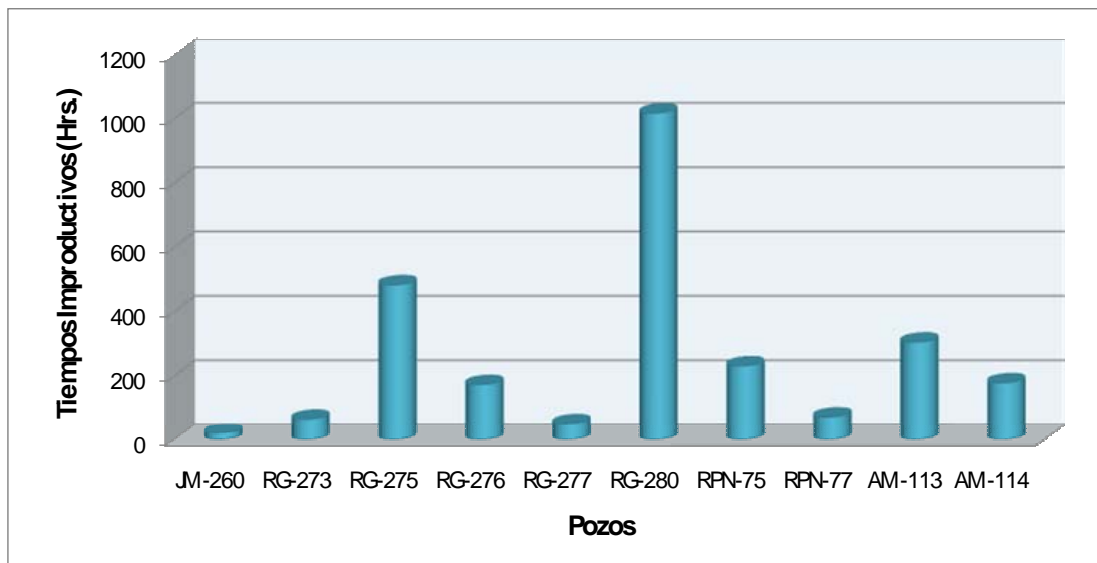
En el pozo RG-277 se realizaron aislamientos no planificados (para corrección de la cementación primaria). Las causas de zonas con mala cementación están en función de parámetros operacionales y/o geológicos. La mayoría de los canales son el resultado de la descentralización del revestidor y comúnmente la descentralización del revestidor es debida a la desviación del hoyo; sin embargo no se puede dejar a un lado la geología del subsuelo, puesto que fracturas o zonas con pérdidas de circulación podrían afectar el trabajo de cementación primaria. Estos trabajos de

corrección de cemento primario acarrear tiempos extras en las operaciones de completación.

En el pozo RPN-75 se cementaron intervalos evaluados, producto de esta operación hubo incrementos de los tiempos. La decisión de cementar estos intervalos evaluados fue dirigida a que la reacción de las arenas no fue la esperada.

Otro aspecto que se identificó fue la poca organización e irresponsabilidad por parte del personal involucrado en las operaciones de campo, que solo retrasan los trabajos; es decir mala logística.

A continuación se presenta una grafica donde se muestran los tiempos improductivos de los pozos estudiados del Area Mayor de Anaco.



Gráfica N° 4.2.: Tiempos Improductivos de los pozos del Área estudiada

Mediante la gráfica 4.2 se puede visualizar cuales de los pozos estudio obtuvieron un mayor tiempo improductivo. El pozo RG-280 presenta un mayor

tiempo improductivo el cual se debió a paros laborales de la empresa CNPC, en el Apéndice B se muestra de manera detallada las causas que incrementaron dichos tiempos para cada uno de los pozos.

#### **4.3. Análisis técnico de la tasa de producción relacionada con las completaciones originales de los pozos del ama.**

Se logró el cotejo de los distintos horizontes productores, detectándose las condiciones que afectaron la estimación de la producción de los pozos en estudio, y se pudo conocer, si los problemas operacionales en la completación del pozo afectaron la volumetría de los mismos. El objetivo se logró mediante la modificación de los siguientes parámetros:

1. Datos de fluidos: la estimación de la producción de los yacimientos considera los datos de fluidos de pozos vecinos pertenecientes al mismo yacimiento que se le estimara la tasa; sin embargo como es sabido esto no garantiza que el fluido a producir presente las mismas características, lo que puede conllevar a un porcentaje de error en la estimación. Para concretar el objetivo se tomó las propiedades (RGP, %AyS, °API) de la carta de aceptación del pozo, al igual que las condiciones de superficie como el nivel de separación y el reductor con el cual se completó el pozo.
2. Estimación cualitativa del daño: existen herramientas que permiten realizar un análisis cualitativo de la presencia del daño en la formación, entre los cuales se tiene:
  - a) Registro de resistividad.
  - b) Revisión de la historia de perforación/terminación/reparación del pozo.
  - c) Comparación con el comportamiento de los pozos vecinos.

Es importante destacar que se realizó un estudio cualitativo, puesto que no se contaba con pruebas de presión que indicara de manera cuantitativa el daño que presentaba la formación.

Como ya se mencionó en el capítulo III, las ecuaciones con las cuales se simuló fueron: para el caso de flujo multifásico vertical la correlación de GRAY MODIFICADA y para flujo multifásico horizontal las correlaciones de Dukler, AGA y Flanigan. Se utilizaron las ecuaciones antes mencionadas debido a que estadísticas indican que para los campos estudiados dichas ecuaciones se ajustan satisfactoriamente.

Resultaron un total de 3 pozos completados y 9 intervalos cotejados, puesto que 2 de los pozos eran de completación dual y 1 con completación sencilla selectiva con 3 intervalos productores. Se cotejó la producción de gas. Básicamente las sensibilidades estuvieron en función del daño, se ajustó con este parámetro hasta que se cotejó la tasa de producción, los resultados se reflejan en la tabla siguiente:

Tabla 4.7 Resultados del daño obtenido por el simulador

CAMPO	POZO	ARENA	DAÑO (S)
Santa Rosa	RG-280	ME-C	3
		ME-O	4
		ME-RL	3
El Roble	RPN-77	CO-K	3
		ME-JIU	20
		ME-T4,5	10
Santa Ana	AM-114	CO-CD	15
		ME-N	15
		ME-Q	7

La Tabla 4.7 refleja el daño que presentan las arenas completadas de los pozos en estudio. Los pozos que no fueron simulados fue debido a que no se contaba con la suficiente información o simplemente la tasa real no se desvió en gran proporción de la tasa estimada.

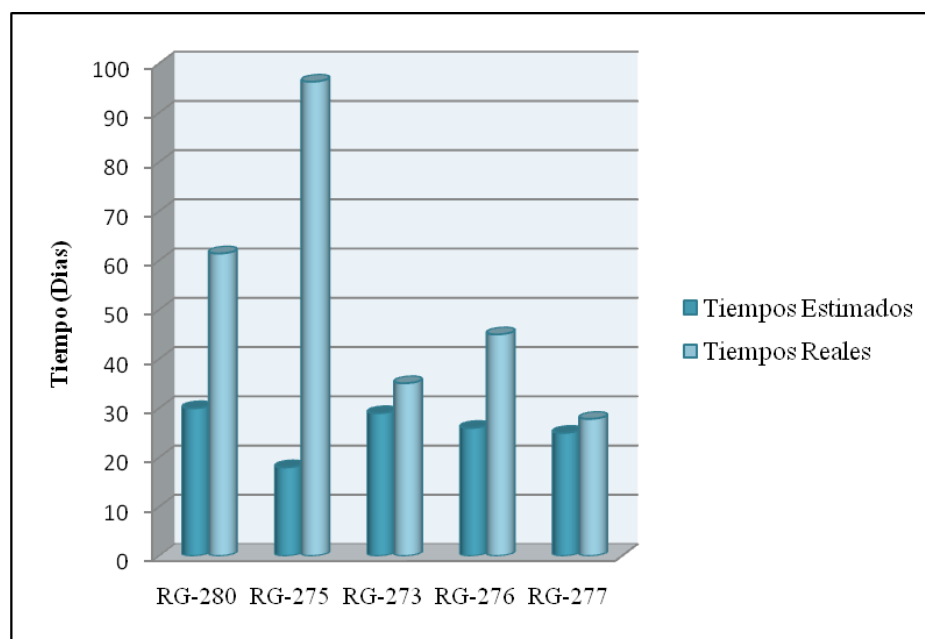
El pozo RG-280 perteneciente al Campo Santa Rosa, mostro un daño real más bajo que con el simulado anteriormente, es decir que las propiedades del fluido así como la búsqueda de una presión más actualizada (se estimó con una presión del año 2008 y el pozo fue probado en el año 2009) fueron los ajustes que pudieron afectar la subestimación de la tasa. Cabe destacar lo sensible que es el simulador a estas propiedades. El pozo se perforo con algunos problemas operacionales y la arena se cañoneo con la técnica bajo balance, se puede observar que la incidencia de los problemas operacionales sobre la volumetría de las arenas no fue de gran influencia para afectar la producción de las mismas.

El pozo RPN-77 perteneciente al Campo El Roble, mostro daños relativamente altos en las arenas completadas para ser un pozo de completación original. A pesar de que las arenas se completaron bajo balance, este pozo presento un problema en particular que pudo afectarlas. Se detectó presión en el anular, debido a esto, como acción correctiva se circuló en varias oportunidades y las arenas tomaron fluido de completación, adicionalmente se tuvo que extraer el equipo de completación y se mantuvo todo el tiempo el fluido en contacto con las arenas cañoneadas.

En el pozo AM-114 perteneciente al Campo Santa Ana, la arena ME-N si mostro un daño alto (15) esto se puede atribuir a que la misma se cañoneo con Casing Gun (sobre balance), lo que provocó invasión del fluido de completación hacia la misma. En el caso de la arena CO-CD si se cañoneo por tubería, con la cual se trabaja con un diferencial negativo.

#### 4.4. Análisis económico sobre la influencia de los problemas operacionales ocurridos durante la completación original de los pozos del área mayor de anaco durante el periodo 2008 – 2010.

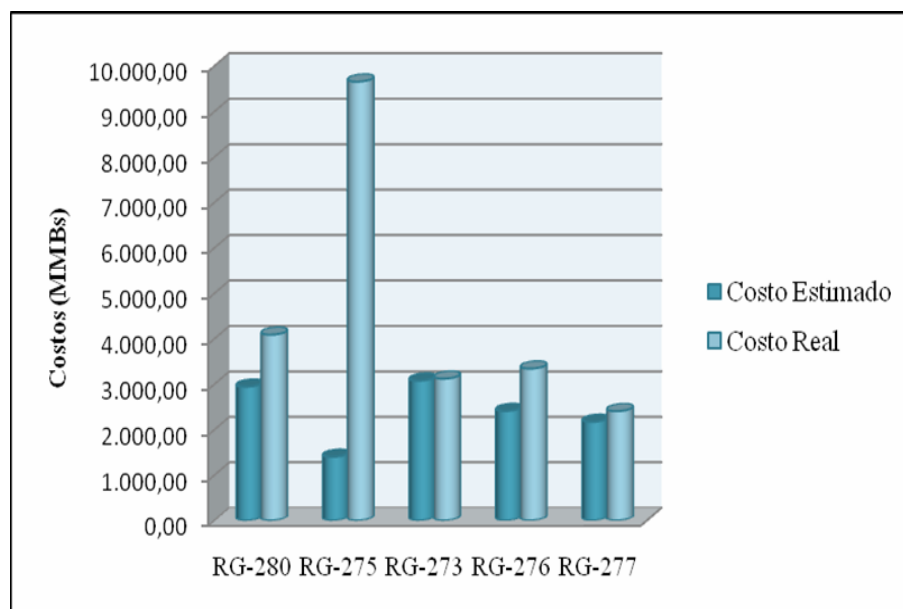
A continuación se presentan una serie de gráficas y tablas en las cuales se visualiza el comportamiento de los pozos en estudio según sus tiempos estimados y sus tiempos reales, así como también la influencia que tuvieron los mismos sobre los costos finales de dichos pozos. Es importante destacar que cuando un pozo presenta tiempos de completación que exceden a los planificados afectan de manera directa a los costos, de igual forma cuando existe un problema operacional se requiere el uso de servicios adicionales para darle solución al problema, lo que implica costos adicionales.



Gráfica N° 4.3.: Tiempos Reales vs. Tiempos Estimados del Campo Santa Rosa.

Mediante la Gráfica 4.3, se pueden visualizar los distintos tiempos: reales y estimados de los pozos pertenecientes al Campo Santa Rosa. A través de la misma se puede apreciar como los tiempos de finalización de los trabajos de completación

original estuvieron por encima de los tiempos estimados para dichos trabajos, esto está directamente relacionado a los problemas operacionales ocurridos durante la completación de los mismos. El mismo comportamiento se pudo apreciar en el resto de los campos: San Joaquín, Santa Ana, El Roble. Las gráficas se pueden visualizar en el Apéndice C.



Gráfica N° 4.4.: Costos Reales vs. Costos Estimados del Campo Santa Rosa.

La Gráfica 4.4 muestra la diferencia que existió entre los costos estimados y los costos reales de los pozos pertenecientes al Campo Santa Rosa. El mismo comportamiento (costos reales mayores a los costos estimados) se puede observar en el resto de los pozos tomados como estudio.

De manera general las causas que influyeron o le dieron más peso a las variables estudiadas (tiempos y costos) estuvieron en función de: fallas humanas en cuanto al diseño inadecuado o mal espaciado de la sarta de completación, fallas relacionadas con problemas mecánicos del taladro, falla de equipos (empacaduras),



mala limpieza del pozo lo que acarreo atrasos y por ende un aumento en los costos debido a que fueron necesarios viajes de calibración adicionales. Es importante resaltar que todos estos problemas afectan los presupuestos y el tiempo de pago de los pozos se incrementa, es decir aumenta el tiempo para recuperar la inversión.

## CONCLUSIONES

1. Mediante la base de datos se pudo observar de manera clara y precisa los componentes y el tipo de completación que presentaron los pozos en estudio.
2. El 23% de los pozos en estudio presentaron problemas operacionales en fallas relacionadas con los equipos del taladros, 32% mala limpieza del hoyo, 11% durante el cañoneo y completación, 17% en operaciones de pesca, 8% en problemas en la cementación y 7% pega de tubería.
3. Los pozos RG-275, RG-280, RPN-75 y AM-113 obtuvieron mayores tiempos improductivos en las operaciones de completación, con 480 días, 1017,5 días 232 días y 306 días respectivamente.
4. Los problemas operacionales ocurridos durante la completación de los pozos afectan los presupuestos y el tiempo de pago de los mismos, aumentando el tiempo para recuperar la inversión.
5. La mala logística y poca concentración en las operaciones, también son causantes de los incrementos en los tiempos improductivos de los trabajos de completación.

## RECOMENDACIONES

1. Debe existir una buena comunicación con las empresas contratistas de modo que se maneje una buena logística en las operaciones de campo.
2. Programar auditorías constantes a los taladros involucrados en las operaciones de completación y planificar acciones de mantenimiento a los mismos, de manera de que los equipos no fallen en las operaciones.
3. Realizar análisis hidráulicos para de esta forma mejorar la limpieza de los pozos antes de la completación.
4. Realizar viajes de calibración (corrección del hoyo) posterior al cañoneo, para evitar daño de los equipos de completación (gomas de las empacaduras).
5. Tener datos actualizados de parámetros de yacimiento para lograr un buen cotejo en el momento de la simulación.
6. Se deben minimizar los tiempos improductivos para disminuir los presupuestos y el pago de los pozos, y así reducir el tiempo para recuperar la inversión.

## BIBLIOGRAFÍA

1. SANCHEZ C. “Evaluación del proceso de completación mediante la implementación de las completaciones por etapas en el Distrito Anaco”. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela. (2008).
2. CHENG A. “Elaboración de la metodología integral para la selección de completación en arena consolidada en el Área Mayor de Oficina (AMO)”. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela. (2009).
3. TIAMO L. “Estudio de la factibilidad de la completación de pozos, aplicando nuevas tecnologías para mejorar la productividad en el Área Mayor de Oficina (AMO). Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela. (2005).
4. ARMAS J. “Evaluación técnico – económica en la construcción de un pozo vertical fracturado Vs un pozo horizontal en la Formación Moreno del Campo San Joaquin Distrito Gas Anaco”. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela. (2010).
5. RODRIGUEZ M. “Elaboración de una metodología de diseño para la completación de pozos en los Distritos Maturín y punta de Mata”. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela. (2003).

6. PDVSA “El Pozo Ilustrado”. Producido por el Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Caracas. (1998).
7. López, C. “Evaluación de Las Operaciones de Reparación, Reacondicionamiento Y Recompletación, Aplicadas en el Área Mayor de Oficina (A.M.O) Perteneciente Al Distrito Social Anaco, Durante el Periodo 2006-2007”. Puerto la Cruz (2008).
8. Rodríguez, J. “Evaluación de las Operaciones de Reparación, Reacondicionamiento y Recompletación (Ra/Rc) de Pozos Aplicadas en el Área Mayor de Anaco (Ama) Durante el Período 2006-2007” Puerto la Cruz (2008).

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS TRABAJOS DE COMPLETACIÓN ORIGINAL REALIZADOS EN LOS POZOS DEL ÁREA MAYOR DE ANACO (AMA), DURANTE EL PERÍODO 2008 - 2010
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
<b>Cordova Mongua, Katherine del Valle</b>	CVLAC: V- 18.298.973 E MAIL: katycordova4@hotmail.com
<b>Maita, Maidelys Alejandra</b>	CVLAC: V- 19.329.826 E MAIL: maidelys_m@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

COMPLETACIÓN

---

ÁREA MAYOR DE ANACO

---

OPERACIONES DE PESCA

---

BASE DE DATOS

---

TASA DE PRODUCCIÓN

---

PROBLEMAS OPERACIONALES

---

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

### RESUMEN (ABSTRACT):

En este proyecto se presenta un estudio Técnico y Económico de las Completaciones Originales del Distrito Gas Anaco, este se encuentra geográficamente ubicado en la parte Central del Estado Anzoátegui está conformado por dos grandes áreas operacionales, el Área Mayor de Oficina (AMO) y el Área Mayor de Anaco (AMA), siendo esta última, el área en estudio de este proyecto la cual está integrada por los Campos Santa Rosa, Guario, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble.

Por ello, este estudio se enfocó en establecer una base de datos para observar de manera clara y precisa los componentes y el tipo de completación que presentaron los pozos en estudio, se identificaron las causas que incrementaron los tiempos de ejecución, a través del Simulador Pipesim 2007 se pudo determinar los parámetros que afectan los volúmenes de producción estimados y por último se analizó el impacto de los problemas operacionales sobre los costos la ejecución de los trabajos de Completación Original.

Una vez seleccionada la información se organizaron los datos necesarios y concluido este estudio se pudo definir que El 23% de los pozos en estudio presentaron problemas operacionales en fallas relacionadas con los equipos del taladros, 32% mala limpieza del hoyo, 11% durante el cañoneo y completación, 17% en operaciones de pesca, 8% en problemas en la cementación y 7% pega de tubería, mediante el simulador Pipesim 2007 se pudo conocer el daño que presentaban las arenas de los pozos en estudio, los problemas operacionales ocurridos durante la completación de los pozos afectan los presupuestos y el tiempo de pago de los mismos.

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
<b>Salas, Roberto</b>	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 3.413.775			
	E_MAIL	rsalasalfaro@gmail.com			
	E_MAIL				
<b>Morales, Jhonles</b>	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 9.726.435			
	E_MAIL	moralesjj@pdvsa.com			
	E_MAIL				
<b>Velásquez, Carmen</b>	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 9.977.235			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	03	14
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA



## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación técnica y económica de los trabajos de completación original realizados en los pozos del Área Mayor de Anaco (AMA).doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N  
O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8  
9.

ALCANCE

ESPACIAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TEMPORAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO DE PETRÓLEO

---

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

---

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

---

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE. NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

---

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y  
ASCENSO:**

**DERECHOS**

“DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO, ÉSTOS SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD, Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”

**AUTOR**

Cordova Katherine

**AUTOR**

Maita Maidelys

**TUTOR**

Salas Roberto

**JURADO**

Morales Jhonles

**JURADO**

Velásquez Carmen

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**

Rayda Patiño