

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



**“ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DE  
COMPLETACIONES MULTI-ZONAS EN EL CAMPO SAN JOAQUÍN”.**

**Realizado por:**  
**ACOSTA IRANIDIS**  
**MARÍN MILAGROS**

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

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Barcelona, Abril de 2011**

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



**“ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DE  
COMPLETACIONES MULTI-ZONAS EN EL CAMPO SAN JOAQUÍN”.**

**ASESOR:**

---

**ING. JHONLES MORALES**  
**ASESOR ACADEMICO**

**Barcelona, Abril de 2011**

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



**“ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DE  
COMPLETACIONES MULTI-ZONAS EN EL CAMPO SAN JOAQUÍN”.**

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

---

**ING. JHONLES MORALES**

Asesor académico

---

**ING. LUIS CASTRO**

Jurado Principal

---

**ING. LORENZO ARDITI (MCs)**

Jurado Principal

**Barcelona, Abril de 2011**

## **RESOLUCIÓN**

### **De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado:**

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”

## **DEDICATORIA**

Esta tesis se la dedico principalmente a mi padre celestial Dios quien es el autor principal de esta obra en mi vida quien me ha dado las fuerzas para vencer todos los obstáculos que se me han presentado y quien ha colocado personas maravillosas en mi vida haciendo mi camino al andar mucho más fácil y las que no también porque ellos formaron parte de un aprendizaje. Gracias padre por esta bendición.

En especial a mi madre Gloria Rivas a mis hermanos queridos Miguel José Marín, José Miguel Marín, Francys Marín, y Glorysmar Marín y a mi novio Jesús Rafael Rodríguez

Milagros Marín Rivas

## DEDICATORIA

Dedicado a mis Amores...

A mi querido Papa Dios por brindarme lo más preciado de la vida, mi hermosa familia y si hay que vivir adversidades para reconocer la felicidad, para mí tus designios son santísima voluntad. ¡Tu tiempo es perfecto!

A mis padres por tener fe en mí y hacerme la mujer que soy hoy día. Mami eres la mejor mama del mundo y le agradezco a Dios y a la vida inmensamente por escogerte a ti, un ser tan especial, tan lleno de amor, luchadora, valiente y corajuda, siempre brindándonos tu todo sin importar que tanto te sacrificarías o te costaría. Darte las gracias no basta, esto es para ti y sé que al cumplir con este sueño te regalo lo que siempre has querido. Y a mi Papi quiero decirle que lo quiero, que la vida me ha enseñado que solemos equivocarnos y que debemos perdonar. Para ustedes mis papis con todo mi amor, agradeciéndole a la vida por tenerlos a mi lado.

A mi eterno Angelito Adrian Alejandro (+) hijo vivirás en mi corazón hasta que deje de latir, se que está en compañía de Dios y los ángeles protegiéndonos. Para ti mi pequeño.

A mi vida Gabriel Enrique quien es mi tesoro, mi fuerza, mi aliento, mi orgullo. Te amo mi melón bello. Por ti y para ti mi amor chiquito.

A mi amado esposo Pedro Andrades, mi cachetón, me siento afortunada por el apoyo incondicional, por ser tan comprensivo, paciente, por ser un gran esposo y el mejor de los padres. Por esas noches y días compartidos donde hemos llorado, hemos reído. Te amo mi amor grandote, para ti.

A mis bellos hermanos a los que amo infinitamente como mis hijos, José Manuel, Juan Carlos y Carlos Alberto, los quiero grande manitos. Para ustedes mis amores.

Y por ultimo pero no menos importante está dedicada a mi viejita linda “Flor María” abuelita se cuanto lo añorabas, quizás un poco tarde sí, pero gracias a Dios estas hoy día para compartirlo. Te amo mi viejita linda, para ti mi amada Flor.

***Iranidis Acosta Rojas.***

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar es para ti dios mi padre quien ha estado conmigo en cada momento de mi vida quien no me ha desamparado dándome las fuerzas, fortaleza y sabiduría para seguir adelante y no decaer hasta alcanzar unos de mis sueños.

A mi madre (Mi Princesa) una mujer ejemplar, luchadora, emprendedora, quien me ha enseñado las mejores cosas de mi vida y ha estado siempre a mi lado dándome su apoyo incondicional, su cariño, sus consejos en los buenos y malos momentos de mi vida, quien siempre ha dado lo mejor para mí sin esperar nada a cambio Sin ti no lo hubiera logrado mi princesa todo esto te lo debo a ti te quiero Mucho eres UNICA.

A mis hermanos Miguel José Marín, José Miguel Marín, Francys Marín, y Glorysmar Marín quienes siempre han estado a mi lado colocando cada uno con cariño su granito de arena para lograr esta meta que no solo es mía también es de ustedes porque juntos lo hemos logrado mis lindos Los quiero Mucho.

A mi Padre Miguel Ángel Marín por su colaboración y apoyo.

A mis abuelos por su colaboración y apoyo los quiero.

A mis tíos Isaura Gil, Jesús Gil, Nohely Gil y María del Jesús por su cariño y apoyo gracias por toda la ayuda que me han brindado los quiero Mucho.

A una persona especial quien ha estado compartiendo estos últimos 5 años de mi vida, brindadome todo su amor, cuidado, cariño, apoyo incondicional, compañía ayudándome siempre en cada momento cuando te he necesitado dándome tu mano para levantarme cuando he caído y seguir adelante mi novio, amigo, compañero



Jesús Rafael Rodríguez. Nunca tendré como agradecerte todo lo que has hecho y haces por mi te Amo eres lo mejor que me ha pasado!!!

A Framilka y Raúl por su valiosa colaboración y ayuda dios los cuide gracias por todo.

A mi tía Aideé Salazar y a su esposo Ali Rawdhuan y mis primos Kaseem, zasha, surthany, Rahufe, Sukaina por su compañía, cariño, apoyo y colaboración durante la carrera universitaria.

A Dielys Challa por su ayuda brindada en una etapa de nuestra vida.

A mi Amiga Vanessa Guaran y a su familia por todo el cariño colaboración y compañía brindado.

A una gran familia que dios me permitió conocer quiénes han abierto las puertas de su casa llenado mi vida de amor, compañía, seguridad a mi padre y madre adoptivos hermanas y sobrinos gracias por todas las cosas maravillosas que me han brindado por los buenos y malos momentos y por sobre todo el hacerme sentir parte de esta bella familia los quiero Mucho.

A mis hermanas adoptivas Andreina Rendón, yetsenia Reyes, Yosmary Páez, Idelys Salazar por todos los momentos que hemos vivido y compartidos algunos llenos de alegría y otros con tristezas pero siempre juntas dándonos cariño, consejos, compañía y apoyo dios las cuide las kiero muchooooo!!!!!!

A mi mejor amiga Marvia Rodríguez gracias por formar parte de mi vida por ser mi compañera por todos los momentos que hemos vivido y por tu colaboración.

A mi mejor amiga Inaimir Rodríguez y familia por tus consejos por tenderme esa mano amiga siempre que te he necesitado por el cariño que me has brindado y por todo lo que hemos compartido buenos y malos momentos juntas. tqm

A mis amigos y compañeros de clases quienes formaron parte de mi vida durante la carrera: Inaimir Rodríguez, Rosmat Salazar, Mariela Rodríguez, Andreina Sojo, Idelys Salazar, y Jennifer Ramírez con quienes tuve la gran oportunidad de compartir momentos y experiencias inolvidables siempre los recordare gracias por su apoyo y por su ayuda a lo largo de este camino.

A mi amiga Katherine Caraballo por su compañía, colaboración y apoyo por esas palabras de aliento cuando las necesite y por compartir las experiencias vividas lo cual nos permitió desahogarnos y darnos las fuerzas para continuar. Gracias kate

A Nuestro querido Asesor el Ingeniero Jhonles Morales primero por ofrecerme la gran oportunidad de ser asesor de mi tesis y por ser uno de mis mejores profesores con quien tuve la dicha de compartir en mi carrera universitaria y durante la realización de nuestra tesis gracias por toda su ayuda y por los conocimientos adquiridos.

Al ingeniero Rafael Guerra por su valiosa colaboración consejos y por la ayuda brindada durante la elaboración de nuestra tesis.

Al Ingeniero Roberto Salas gracias por colocarse a mi disposición y brindarme su valiosa ayuda para la realización de mi tesis.

Al Ingeniero Rafael Cubillan por los conocimientos impartidos para la tesis y por su ayuda, muchas gracias.

Y por último a mi compañera de tesis Iranidis Acosta por su colaboración.

Milagros Marín Rivas

## **AGRADECIMIENTOS**

A dios, a la vida y a todos mis seres queridos a quien dedique mi proyecto, por su apoyo y tolerancia para yo hacer posible esta meta. Meta soñada, meta lograda. Gracias los Amo.

A mi asesor académico Ing. Jhonles Morales por dedicarme su valioso tiempo, su paciencia quien en todo momento siempre estuvo apoyándome y compartiendo sus conocimientos. Gracias profesor, personas como usted marcan la diferencia.

Al Ing. Rafael Guerra por guiarme y colaborar en la realización de este proyecto. Por compartir su tiempo, su esfuerzo y sus consejos. Se le estima.

A mi hermano José por su apoyo en la realización de este proyecto. Gracias mano por tu ayuda siempre, por creer en mí y por brindarme esa confianza que me dio fuerzas para seguir adelante pese a todo lo vivido.

A mis tíos Ramón, Ángela, Morerva por ayudarme de la manera en que lo hicieron y por brindarles su apoyo a mi madre. Me siento orgullosa de ustedes y les estaré agradecida toda la vida.

A mi madrina Xiomara Zambrano gracias por brindarme tu apoyo y confianza durante mis estudios.

A mis tíos Luis, Sunilde y Emilia Gracias por todo su apoyo son partícipes de mi logro.

A mi gran amiga incondicional Mercedes Bolívar, por estar siempre en las buenas y en las malas y siempre darme aliento para seguir adelante.

A mi compañera de tesis Milagros Marín por recorrer este camino juntas. Éxitos para ti.

A mis suegros Freddy y Noelys por su apoyo en los momentos difíciles.

A mis amigos Nelly Millán, Estela Acuña, José Luis Perales, Nelson Salazar, Idelys Salazar, Inaimir Rodríguez, Andreina Sojo, Marta Alcalá que durante mi carrera me demostraron lo que significa el compañerismo y la amistad.

*Iranidis Acosta Rojas*

## CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
DEDICATORIA .....	vi
AGRADECIMIENTOS .....	viii
AGRADECIMIENTOS .....	xii
CONTENIDO .....	xiv
LISTA DE FIGURAS .....	xvii
LISTA DE TABLAS .....	xix
RESUMEN.....	xx
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN .....	21
1.1 Planteamiento del Problema.....	21
1.2 Objetivos .....	22
1.2.1 Objetivo General.....	22
1.2.2 Objetivos Específicos.....	23
1.3 Justificación de la Investigación .....	23
CAPÍTULO II. UBICACIÓN GEOGRAFICA .....	25
2.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	25
2.2 Área Mayor de Anaco .....	27
2.2.1 Ubicación del Área.....	27
2.2.2 Estructura Regional del Área Mayor de Anaco .....	28
2.2.3 Geología Campo San Joaquín .....	30
2.2.3.1 Estratigrafía del Área.....	30
CAPÍTULO III. FUNDAMENTOS TEÓRICOS .....	32
3.1 Perfiles de Pozos.....	32
3.2 Interpretación de Perfiles Eléctricos.....	33
3.3 Registros Litológicos.....	33

3.3.1 Potencial Espontáneo (Sp).....	33
3.3.2 Gamma Ray.....	34
3.3.3 Perfil de Resistividad.....	36
3.3.4 Registro de Porosidad.....	36
3.3.5 Registro de Densidad.....	37
3.3.6 Registro Neutrónico.....	37
3.3.7 Registro Sónico.....	38
3.4 Completación de Pozos.....	39
3.4.1 Clasificación de las completaciones de acuerdo a las características del pozo.....	42
3.4.1.1 Completación a hueco abierto.....	42
3.4.1.2 Completación con forro o tubería ranurada.....	44
3.4.1.3 Completación con forro no cementado.....	45
3.4.1.4 Completación con forro liso ó camisa perforada.....	47
3.4.1.5 Completación con revestidor cañoneado.....	48
3.4.2 Configuración mecánica de los pozos.....	49
3.4.2.1 Factores que determinan el tipo de configuración mecánica.....	50
3.4.2.2 Tipos de completación de acuerdo a la configuración mecánica.....	50
3.4.2.2.1 Completación sencilla.....	50
3.4.2.2.2 Completación sencilla convencional.....	51
3.4.2.2.3 Completación sencilla selectiva.....	51
3.4.2.2.4 Completación Múltiple.....	51
3.4.2.2.5 Completaciones no convencionales.....	57
3.4.2.2.6 Completaciones a hoyo revestido con empaque con grava.....	60
3.4.2.2.7 Completaciones a hoyo abierto ampliado con empaque con grava.....	61
3.4.2.2.8 Completaciones Multi-Zonas.....	64
CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA.....	66
4.1 Población.....	66

4.1.1 Muestra.....	66
4.1.2 Población y Muestra.....	66
4.2 Investigación Proyectiva.....	67
4.3 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Data.....	67
4.3.1 Técnicas: .....	67
4.3.1.1 La recopilación de información. ....	67
4.3.2 Equipos, Materiales y Herramientas a utilizar.....	67
4.3.2.1 Equipos.....	67
4.3.2.2 Materiales.....	68
4.3.2.3 Herramientas .....	68
4.3.2.3.1 Programa Open Works.....	68
4.3.2.3.2 Sistema de Evaluaciones Económicas SEE .....	81
4.4 Verificar la continuidad lateral de los yacimientos prospectivos del Campo San Joaquín.....	85
4.5 Realizar el esquema de completacion Multi-Zonas más factible para el campo San Joaquín.....	85
4.6 Analizar la rentabilidad de las completaciones Multi-Zonas versus las completaciones convencionales. ....	86
<b>CAPÍTULO V. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>87</b>
5.1 Verificar la Continuidad Lateral del Campo San Joaquín. ....	87
5.2 Realizar el Esquema de Completacion Multi-Zonas más Factible para el Campo San Joaquín.....	90
5.3 Analizar la Rentabilidad de las Completaciones Multi-Zonas versus las Completaciones Convencionales .....	101
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>106</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>107</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>108</b>
<b>METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....</b>	<b>110</b>



## LISTA DE FIGURAS

Fig. N°2.1. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental <sup>[1]</sup> .....	26
Fig. N° 2.2. Campos Del Área Mayor de Anaco <sup>[2]</sup> .....	27
Fig. N°2.3 Domos del Campo San Joaquín y Guarío <sup>[3]</sup> .....	29
Figura. N° 2.4: Columna Estratigráfica Regional Del Área Mayor De Anaco <sup>[1]</sup> .....	31
Figura. N° 3.1 Perfil de Potencial Espontáneo a la izquierda y el Resistividad a la derecha. <sup>[4]</sup> .....	33
Figura. N° 3.2 Perfil Rayos Gamma a la Izquierda y a la derecha el Perfil de Resistividad. <sup>[4]</sup> .....	35
Fig. N° 3.3. Perfil Sónico. <sup>[4]</sup> .....	39
Figura. N° 3.4 Completación a hueco abierto <sup>[5]</sup> .....	43
Figura. N° 3.5 Completación con forro o tubería ranurada <sup>[5]</sup> .....	45
Figura. N° 3.6 Completación con forro no cementado <sup>[5]</sup> .....	46
Figura. N° 3.7 Completación con forro liso ó camisa perforada <sup>[5]</sup> .....	47
Figura. N° 3.8 Completación con revestidor cañoneado <sup>[5]</sup> .....	48
Figura. N° 3.9 Completación sencilla convencional. <sup>[6]</sup> .....	51
Figura. N° 3.10 Completación sencilla selectiva <sup>[6]</sup> .....	52
Figura. N° 3.11 Completación múltiple <sup>[6]</sup> .....	52
Figura. N° 3.12 Completación doble con una tubería de producción y dos empaaduras de producción <sup>[6]</sup> .....	54
Figura N° 3.14 Completaciones a hoyo revestido con empaque con grava <sup>[7]</sup> .....	61
Figura N° 3.15 Completaciones a hoyo abierto ampliado con empaque con grava. <sup>[7]</sup> .....	63
Figura N° 3.16. Completaciones Multi-Zonas. <sup>[8]</sup> .....	65
Figura 4.1 Ventana donde se Inicia el Programa Openwork. ....	69
Figura 4.2 Ventana donde se le Cambia el Nombre del Proyecto. ....	69
Figura 4.3 Ventana donde se Visualizan los Datos del Pozo. ....	70

Figura 4.4 Ventana donde se entra a la Aplicación del Openwork Stratworks.....	71
Figura 4.5 Ventana donde Muestra los Valores Creados en el Stratworks. ....	71
Figura 4.6 Ventana donde se Crea la Lista de los Pozos. ....	72
Figura 4.7 Ventana donde se Inicia Template.....	73
Figura 4.8 Ventana donde se le cambia nombre al Template. ....	74
Figura 4.9 Ventana donde se Cargan Colores al Template. ....	74
Figura 4.10 Ventana donde se carga la Aplicación del SETUP.....	75
Figura 4.11 Ventana donde se Seleccionan los Pozos, Template y Referencia. ....	76
Figura 4.12 Ventana donde se Cargan los Pozos. ....	77
Fig. N° 4.13 Consideraciones a Seleccionar para Elaborar una Sección Estratigrafica .....	77
Figura 4.14 Ventana donde se Desplegan los Pozos.....	78
Figura 4.15 Ventana donde se Correlacionan los Pozos. ....	79
Figura 4.16 Ventana donde se Cuelgan los Pozos a un Marcador. ....	80
Figura 4.17 Ventana donde se Muestra el Marcador Horizontalizado.....	80
Figura 4.18. Ventana de Inicio del Sistema de Evaluaciones Económicas.....	82
Figura N°5.1 Mapa de Ambiente Sedimentario San Juan A.....	89
Figura N° 5.2 Diagrama Mecánico de Completación N°1.....	93
Figura N° 5.3 Diagrama Mecánico de Completación N°2.....	95
Figura N° 5.4 Diagrama Mecánico de Completación N°5.....	96
Figura N° 5.5 Diagrama Mecánico de Completación N° 6.....	97
Figura N° 5.6 Diagrama Mecánico de Completación N°3.....	99
Figura N° 5.7 Diagrama Mecánico de Completación N°4.....	100
Fig. 5.8 Ventana de Resultados del SEE paran las completaciones sencilla .....	103
Fig. 5.9 Ventana de Resultados del VPN para Completaciones Sencilla .....	104
Fig.5.10 Ventana de Resultados del SEE paran las completaciones Multi-Zonas...	104
Fig. 5.11 Ventana de Resultados del VPN para Completaciones Multi-Zonas. ....	105

## **LISTA DE TABLAS**

Tabla N° 5.1. Pozos con núcleos en el Campo San Joaquín, Guárico y el Roble. .... 88

## **RESUMEN**

El siguiente proyecto de investigación fue realizado en la empresa PDVSA GAS Anaco específicamente en el departamento de VCD, el cual lleva por nombre: "Factibilidad Técnico-Económica del uso de las Completaciones Multi-Zonas en el Distrito Gas Anaco". El presente estudio se limitó al Campo San Joaquín perteneciente al Área Mayor Anaco (AMA) donde se procedió ante todo a realizar la continuidad lateral del Campo San Joaquín por medio de un programa openwork tomando como muestra representativa la arena SJA por ser la arena prospectiva de la zona de estudio, todo esto con la finalidad de estimar la sucesión de las arenas y dar a conocer que en cualquier punto de ese Campo se podría aplicar este nuevo proyecto que indudablemente traerá beneficios para la empresa ya que se puede producir un yacimiento con un menor número de pozos lo que originara reducción de costos de exploración e infraestructura. Luego para el segundo objetivo La información abarcó revisar carpetas de pozos para seleccionar 12 pozos con los diagramas de completación utilizados en la empresa para luego analizarlos desde lo seguro, optimo, y rentable y finalmente llegar a la selección de los diseños de completación más adecuado para aplicar las completaciones Multi-Zonas para en un futuro aplicar un reacondicionamiento en cualquier locación con el propósito de aumentar la productividad colocando a producción varias arenas productoras que con los diseños actuales no se aplicaba además de reducir los costos. Posteriormente se procedió a realizar el Sistema de Evaluaciones Económicas (SEE) indicando que esta nueva propuesta es factible en el Campo de estudio puesto que los valores arrojados indican que los costos de inversión se recuperarían a un plazo de 3 años y con una eficiencia de inversión de 86.04\$, y la TIR fue de 52.47% mayor a la tasa estipulada por PDVSA GAS para que un nuevo proyecto pueda ser aplicable  $TIR > 15\%$ .

# **CAPÍTULO I.**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Planteamiento del Problema**

La completación de un pozo representa la integración de muchos estudios que, aunque realizados por separado, convergen en un mismo objetivo, la obtención de hidrocarburos. La terminología de completación se basa en el diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de bombear y controlar la producción o inyección de fluidos. Basados en esta definición, instalar y cementar el revestidor de producción o revestidor ranurado, así como también registros, cañoneos y pruebas son parte del proceso de completación. Sumado a esto, un equipo complejo de cabezal y el procesamiento y requerimiento de almacenamientos afectan la producción de un pozo y pueden derivar en variaciones en el diseño y en la configuración de la completación.

El Área Mayor de Anaco, se encuentra ubicada en uno de los Distritos más productores de gas del país, perteneciente a la Cuenca Oriental de Venezuela la cual se considera la segunda en importancia en cuanto a reservas petrolíferas. Los campos principales pertenecientes a esta área son Santa Rosa, San Joaquín, Santa Ana, El Roble, San Roque, Guario y El Toco. Se encuentran al norte de la falla inversa del Corrimiento de Anaco. Predominan los yacimientos de condensado asociado con petróleo, aunque también existen yacimientos de gas seco.

En el Campo San Joaquín (zona de estudio) las completaciones originales se han visto afectadas por variedad de problemas, entre los más comunes tenemos: corrosión, mecánicos, depletación de las arenas productoras, atascamiento de tubería, entre otros; por lo que se han tenido que realizar trabajos de reparación,

reacondicionamiento y recompletación, para lograr un aumento de los índices de productividad. Cabe señalar que durante la ejecución de dichos trabajos han ocurrido hechos inesperados, trayendo como consecuencia alargue del tiempo de ejecución de los trabajos de reacondicionamiento y reparación de los pozos, ya que se requiere aplicar técnicas adicionales como la pesca, fresado, sacar completación, desviar el pozo, parada de operaciones e incluso abandono; por ello se incrementan los costos de operación relacionados con la tasa de taladro y de las horas hombre.

En este sentido, es necesario para la empresa la elección y el adecuado diseño de los esquemas de completación de los pozos perforados ya que constituyen parte decisiva dentro del desempeño operativo y productivo de un Campo. Por lo que se considera de utilidad generar un estudio que permita catalogar de forma estadística y comparativa la factibilidad con que inciden las completaciones Multi-Zonas en el Campo San Joaquín; cabe destacar que se debe llevar a cabo el análisis tanto en el ámbito técnico como económico con el fin de que el sistema de completación sea óptimo y no comprometa a largo plazo los objetivos a medida que el reservorio drene, buscando alcanzar óptima calidad en la producción y haciendo las jornadas de trabajo más eficientes y en menos tiempos. Seleccionar la opción más apropiada dependerá de un cuidadoso análisis de las condiciones específicas de los pozos, al igual que la complejidad de la completación será determinada por los requerimientos funcionales y las variables económicas.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo General.**

Estudiar la factibilidad técnico económica del uso de completaciones multi-zonas en el Campo San Joaquín.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

1. Verificar la continuidad lateral de los yacimientos prospectivos del Campo San Joaquín
2. Realizar el esquema de completación Multi-Zonas más factible para el campo San Joaquín
3. Analizar la rentabilidad de las completaciones Multi-Zonas versus las completaciones convencionales.

### **1.3 Justificación de la Investigación**

Para la industria petrolera, es de gran importancia reconocer las causas que generan los problemas en las actividades de completación y rehabilitación de los pozos, de manera tal de minimizar el tiempo de ejecución y por ende incremento de los costos. Ya que sin duda las completaciones desempeñan un papel fundamental en la producción de hidrocarburos, son un elemento clave para el éxito de la exploración, la producción económica del petróleo y gas, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de los hidrocarburos. Tanto la productividad como la inyectividad del pozo dependen fundamentalmente de la caída de presión en la cercanía del hoyo, la cual habitualmente se computa a través del factor de daño. Este último depende del tipo de completación, del daño a la formación entre otros factores. La importancia del presente estudio consiste en establecer diferencias entre las completaciones convencionales utilizadas en la empresa y las Multi-Zonas, tomando en consideración principalmente el diseño de dichas completaciones para analizarlo desde lo seguro, óptimo y rentable para dar a conocer en cuál de estos diseños es óptimo aplicar este tipo de completación con la finalidad de aumentar la productividad y reducir costos en la empresa. Además es necesario realizar un análisis estadístico confiable de modo que se pueda evaluar en el ámbito económico

cual de las dos completaciones es de mayor utilidad; es decir; cuál de ellas es más rentable u optima en dicho campo.



## **CAPÍTULO II.**

### **UBICACIÓN GEOGRAFICA**

#### **2.1 Cuenca Oriental de Venezuela**

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la región centro-este del país, con una longitud de 800 Km. de extensión aproximadamente en dirección oeste-este y 200 Km. de ancho de norte a sur, a través de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y sur de Trinidad. Está limitada al norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al sur por el Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al este de 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, y al oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao.<sup>[1]</sup>

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los Estados Anzoátegui y Monagas. Su superficie abarca 164.000 Km<sup>2</sup> y 20.000 pies de sedimentos paleozoicos, cretácicos y terciarios entre cadenas montañosas situadas al norte del Escudo de Guayana como límite sur. La cuenca actual es asimétrica, con el flanco sur inclinado ligeramente hacia el norte, y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron

acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se subdivide en tres subcuencas, a saber: Subcuenca de Guárico, Subcuenca de Maturín y Subcuenca de Paria.



Fig. N°2.1. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental <sup>[1]</sup>.

En esta cuenca se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de Petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales.

## 2.2 Área Mayor de Anaco

### 2.2.1 Ubicación del Área

El Área Mayor de Anaco está localizada en la Cuenca Oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín, se ubica en el bloque levantado al Norte del corrimiento Anaco (falla inversa producto de un efecto tectónico compresional), con un rumbo de aproximadamente  $N50^{\circ}E$ , a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de múltiples estructuras dómicas en las cuales se localizan grandes acumulaciones de hidrocarburos, que han originado una serie de campos petrolíferos tales como: San Joaquín, Santa Ana, El Toco, Guarío, Santa Rosa, entre otros, siendo nuestra área en estudio los campos Santa Ana y San Joaquín que corresponden a un grupo de campos situados a unos 10 kilómetros aproximadamente al Noreste de la población de Anaco, en el centro del estado Anzoátegui. (ver figura N° 2.2).

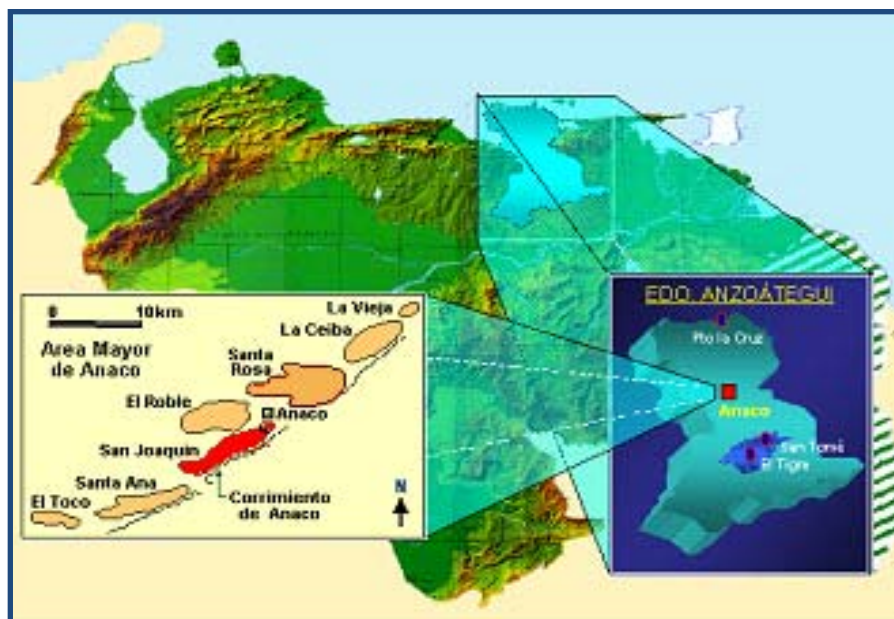


Fig. N° 2.2. Campos Del Área Mayor de Anaco [2].

Estos campos pertenecen geológicamente a la Cuenca Oriental de Venezuela y operacionalmente se ubican en el Área Mayor de Anaco, caracterizada por la presencia de campos alineados y controlados por el evento geológico estructural de mayor significación como es el corrimiento de Anaco.

### **2.2.2 Estructura Regional del Área Mayor de Anaco**

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 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 N 40° 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 sur de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco.

Los campos petrolíferos del Área Mayor de Anaco están ubicados en el bloque norte levantado de la falla mayor de Anaco, 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.

Los levantamientos de Anaco, en su conjunto se presentan asimétricos, con buzamientos de 25-27° en el flanco sur, en contraste con sólo 2-5° en el flanco norte. Los domos han sido considerados como pliegues de arrastre sobre el plano del corrimiento, ocasionados por el movimiento hacia el sur de las capas que constituyen el flanco norte. Las fallas normales se encuentran principalmente al norte de los domos de Anaco, con desplazamiento considerable (70 a 22 metros).

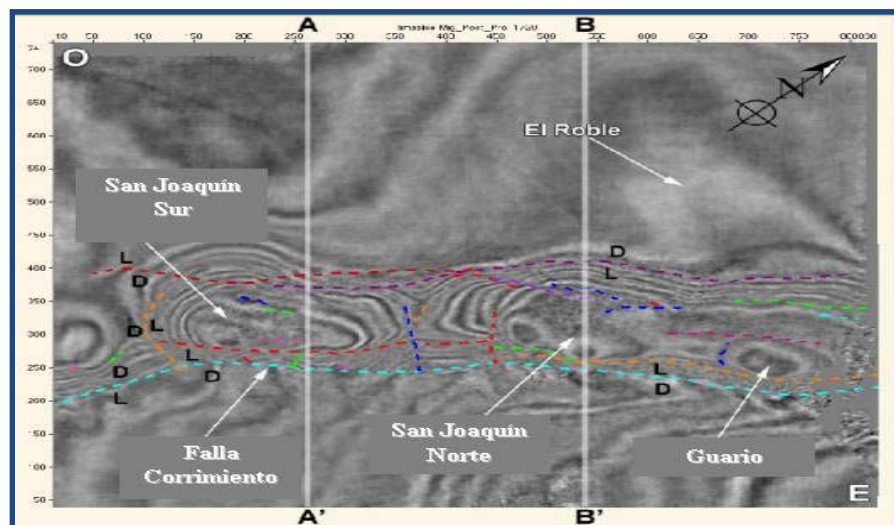


Fig. N°2.3 Domos del Campo San Joaquín y Guarío <sup>[3]</sup>.

### **2.2.3 Geología Campo San Joaquín**

El campo San Joaquín se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental, siendo parte de los grupos de campos de Anaco, a 150kms. Al Sur-Este de Maturín, se localiza más exactamente al centro del estado Anzoátegui abarcando los municipios Anaco, Santa Ana y Aragua de Barcelona. El campo San Joaquín está formado, básicamente, por tres domos (Sur, Central y Norte).

El domo Norte presenta un pronunciado declive que constituye el Campo Guairó y se prolonga hasta el campo Santa Rosa, hacia el Norte de los domos del Campo San Joaquín se encuentra una estructura dómica de buzamiento muy suave que constituye el Campo El Roble, lo cual contrasta con los domos del campo San Joaquín la formación Oficina aflora en la cresta de los domos Norte y Sur, pero esta solapada por la formación Sacacual en El Domo Guairó<sup>[3]</sup>.

#### **2.2.3.1 Estratigrafía del Área.**

En la secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del Campo San Joaquín y en general al Área Mayor de Anaco (AMA), 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 Merecure, Vidoño, San Juan y Temblador.

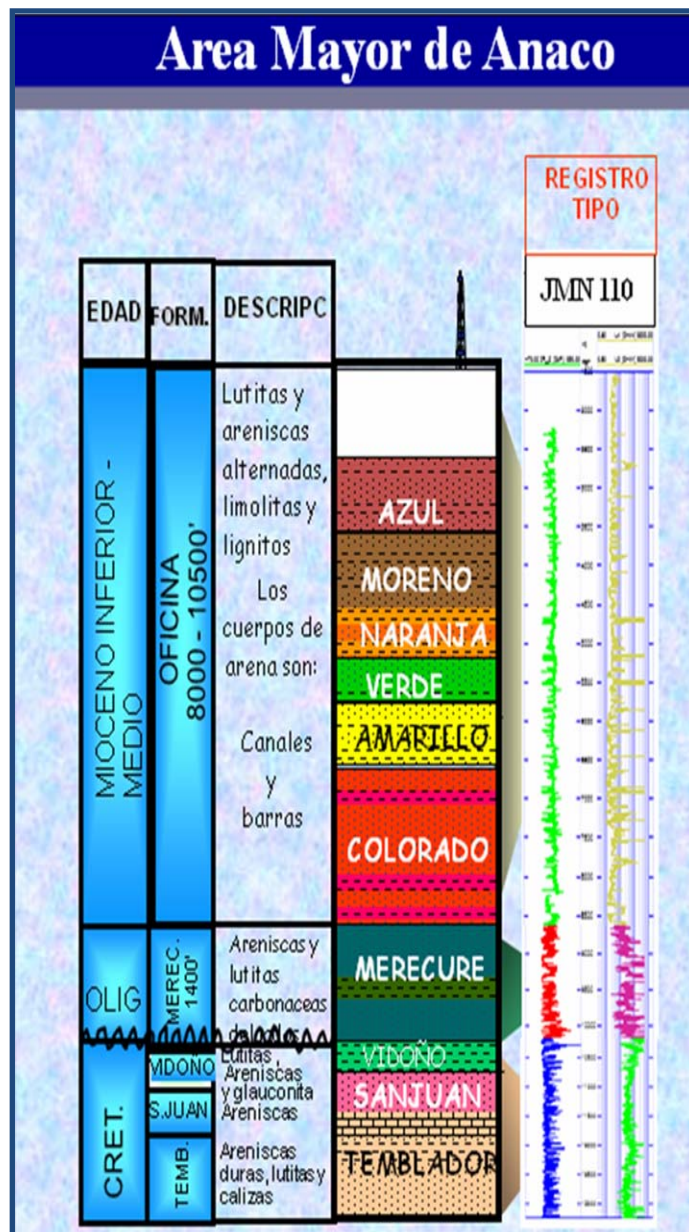


Figura. N° 2.4: Columna Estratigráfica Regional Del Área Mayor De Anaco <sup>[1]</sup>.

## **CAPÍTULO III.**

### **FUNDAMENTOS TEÓRICOS**

#### **3.1 Perfiles de Pozos.**

La herramienta más utilizada en la industria petrolera para la evaluación de formaciones son los registros de pozos, ya que permiten, a bajo costo, obtener los parámetros petrofísicos fundamentales de una formación atravesada por un pozo en relación con su profundidad.

La importancia de los registros de pozos es que además de ayudar a la localización de formaciones ricas en petróleo y gas, aportan datos para la elaboración de mapas estructurales e isópacos, identifican las zonas productivas y facilitan la interpretación petrofísica de un yacimiento.

Los dispositivos de perfilaje que se corren en el pozo son diseñados para medir las propiedades eléctricas, acústicas y radioactivas de la formación y presentar las respuestas en forma continua, como un registro a lo largo de todo el pozo.

Entre los perfiles frecuentemente usados en la industria petrolera se tienen: perfiles de inducción eléctrica, perfil de rayos gamma, perfil de densidad compensada, perfil neutrónico, perfil Microlog, perfil de Potencial Espontáneo, etc [1].



### 3.2 Interpretación de Perfiles Eléctricos.

Los dispositivos de perfilaje que bajan al pozo son diseñados para medir las propiedades eléctricas, acústicas y radiactivas de la formación y presentar las respuestas en forma continua como un registro a lo largo de todo el pozo<sup>[4]</sup>

### 3.3 Registros Litológicos.

#### 3.3.1 Potencial Espontáneo (Sp).

La curva del Potencial Espontáneo (SP) es un perfil que mide la diferencia de potencial entre capas permeables saturadas con fluidos de diferentes salinidades.

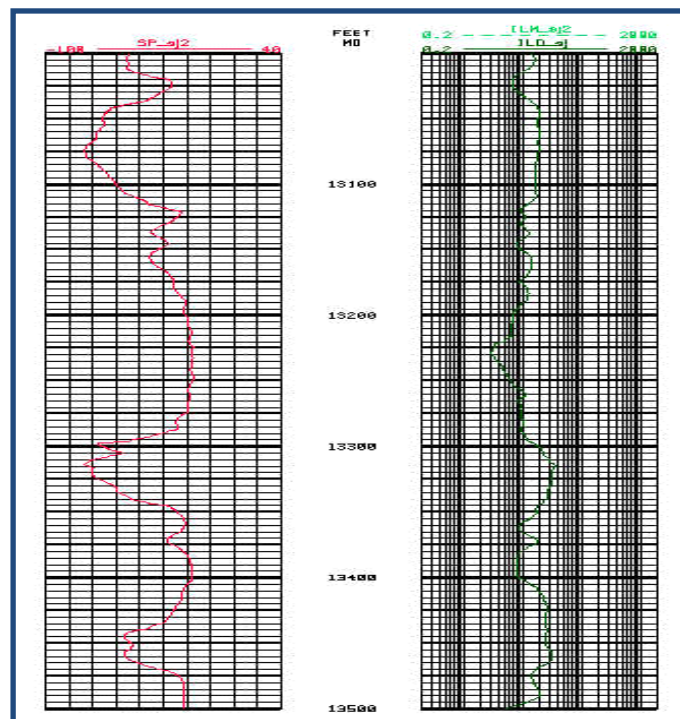


Figura. N° 3.1 Perfil de Potencial Espontáneo a la izquierda y el Resistividad a la derecha.<sup>[4]</sup>

El SP es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y potencial fijo en un electrodo de superficie, en función de la profundidad. Este perfil es realmente el diferencial de potencial generado en el pozo como resultado de las corrientes eléctricas que fluyen a través del fluido de perforación resistivo. Dicho perfil no puede registrarse en pozos llenos de lodos no conductores porque tales lodos no forman una conexión eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Además, si las resistividades del filtrado de lodo y el agua de formación tienen aproximadamente el mismo valor, las desviaciones del SP serán pequeñas y la curva será achatada sin variaciones apreciables. La curva del SP es registrada generalmente en la pista N°1) (Figura 3.1 ) en escala lineal.

El potencial espontáneo se utiliza para:

- Detectar capas permeables.
- Correlación litológica.
- Determinación valores de resistividad del agua de formación.
- Dar valores cualitativos del contenido de arcillosidad.
- Factores que afectan a la curva de potencial espontaneo.
- Espesor y resistividad de la capa permeable.
- Resistividad de las capas adyacentes.
- Resistividad del lodo y el diámetro del hoyo.<sup>[4]</sup>

### **3.3.2 Gamma Ray.**

Este tipo de perfil mide de manera continua la radiactividad natural de las formaciones, fue utilizado por primera vez en 1939, como técnica para determinar la litología de los pozos entubados que nunca antes habían sido registrados. Los usos principales de este perfil son para:

- Definir los estratos de lutita cuando la curva del Potencial Espontáneo, está

redondeada, aplanada o cuando no se puede registrar la curva del SP.

- Refleja el contenido de arcilla de las formaciones.
- Detección y evaluación de minerales radioactivos, tales como el potasio y el uranio.
- Puede ser usado, en combinación con otros perfiles, para la identificación de minerales no radioactivos incluyendo estratos de carbón.
- Reemplaza al registro de potencial espontáneo (SP) cuando la resistividad del agua de formación es igual a la resistividad del filtrado ( $R_w = R_{mf}$ ).
- Se puede utilizar para correlaciones en pozos entubados.

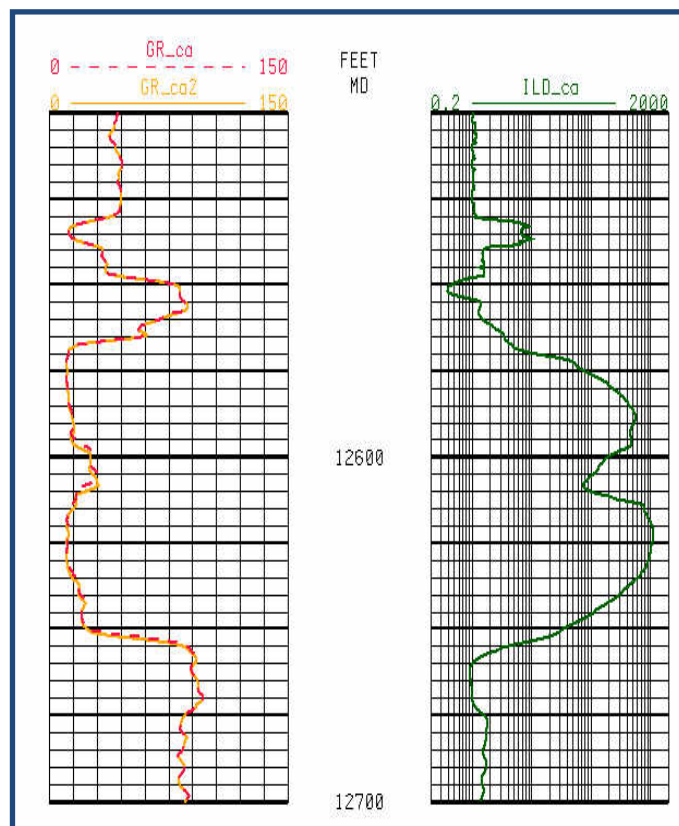


Figura. N° 3.2 Perfil Rayos Gamma a la Izquierda y a la derecha el Perfil de Resistividad. <sup>[4]</sup>

### 3.3.3 Perfil de Resistividad.

Las curvas de resistividad permiten determinar la resistividad de las formaciones, que no es más que el inverso de la capacidad de una formación para conducir la corriente eléctrica, es decir, la conductividad. La conductividad se mide en ohmios/metros. En muchos pozos se registra un perfil de conductividad y uno de resistividad. Las Figuras 3.1 y 3.2 muestran perfiles de resistividad.

La mayoría de las formaciones presentan respuestas eléctricas diferentes dependiendo del fluido que la satura, por lo general los hidrocarburos presentan una baja conductividad y por consiguiente alta resistividad, por otra parte el agua de formación, que generalmente tiene alta salinidad, muestra una baja resistividad dado que es altamente conductiva. <sup>[4]</sup>

### 3.3.4 Registro de Porosidad.

En la estimación de reservas de hidrocarburos, los perfiles de porosidad juegan un papel importante, debido a que permiten conocer el espacio poroso del yacimiento que puede estar ocupado por fluidos (agua, petróleo y/o gas).

En la determinación de la porosidad se emplean los siguientes registros:

- Radioactivos:           Densidad  
                                  Neutrónicos
- Acústicos:                Sónicos

Cada uno de estos se ven afectados de manera independiente por ciertas propiedades de la roca matriz, por lo que la combinación de dos o tres perfiles lleva a un mejor conocimiento de la porosidad, litología y geometría del espacio poroso;

asimismo, con frecuencia, se puede distinguir con ellos petróleo de gas. Entre estos tenemos:

### **3.3.5 Registro de Densidad.**

El perfil de densidad posee una herramienta denominada FDC, la cual consta de una fuente radioactiva, que se aplica a la pared del hoyo en un cartucho deslizable, para emitir rayos gamma hacia la formación. Una parte de los rayos gamma pierde energía y se mueven en todas direcciones, debido a que sufren múltiples colisiones con los electrones de la formación (Efecto Compton) y la otra llega al detector, que se encuentra a una distancia fija de la fuente; estos últimos se cuentan para medir la densidad de la formación. La respuesta de la herramienta densidad está determinada esencialmente por la cantidad de los electrones de la formación, por lo tanto ésta relacionada con el volumen poroso, que a su vez depende del material de la matriz de la roca, y la densidad de los fluidos que llenan los poros.<sup>[4]</sup>

### **3.3.6 Registro Neutrónico.**

Los perfiles neutrónicos permiten delinear formaciones porosas y determinar su porosidad. Éstos responden a la cantidad de hidrógeno en la formación, por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o hidrocarburos, el registro reflejará la porosidad total.

La respuesta de los perfiles neutrónicos refleja la cantidad de hidrógeno en la formación, debido a que el petróleo y el agua contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, las respuestas obtenida refleja primordialmente la cantidad de espacio poral lleno de líquidos.

Al interpretar un perfil neutrónico deben tomarse en consideración dos factores, en primer lugar, las lutitas y zonas con un alto contenido en lutitas mostrarán una porosidad muy alta debido al agua asociada; y en segundo lugar, debido a la baja concentración de hidrógeno en el gas, las zonas gasíferas en gas expondrán una porosidad muy baja. Estos dos factores en realidad constituyen una ventaja, pues la comparación de esta porosidad con las determinadas en los núcleos o con otros tipos de registros (Densidad, Sónico) suministrara un método acertado para la determinación de los volúmenes de lutitas y la distinción entre zonas gaseosas de aquellas contentivas de petróleo o agua.<sup>[4]</sup>

### **3.3.7 Registro Sónico.**

El principio del registro sónico o acústico, como también se le llama, consiste en medir el tiempo que una onda acústica invierte en viajar a través de una roca. Este tiempo de propagación de la onda sonora en la roca se expresa en microsegundo/pie y se denomina tiempo de tránsito, el cual es el inverso de la velocidad sónica, o sea la velocidad del sonido en el material considerado.

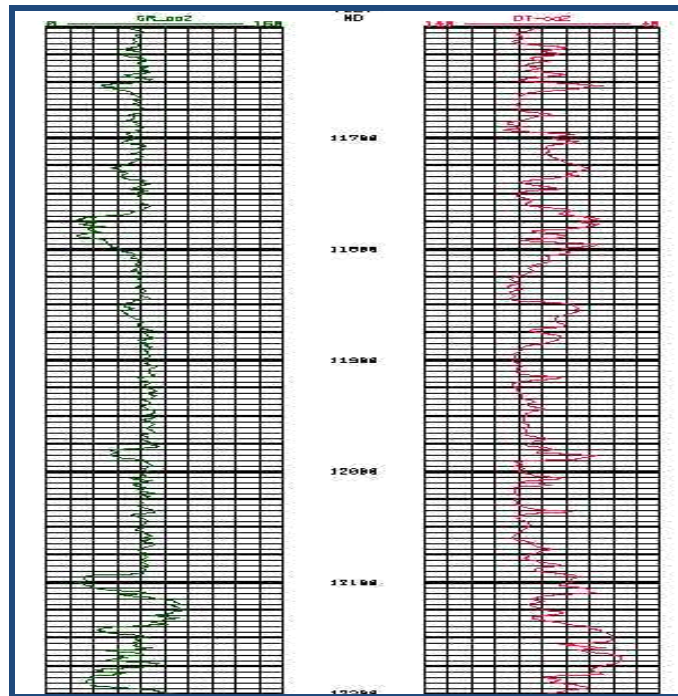


Fig. N° 3.3. Perfil Sónico. <sup>[4]</sup>

El perfil sónico consta de un instrumento que contiene un transmisor y dos receptores. Cuando se activa el transmisor, la onda acústica se transmite por la columna de lodo y se registra en los receptores. La velocidad en la formación se determina mediante las diferencias en el tiempo de arribo en los dos receptores.

### 3.4 Completación de Pozos

La terminación o completación de pozos, constituye el primer paso en lo que será la etapa de producción del pozo. Generalmente, la última sarta se cementa luego de haber hecho un análisis completo de las perspectivas de productividad del pozo porque en caso contrario se incurriría en costos innecesarios de la tubería, cementación, cañoneo y pruebas.

La completación de pozos se define como el acondicionamiento del pozo, mediante la ejecución de una serie de procesos que involucran el uso de productos e instalación de equipos y herramientas, que se inicia con la corrida del revestidor de producción, y termina con el logro del objetivo por el cual fue perforado el pozo, por ejemplo, la puesta en producción del mismo.

Cementada la última sarta de revestimiento, que tiene la doble función de revestidor y de sarta de producción, se procede a realizar el programa de terminación del pozo.

El objetivo principal de la completación de un pozo es obtener el mayor recobro (índice de productividad) posible durante la vida productiva del pozo sin comprometer la inversión u costos de la misma. Las apreciaciones más importantes que conducen a una buena terminación son:

- El tipo de hoyo que penetra los estratos perforados: si es vertical, desviado convencional, desviado de largo alcance, inclinado u horizontal.
- El rumbo y el aspecto de la circulación de la trayectoria del hoyo, para que las sargas de revestimiento queden bien centradas y la cementación de las mismas sea eficaz.
- En el caso del hoyo desviado de largo alcance, el inclinado o el horizontal se tomarán las precauciones requeridas para evitar atascos durante las operaciones de revestimiento y cementación de las sargas. Si la sarga horizontal se utiliza como revestidor y como sarga de producción, la metida y colocación en el hoyo requiere esmerada atención para que quede bien centrada, y la cementación y el cañoneo se hagan sin inconvenientes.



- Los gradientes de presión y de temperatura para mantener el fluido de perforación o los especiales de terminación dentro de las exigencias requeridas. Igualmente la selección de cementos y aditivos para la cementación de sartas, especialmente la última sarta.
  
- Revisión del Informe Diario de Perforación para refrescar la memoria sobre los incidentes importantes surgidos como por ejemplo: atascamiento de la sarta de perforación, pérdidas parciales o totales de circulación, desviación desmedida del hoyo y correcciones, derrumbes, arremetidas por flujo de agua, gas y/o petróleo.
  
- Interpretaciones cualitativas y cuantitativas de pruebas hechas con la sarta de perforación en el hoyo desnudo para discernir sobre: presiones, régimen de flujo, tipo y calidad de fluidos: gas, petróleo y agua.
  
- Registros y/o correlaciones de registros para determinar: tope y base de los estratos, espesor de intervalos presuntamente productivos, zonas de transición, porosidad, permeabilidad, tipo de roca, buzamientos, accidentes geológicos (fallas, plegamientos, adelgazamiento, discordancia, corrimientos, entre otros), características del petróleo a producirse.
  
- Estudio de historias de perforación, terminación y producción de pozos contiguos, cercanos o lejanos para apreciar procedimientos empleados anteriormente, comportamiento mecánico de las terminaciones, posibles reparaciones realizadas y desenvolvimiento de la etapa productiva de los pozos.

El tipo de completación usada y los trabajos a realizar van a depender simplemente de la productividad inicial, reparaciones futuras y eficiencia operacional del pozo. Debido a estos factores, la selección y diseño del programa de completación toma en cuenta los citados elementos:

- La tasa de producción esperada.
- Las reservas de la zona a completar.
- Los mecanismos de producción que pueden emplearse en la zona de completación.
- Los trabajos futuros de estimulación (Fracturamiento hidráulico, acidificación, estimulación mediante inyección de vapor), entre otros.
- Las necesidades de control de arenas.
- Los procesos de levantamiento artificial mediante bombeo mecánico o el uso de gas.
- Las inversiones requeridas.
- Las posibles reparaciones en el futuro. <sup>[5]</sup>

### **3.4.1 Clasificación de las completaciones 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:

- Hueco Abierto.
- Hueco Abierto con Forro o Tubería Ranurada.
- Tubería de Revestimiento Perforada (Cañoneada). <sup>[5]</sup>

#### **3.4.1.1 Completación a hueco 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.

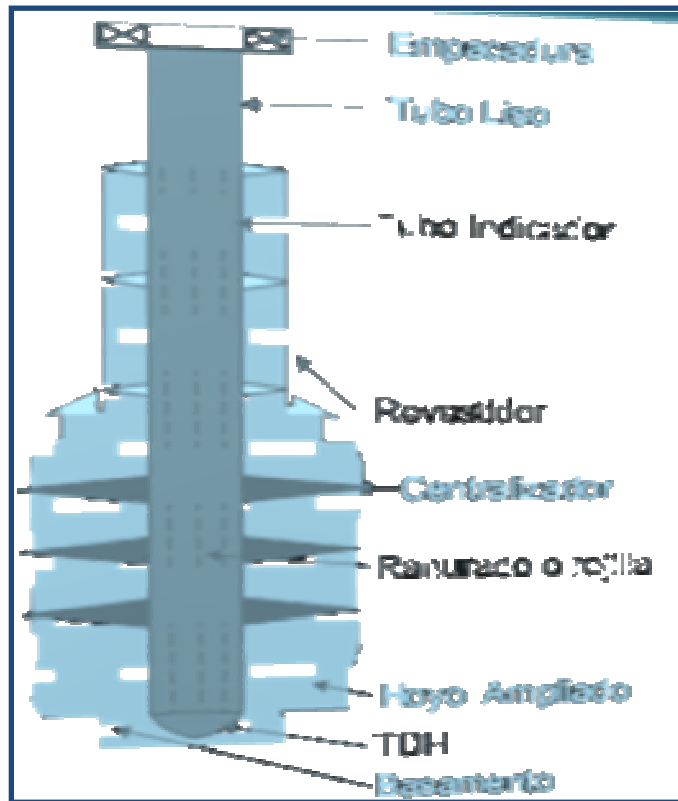


Figura. N° 3.4 Completación a hueco abierto <sup>[5]</sup>.

Entre las variantes de este tipo de completación encontramos:

Perforación del hoyo desnudo antes de bajar 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.

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>

#### **3.4.1.2 Completación 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.

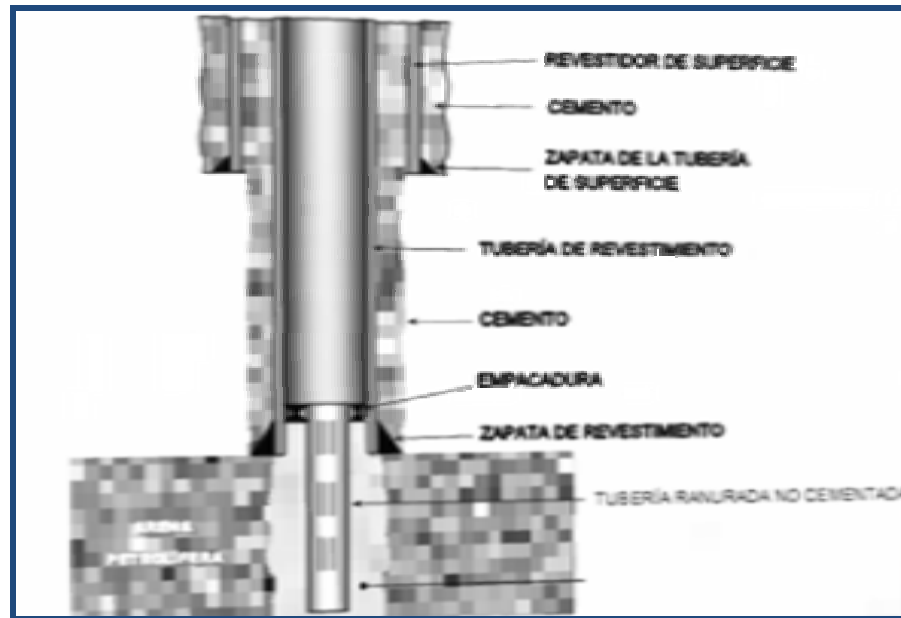


Figura. N° 3.5 Completación con forro o tubería ranurada <sup>[5]</sup>.

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:

#### 3.4.1.3 Completación con forro no cementado

En este tipo de completación un forro con o sin malla se coloca a lo largo de la sección o intervalo de interés. El forro con o sin malla puede ser empacado con grava para impedir el arrastre de la arena de la formación con la producción (ver figura N° 3.6).

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.

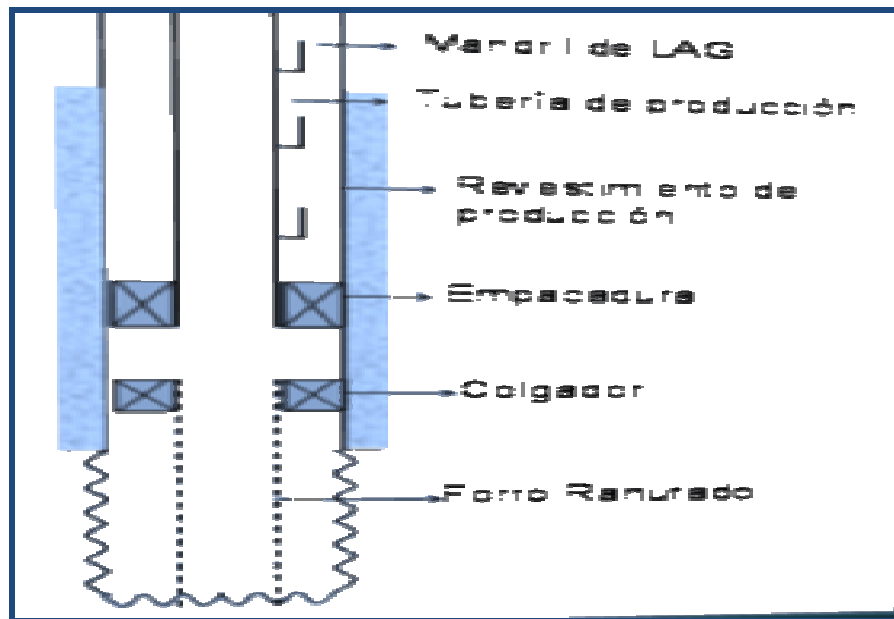


Figura. N° 3.6 Completación con forro no cementado <sup>[5]</sup>.

#### 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>[5]</sup>

#### 3.4.1.4 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 (ver figura N° 3.7).

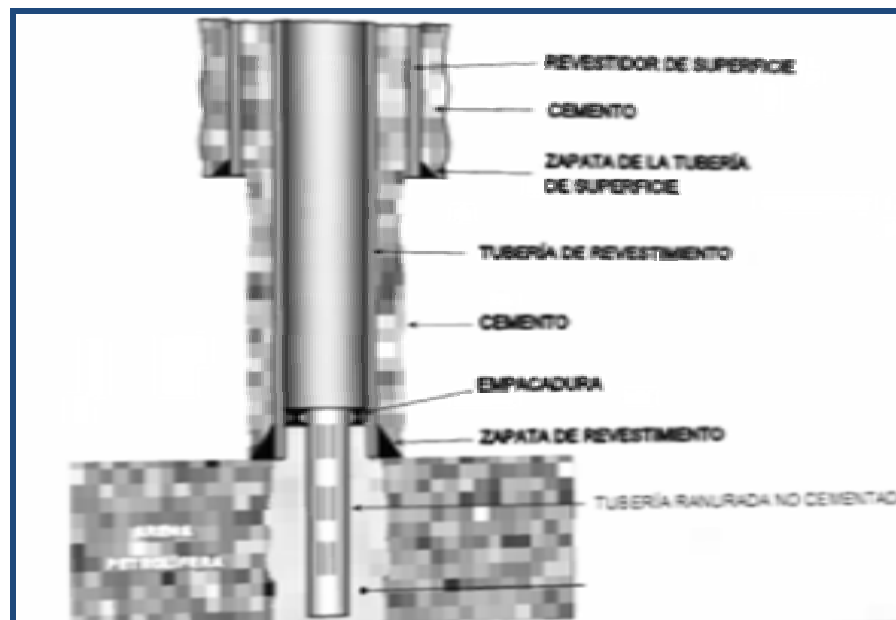


Figura. N° 3.7 Completación con forro liso ó camisa perforada <sup>[5]</sup>.

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>[5]</sup>

### 3.4.1.5 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 (ver figura N°3.8).

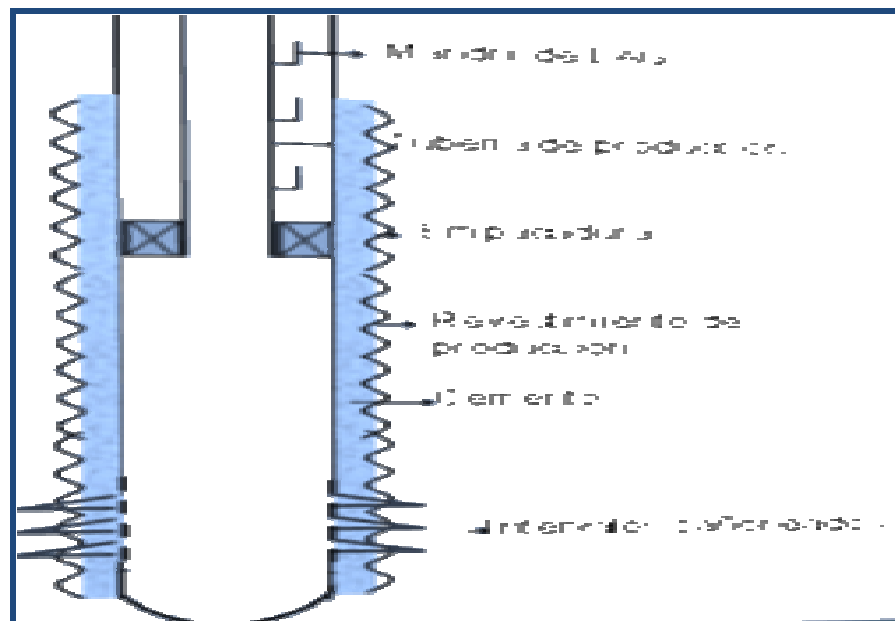


Figura. N° 3.8 Completación con revestidor cañoneado <sup>[5]</sup>.



#### 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>[5]</sup>

### 3.4.2 Configuración mecánica de los pozos

De acuerdo a la configuración mecánica del pozo, la completación del mismo puede clasificarse en Completación Convencional y Completación Permanente. Se entiende por “Completación Convencional” aquella operación en la cual existe una tubería mayor de 4 ½ pulgadas de diámetro externo dentro del pozo y a través de la cual fluyen los fluidos de la formación hacia la superficie. La mayoría de las partes mecánicas o equipos de subsuelo pueden ser removidos, es decir, no tienen carácter permanente. Respecto a la “Completación Permanente” son aquellas operaciones en las cuales la tubería de producción y el cabezal del pozo (árbol de navidad), se instalan de tal manera que todo trabajo subsiguiente se lleva a cabo a través de la tubería de producción con equipo manejado a cable.<sup>[6]</sup>

### **3.4.2.1 Factores que determinan el tipo de configuración mecánica**

- Tipo de pozo (productor, inyector, etc.).
- Número de zonas a completar.
- Mecanismo de producción.
- Procesos de recuperación secundaria (inyección de agua, inyección de gas, etc.).
- Grado de compactación de la formación.
- de futuros reacondicionamientos.
- Costos de los equipos.<sup>[6]</sup>

### **3.4.2.2 Tipos de completación de acuerdo a la configuración mecánica**

#### **3.4.2.2.1 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. Entre las variedades de este tipo de completación se tiene:

### 3.4.2.2 Completación sencilla convencional

Este tipo de completación se realiza para la producción una sola zona, a través de la tubería de producción (ver figura N° 3.9).

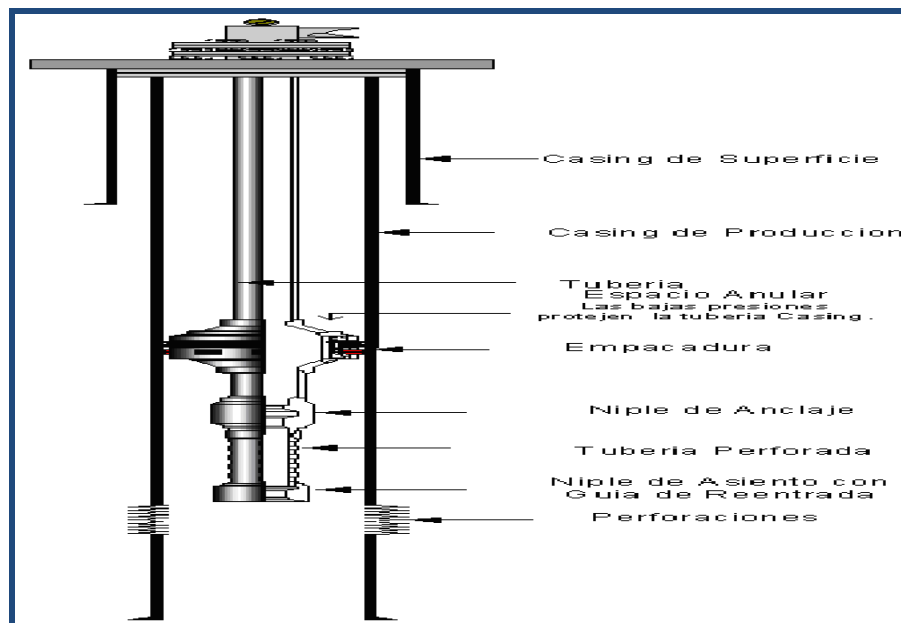


Figura. N° 3.9 Completación sencilla convencional. [6]

### 3.4.2.3 Completación sencilla selectiva

Consiste en separar las zonas productoras mediante empaaduras, produciendo a través de mangas ó válvulas de circulación (ver figura N°3.10).

### 3.4.2.4 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 (ver figura N° 3.11)

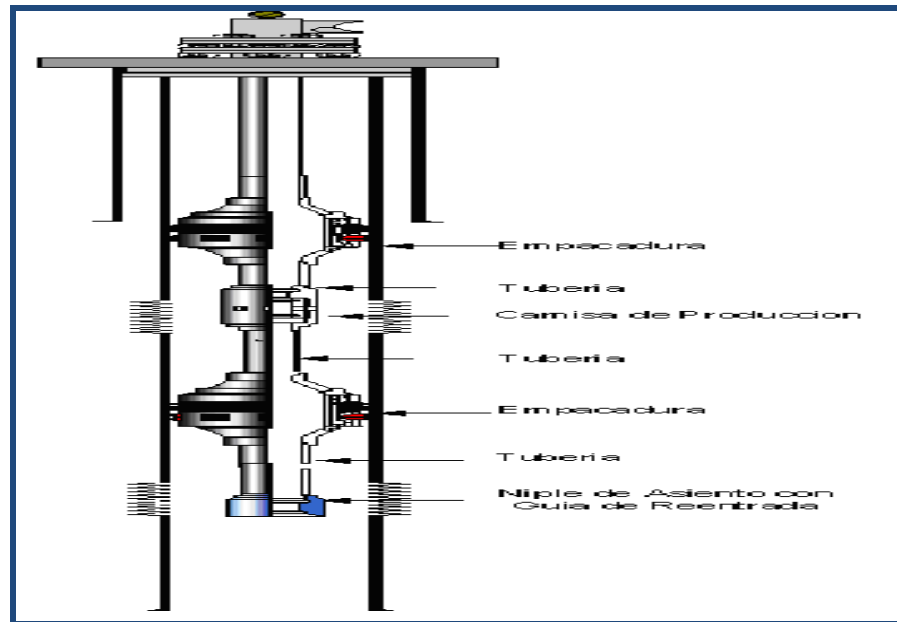


Figura. N° 3.10 Completación sencilla selectiva <sup>[6]</sup>.

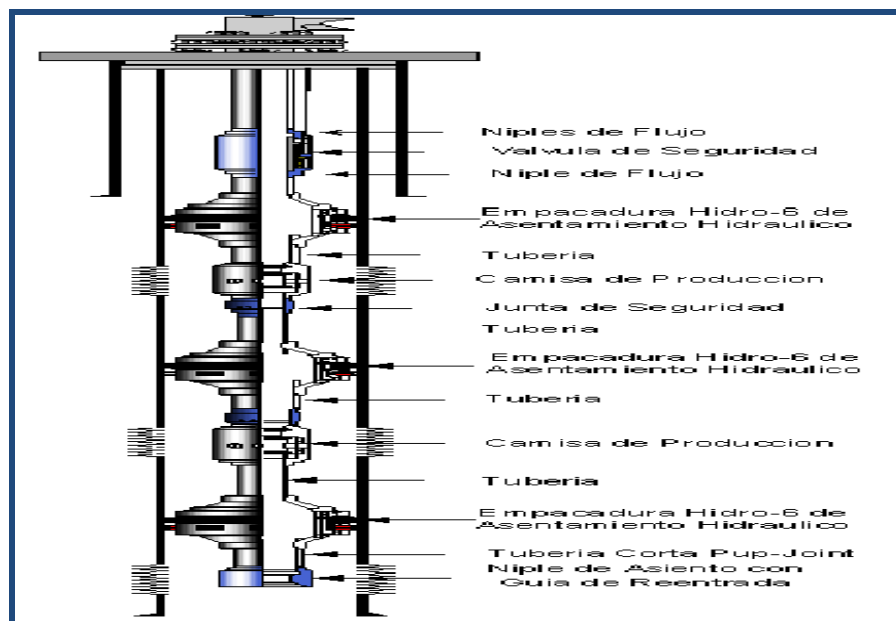


Figura. N° 3.11 Completación múltiple <sup>[6]</sup>.

Ventajas:

- Pueden obtenerse altas tasas de producción
- 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:

- En zonas de corta vida productiva, se traduce en mayores inversiones
- En caso de trabajos de reacondicionamiento, el tiempo de taladro es elevado.
- Aumenta el peligro de pesca de equipos y tubería.

Entre los principales tipos de completaciones múltiples, se destacan:

#### **3.4.2.2.4.1 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 exista arenamiento, 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.<sup>[6]</sup>

#### 3.4.2.2.4.2 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).

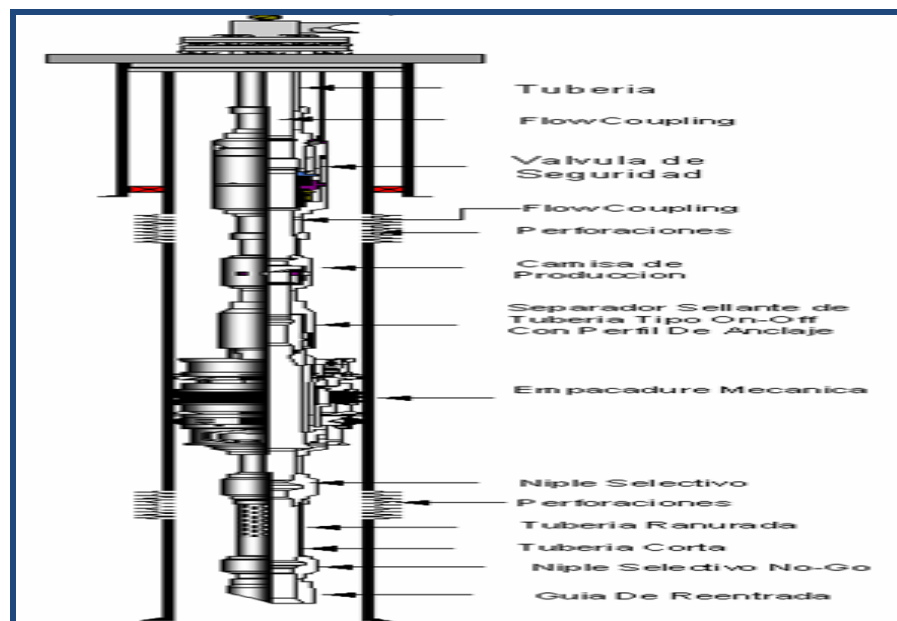


Figura. N° 3.12 Completación doble con una tubería de producción y dos empacaduras de producción<sup>[6]</sup>.

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>[6]</sup>

#### **3.4.2.2.4.3 Completación doble con tuberías de producción paralelas y múltiples empacaduras de producción**

Mediante este diseño se pueden producir varias zonas simultáneamente y por separado a través del uso de tuberías de producción paralelas y empacaduras dobles (ver figura N°3.13).

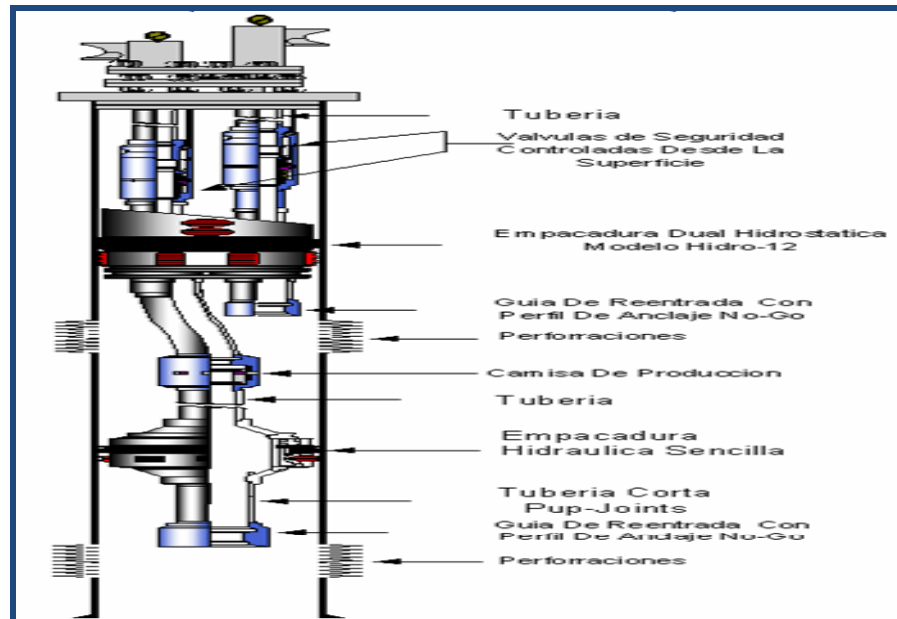
Ventajas:

- Se puede producir con levantamiento artificial por gas.
- se pueden realizar reparaciones con tubería concéntrica y con equipo manejado a cable en todas las zonas.

Desventajas:<sup>[6]</sup>

- Alto costo inicial
- Las reparaciones que requieran la remoción del equipo de producción pueden ser muy costosas

- Las tuberías y empaaduras tienen tendencia a producir escapes y filtraciones.<sup>[6]</sup>



**Figura. N° 3.13 Completación doble con tuberías de producción paralelas y múltiples empaaduras de producción.**<sup>[6]</sup>

#### 3.4.2.2.4.4 Completación Triple

Este tipo de diseño puede llevarse a cabo utilizando dos ó más tuberías y empaaduras de producción.

Ventaja:

- Permite obtener alta tasa de producción por pozo.

Desventajas:

- Dificultad para su instalación y remoción de los equipos en los futuros trabajos de reparación.
- Son muy susceptibles a problemas de comunicación, filtraciones, etc.<sup>[6]</sup>



### 3.4.2.2.5 Completaciones no convencionales

Algunas de la completaciones no convencionales más usadas actualmente son:

- Completaciones monobore
- Completaciones multilaterales
- Completaciones inteligentes
- Completaciones concéntricas.<sup>[7]</sup>

#### 3.4.2.2.5.1 Completaciones monobore

El sistema integrado de completación monobore ha sido diseñado para reducir al mínimo la complejidad del pozo, aumentar la confiabilidad de la completación, y proporcionar la flexibilidad necesaria para explotar altas tasas del yacimiento en su más completa extensión.

Las técnicas de la completación monobore han llegando a ser las más estándar en la industria de hoy. "monobore" describe una terminación en la cual el diámetro interno de la sarta de completación es del mismo tamaño del tope del fondo.

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 detalle, esto puede significar una reducción en el número de plataformas requeridas.
- Disminución de los costos de mantenimientos en el tope de la cara de la arena y fácil instalación.
- Temprano retorno de la inversión.

- Mayor facilidad al momento de realizar una reparación al pozo y facilidad para remover la completación de ser necesario.

Desventajas:

- Las opciones de recompletación pudiesen estar limitadas por el tamaño del liner.
- Deben usarse cañones de diámetro pequeño.
- Cuando se estime una alta actividad de rehabilitaciones al pozo, ya sea por 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, sólo una válvula de seguridad.<sup>[7]</sup>

#### **3.4.2.2.5.2 Completaciones multilaterales**

La tecnología de pozos multilaterales no es nada nueva. Permiten una alternativa en la construcción estratégica en los alcances de extensión de pozos verticales, inclinados, y horizontal. Los multilaterales pueden ser usados para los pozos existentes de petróleo y gas o nuevos pozos. Un rango de configuración geométrica está disponible para proporcionar un óptimo beneficio económico en escenarios de yacimientos.

Un pozo multilateral es un pozo que tiene más de un hoyo productor conectados al cabezal de producción, puede producir conjuntamente desde un mismo yacimiento o tener ramas con producción independiente desde diferentes yacimientos.

También se define como aquel que a partir de una misma boca de pozo se accede con dos o más ramas, a uno o más horizontes productivos.

El objetivo principal es contribuir con la explotación óptima de las reservas. La ubicación de los pozos y su configuración geométrica depende de la estrategia

seleccionada para drenar o inyectar los fluidos desde o hacia el yacimiento. Las características del pozo toman en consideración la arquitectura del yacimiento, propiedades petrofísicas, requerimientos de producción y capacidad de los equipos de perforación. Así se puede tener:

- Vertical y horizontal al mismo yacimiento.<sup>[7]</sup>

#### **3.4.2.2.5.3 Completaciones inteligentes**

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

##### **Ventajas:**

- Las ventajas de la IC se centran en la 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.
- Reducción de trabajos de rehabilitación.
- Los sensores de P, T y Q (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.<sup>[7]</sup>

#### **3.4.2.2.5.4 Completaciones concéntricas**

Se define como una terminación instalada dentro de una terminación, en este tipo de completación una tubería está acoplada dentro de otra, lo cual facilita la producción simultánea por ambas tuberías internas.

Las completaciones concéntricas pueden ser duales o triples y pueden ser diseñadas de acuerdo a los siguientes parámetros:

- 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 con fluidos muertos.
- Rápido desarrollo y recuperación.
- Soluciones flexibles (corrida, pruebas en acercamientos de instalación)
- Fácil ajuste de modificación.
- Reusable.<sup>[7]</sup>

#### **3.4.2.2.6 Completaciones a hoyo revestido con empaque con grava**

El empaque con grava en “Hoyo Revestido” es una de las técnicas de control de arena más comúnmente utilizada por la industria petrolera. Este método de control de arena utiliza una combinación de rejilla y grava para establecer un proceso de filtración en el fondo del pozo. La rejilla es colocada a lo largo de las perforaciones y un empaque de grava con una distribución adecuada de arena es colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones. Después de esto, la arena del empaque de grava en las perforaciones y en el anular de la rejilla - revestidor filtra la arena y/o finos de la formación mientras que la rejilla filtra la arena del empaque con grava (ver figura N° 3.14).

Ventajas:

- Existen facilidades para completación selectiva y para reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.

- La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar con efectividad.
- Es posible hacer completaciones múltiples.

Desventajas:

- Se restringe las perforaciones del cañoneo debido a la necesidad de dejar la rejilla en el hoyo.
- Taponamiento debido a la formación de escamas cuando el agua de inyección se mezcla con el fluido de completación a base de calcio usado durante el empaque con grava.
- Pérdida de fluidos durante la completación causa daño a la formación.
- Erosión / corrosión de la rejilla debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta.<sup>[7]</sup>

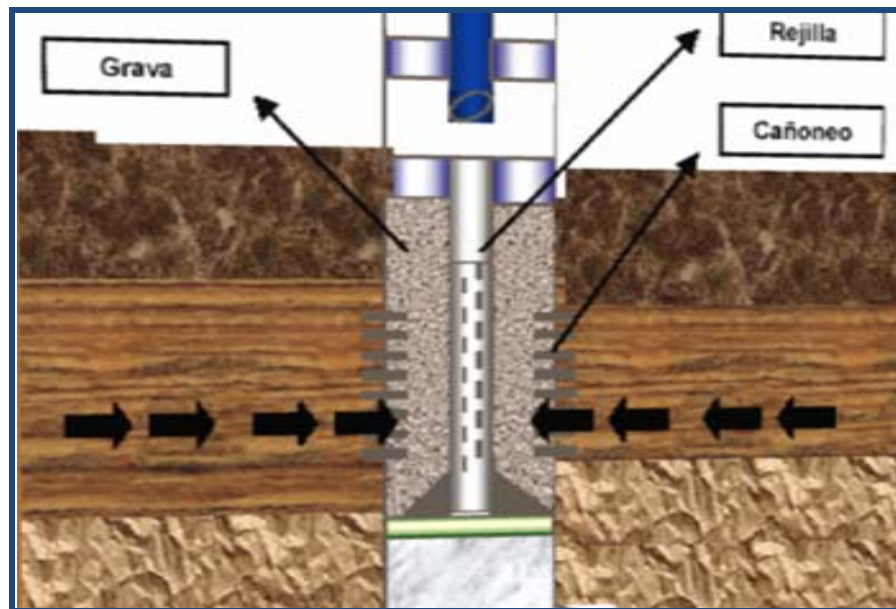


Figura N° 3.14 Completaciones a hoyo revestido con empaque con grava<sup>[7]</sup>.

#### 3.4.2.2.7 Completaciones a hoyo abierto ampliado con empaque con grava

El empaque con grava en “Hoyo Abierto Ampliado” implica perforar por debajo de la zapata o cortar el revestimiento de producción a la profundidad de interés, repasar la sección del hoyo abierto, ampliándolo al diámetro requerido, para luego colocar una rejilla frente al intervalo ampliado, y posteriormente circular la grava al espacio entre la rejilla o “liner” ranurado y el hoyo ampliado, de tal forma que la rejilla o “liner” ranurado funcione como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la formación (ver figura N°3.15 ).

La operación descrita, permite aumentar las dimensiones del hoyo. La razón fundamental que justifica esta operación en un hoyo abierto es la de remover el daño presente en la zona más cercana al pozo. El hoyo de mayor diámetro también aumenta ligeramente la productividad del pozo, pero esta mejora no es muy significativa en la mayoría de los casos. La ampliación del hoyo se puede llevar a cabo simplemente para lograr una mayor holgura entre la rejilla y el hoyo abierto. En cualquier caso, deberá realizarse con un fluido que no cause daño a la Formación. Los lodos de perforación tradicionales sólo deberían ser utilizados como última alternativa y se deberán planificar tratamientos para la remoción del daño antes de empaquetar con grava o poner el pozo a producir.

Los problemas de la ampliación de hoyo tienen que ver más con problemas operacionales que con aspectos referentes al tiempo de realización, costos o productividad.

Los empaques con grava en hoyo abierto ampliado permiten evitar todas las dificultades y preocupaciones asociadas con el empaque de las perforaciones en Hoyos Revestidos y reducen las operaciones de colocación de grava a una tarea relativamente simple, de empaquetar el espacio anular entre el “liner” y el hoyo ampliado. Debido a que estos empaques no tienen túneles de perforación, los fluidos

de perforación pueden converger hacia y a través del empaque con grava radialmente (360°), eliminando la fuerte caída de presión relacionada con el flujo lineal a través de los túneles de perforación.

La menor caída de presión que ocurre a través del empaque en un Hoyo Abierto Ampliado garantiza prácticamente una mayor productividad, en comparación con el empaque en Hoyo Revestido para la misma Formación y/o condiciones.

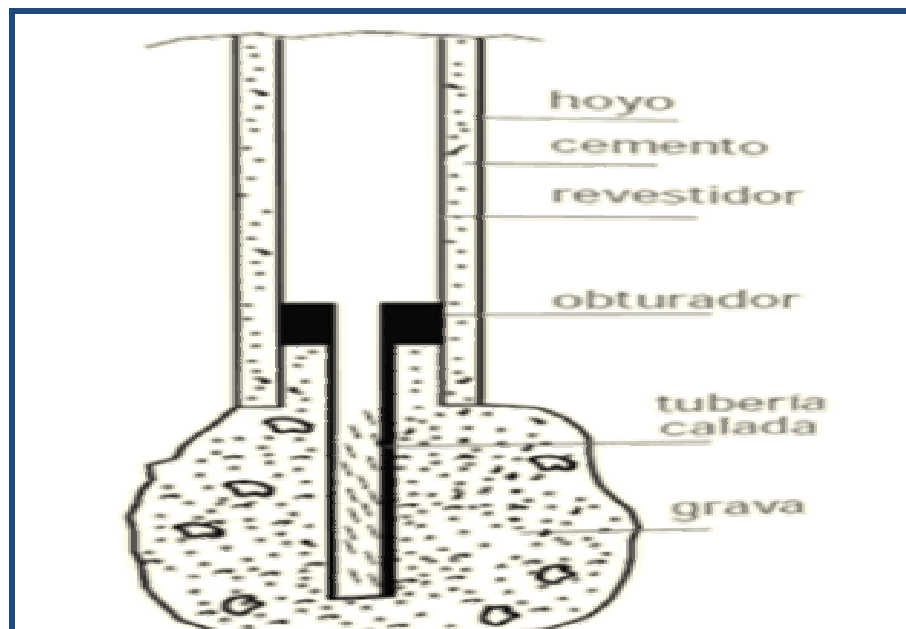


Figura N° 3.15 Completaciones a hoyo abierto ampliado con empaque con grava.<sup>[7]</sup>

Ventajas:

- Bajas caídas de presión en la cara de la arena y alta productividad.
- Alta eficiencia.
- No hay gastos asociados con tubería de revestimiento o cañoneo.
- Menos restricciones debido a la falta de túneles de perforación.

Desventajas:

- Es difícil excluir fluidos no deseables como agua y/o gas.
- No es fácil realizar la técnica en Formaciones no consolidadas.
- Requiere fluidos especiales para perforar la sección de hoyo abierto.
- Las rejillas pueden ser difíciles de remover para futuras recompletaciones.
- La habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil. [7]

#### 3.4.2.2.8 Completaciones Multi-Zonas

Este tipo de completaciones consisten en completar varias arenas productoras y producir de manera selectiva por medio de una serie de empacaduras que permitan aislar para ejecutar la producción de manera, esto con la finalidad de disminuir costos y tiempo y a su vez incrementar la productividad. En la siguiente figura N°3.16, se puede observar el diseño de completaciones Multi-Zonas. [8]

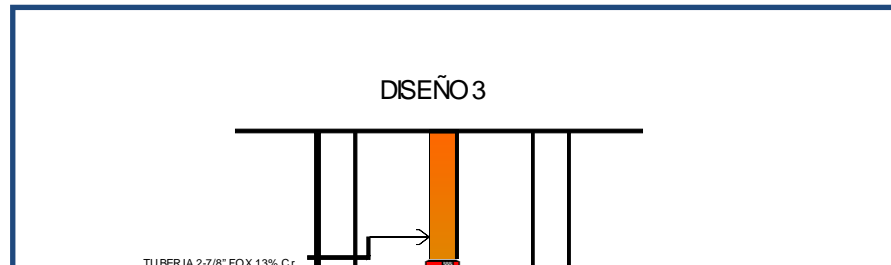




Figura N° 3.16. Completaciones Multi-Zonas.<sup>[8]</sup>

## **CAPÍTULO IV.**

### **METODOLOGÍA**

#### **4.1 Población**

Una población está determinada por sus características definitorias. Por lo tanto, el conjunto de elementos que posea esta característica se denomina población o universo. Población es la totalidad del fenómeno a estudiar, donde las unidades de población poseen una característica común, la que se estudia y da origen a los datos de la investigación.

##### **4.1.1 Muestra**

Una muestra es un conjunto de unidades, una porción del total, que representa la conducta del universo en su conjunto. Una muestra, en un sentido amplio, no es más que eso, una parte del todo que se llama universo o población y que sirve para representarlo. Cuando un investigador realiza en ciencias sociales un experimento, una encuesta o cualquier tipo de estudio, trata de obtener conclusiones generales acerca de una población determinada.

##### **4.1.2 Población y Muestra.**

Para el desarrollo de ésta investigación se tomó como población al campo San Joaquín ubicado en el Área Mayor de Anaco, perteneciente al Distrito Gas-Anaco en total de 265 pozos de una muestra de 12 pozos.

## **4.2 Investigación Proyectiva**

También conocido como proyecto factible, consiste en la elaboración de una propuesta o modelo para solucionar un problema. Se ubican solucionar un problema. Se ubican las investigaciones para inventos, programas, diseños.

## **4.3 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Data.**

### **4.3.1 Técnicas:**

Para la realización de este proyecto de tesis, se emplearon las técnicas básicas de la metodología de la investigación, como lo son:

#### **4.3.1.1 La recopilación de información.**

En la primera se revisó en las carpetas de pozos facilitada por la gerencia donde se tomo una muestra de 12 pozos con diseños de revestidores antiguos, recientes y menos recientes, luego se realizó un análisis de SOR a cada uno de ellos tomando en cuenta los diámetros y número de revestidores, para conocer cuál de ellos era el más adecuado para realiza este tipo de completación Multi-Zonas. Por otra para la realización de esta tesis se baso en el Paper 99997 SPE Diseños de Completaciones de Pozos Inyectores para la selectividad de proyectos de inyección aguas arriba en 18 zonas en un yacimiento Multi-zonas experiencia en el campo Dragón, el cual fue de mucho apoyo para este proyecto.

#### **4.3.2 Equipos, Materiales y Herramientas a utilizar.**

##### **4.3.2.1 Equipos.**

- Computadora

- Fotocopiadora
- Impresora

#### **4.3.2.2 Materiales.**

- Carpetas de pozos
- Mapas del área a estudiar
- Artículos de oficina.

#### **4.3.2.3 Herramientas**

##### **4.3.2.3.1 Programa Open Works**

El Open Works es un programa utilizado en la industria petrolera y geocientíficos que en combinación con el Finder (Base de datos), el Geoframe (SCHLUMBERGER) y el Strat Work (Correlation, Cross Section, Map View) entre otros se emplean para realizar Estudios Integrados en las áreas de exploración y explotación de hidrocarburos, donde se requiere el análisis, la interpretación, evaluación y proyección de datos geológicos y de yacimientos, técnicas de estratigrafía sísmica, petrofísica, ingeniería de yacimientos, etc.; y la complementación directa entre la geología de superficie, geología del subsuelo y plataformas tecnológicas computarizadas (manejo, calibración, simulación); lo que llevará a la definición de un marco Geológico regional (estratigráfico / estructural), para lograr un modelo geológico estático y/o dinámico.

El procedimiento para ejecutar el programa fue el siguiente:

Lo primero que se debe hacer para conectarse a OpenWorks es considerar 3 parámetros:

1. Tener cuenta de OW.

2. Conectar a Proyecto.
3. Seleccionar o crear el Intérprete.

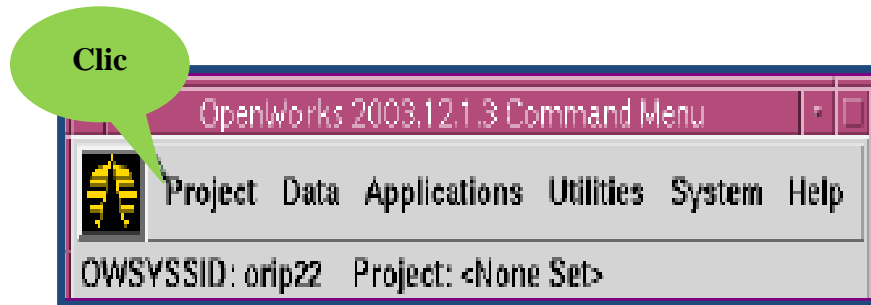


Figura 4.1 Ventana donde se Inicia el Programa Openwork.

Iniciamos conectando al programa Open Works seguidamente se conecto al proyecto mediante la aplicación Project Change. Open-Works trabaja bajo un intérprete, es decir, si no se tiene creado se debe hacer. Para efectos de este proyecto se uso el interprete del Ingeniero de Estudios Integrados que nos colaboro (xx).



Figura 4.2 Ventana donde se le Cambia el Nombre del Proyecto.

Seguidamente visualizamos los datos de Pozo si se requiere, haciendo clic en Data, luego en Management se desplegara una lista y se selecciona la opción Well Data Manager. Esto con la finalidad de observar la data de pozos que posteriormente utilizamos para crear la lista de pozos con que se llevara a cabo la correlación de las facies de interés. Cabe destacar que la selección de los pozos fue arbitraria pero considerando abarcar los tres domos que conforman el Campo San Joaquín: Domo Sur, Domo Norte y el Domo Central con el fin de abarcar la mayor extensión del Campo San Joaquín. Los pozos seleccionados son los siguientes:

- Domo Sur: JMN-246, JMN-144, JMN-115, JMN-100
- Domo Central: JM-231, JM-235, JM-238, JM-237, JM-240, JM-193, JM-220, JM-192, JM-191
- Domo Norte: G-71, G-79

La ventana para visualizar los datos del pozo se muestra a continuación.

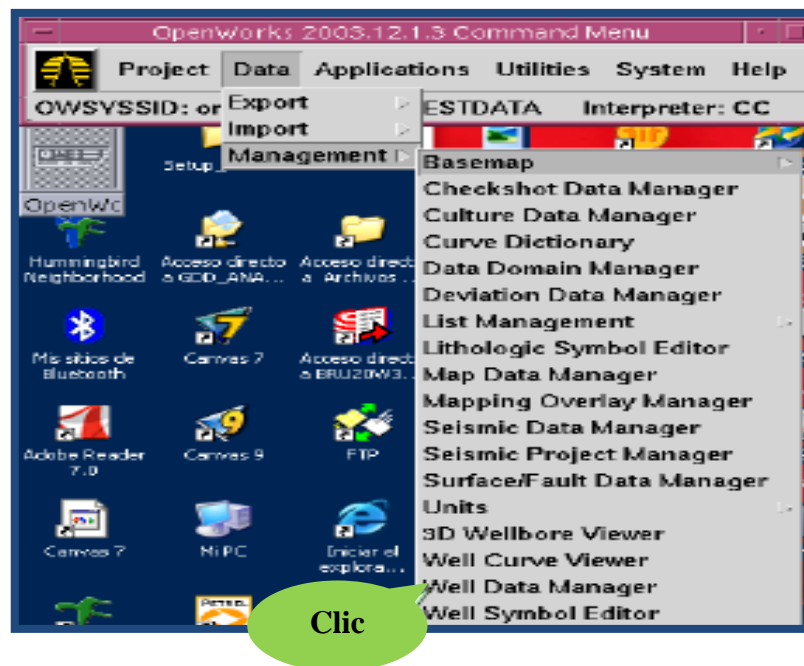


Figura 4.3 Ventana donde se Visualizan los Datos del Pozo.

Una vez escogidos los pozos es de libre elección trabajar con Stratworks una aplicación del Open Works o por el contrario seguir manejando el proyecto desde Open Works. Si se escoge la primera opción debemos hacer clic en applications, luego seleccionamos stratworks (visualizar en la figura 4.4) y se despliega automáticamente la pantalla de stratwork con los datos cargados donde se refleja el nombre del proyecto y el intérprete. Como aparece en la figura N°4.5

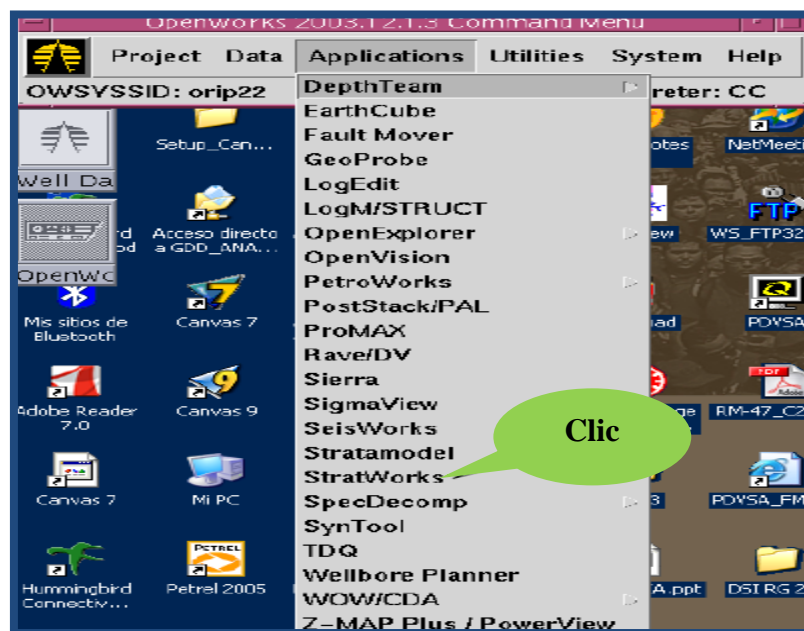


Figura 4.4 Ventana donde se entra a la Aplicación del Openwork Stratworks.



Figura 4.5 Ventana donde Muestra los Valores Creados en el Stratworks.

De igual forma si deseamos seguir trabajando mediante Open Work se recomienda tener creado la lista de Pozos con la que se va a trabajar. Esta se crea como se explico en principio haciendo clic en la aplicación (Data) seleccionar (Management) y list Management y por ultimo (Well list Manager).

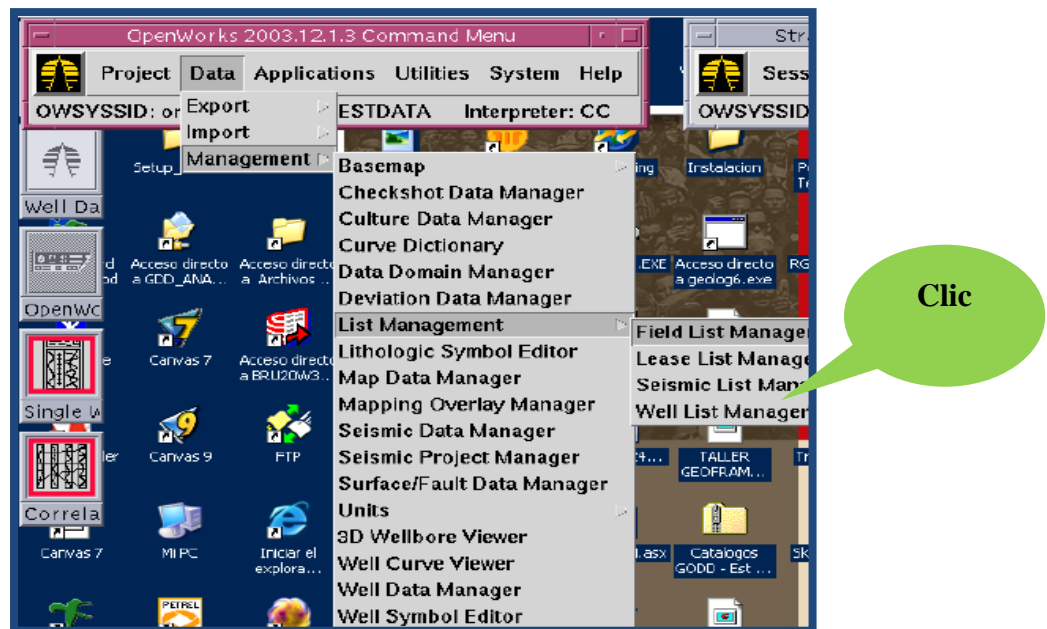


Figura 4.6 Ventana donde se Crea la Lista de los Pozos.

Realizamos un Template de Correlación considerando un Track que contiene Curvas de GR, SP y Caliper, Profundidad, Curvas de Resistividad y Conductividad. Los 4 Track son de suma utilidad para correlacionar, pero confiamos en la certeza que brinda el registro conductivo al momento de correlacionar horizontes prospectivos luego se procedió a salvar el template y a desplegar los pozos para comenzar a correlacionar las facies mediante el uso de este.



A continuación se muestran las imágenes del procedimiento. Trabajando desde Single Well Viewer se comienza creando los track con la información previamente obtenida de la lista de pozos creada; este panel nos ofrece varias aplicaciones para la construcción del track de curvas.

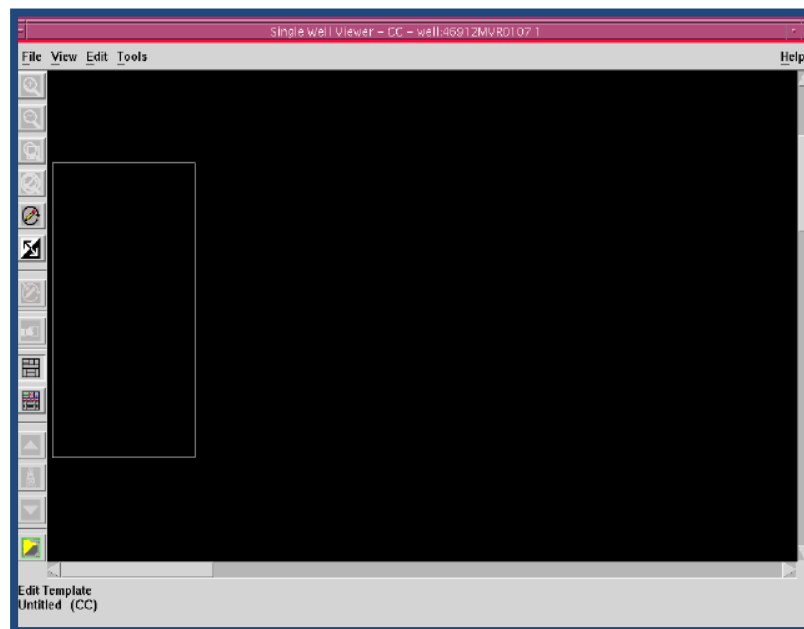


Figura 4.7 Ventana donde se Inicia Template.

Para salvar Template se hace clic en File y aparecerá la ventanilla de Save Template allí aparecen reflejadas los diferentes tipos de curvas, se seleccionan las deseadas se van cargando, se le coloca el nombre al template y se presiona OK si se

desea salvar el Template se debe hacer clic en el icono 

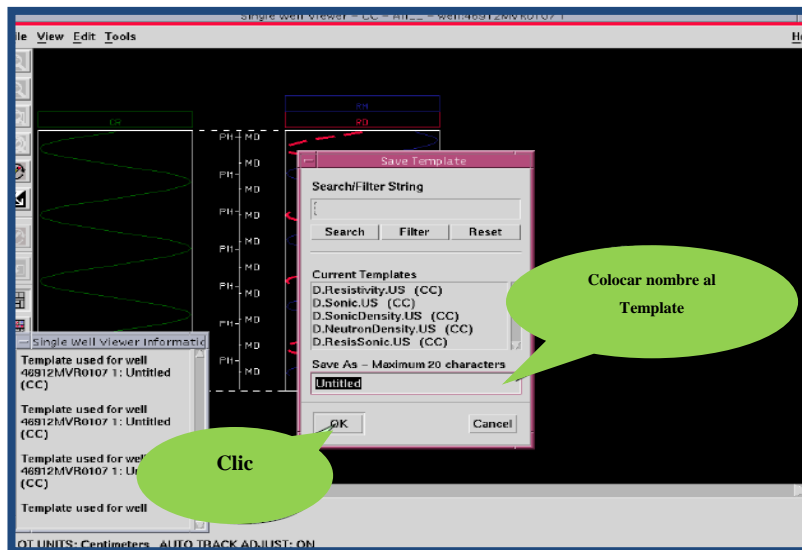


Figura 4.8 Ventana donde se le cambia nombre al Template.

Una vez creadas las curvas se pueden editar mediante el panel si se desea, cambiando colores, aumentando zoom, guardando.

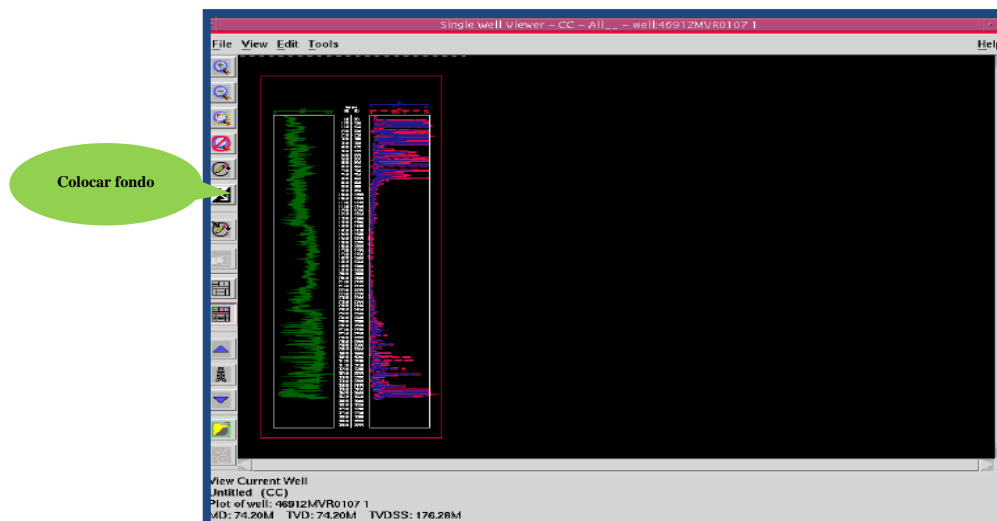


Figura 4.9 Ventana donde se Cargan Colores al Template.

Entramos a Correlation y una vez dentro de la aplicación se oprimió la opción: File ->SETUP y ya que están cargados los templates podemos comenzar a correlacionar.

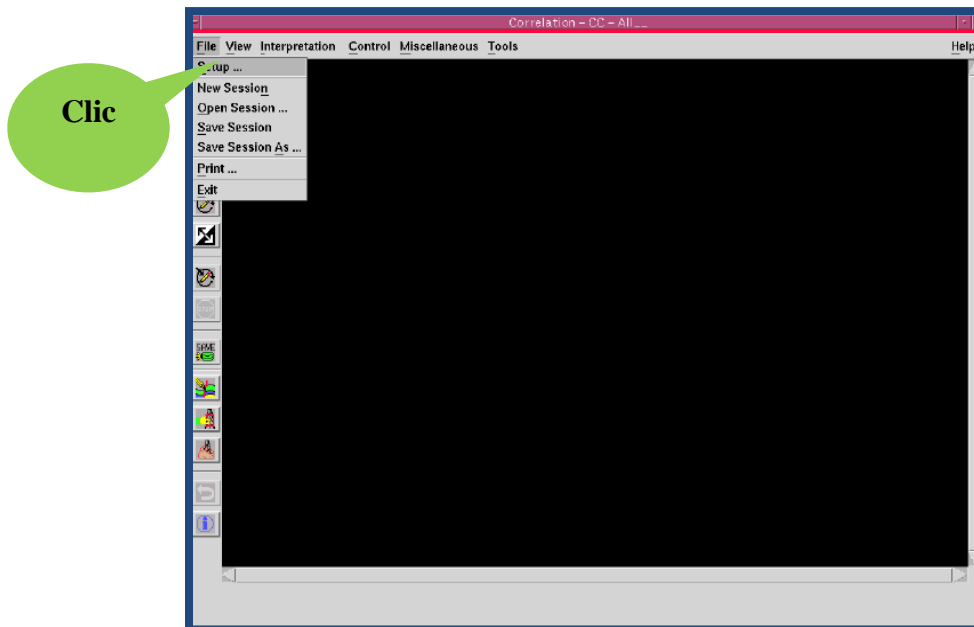


Figura 4.10 Ventana donde se carga la Aplicación del SETUP

Una vez cargado el archivo seleccionamos los parámetros: Los pozos y el template creado en single well viewer. También es necesario seleccionar el nivel de referencia también llamado perfil de desviación, se utilizó para agregar los distintos intervalos de profundidades y el ángulo de desviación del pozo. En caso de ser un pozo totalmente vertical sólo se especifica un intervalo. Ésta primera casilla se divide en tres subcasillas: MD, TVD y Ángulo, la subcasilla MD representa la trayectoria total recorrida por el pozo desde superficie hasta la profundidad de la arena de estudio

(pies). La subcasilla TVD representa la profundidad de la arena en estudio. Para pozos verticales se cumple que  $MD = TVD$ .

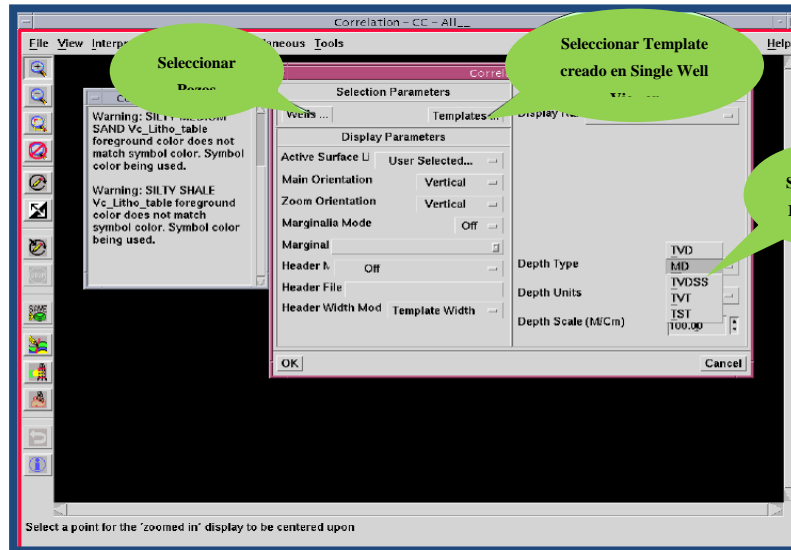


Figura 4.11 Ventana donde se Seleccionan los Pozos, Template y Referencia.

Se cargan los pozos de la siguiente manera: entramos a select Wells y se van cargando uno a uno de la lista de pozos creada anteriormente en Single Well Viewer.

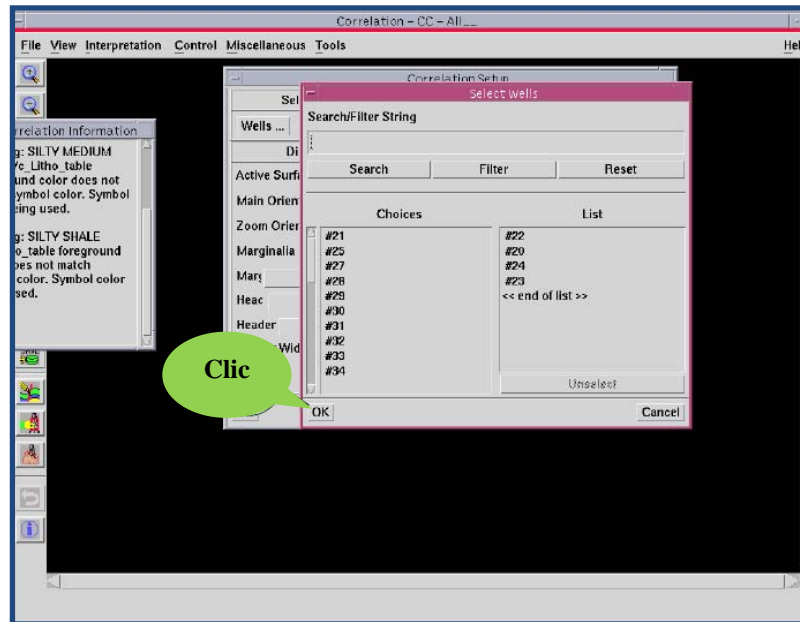


Figura 4.12 Ventana donde se Cargan los Pozos.

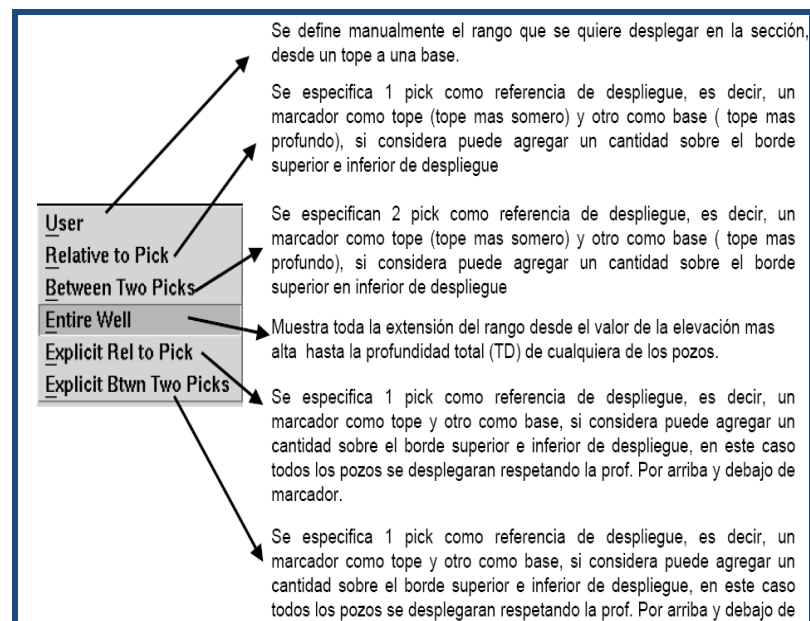


Fig. N° 4.13 Consideraciones a Seleccionar para Elaborar una Sección Estratigrafica

Cabe resaltar el hecho de que la opción escogida no es la resaltada en las figuras, se utilizó la aplicación *Between two picks* donde se especifican 2 picks como referencia de despliegue, es decir un marcador como tope (tope más somero) y otro como base (tope más profundo), si se considera se puede agregar una cantidad sobre el borde superior e inferior de despliegue. En nuestro caso es importante mencionar que la línea sedimentaria que tomó la arena para sedimentarse fue (NE) y utilizamos a la formación Vidoño como colgador o cuello de la arena **100 Pies** de espesor por encima de la lutita y **500 Pies** por debajo a 250 Pies de la arena (SJ-A), esto por ser vidoño una lutita que abarca toda la cuenca hasta el Norte de Monagas.

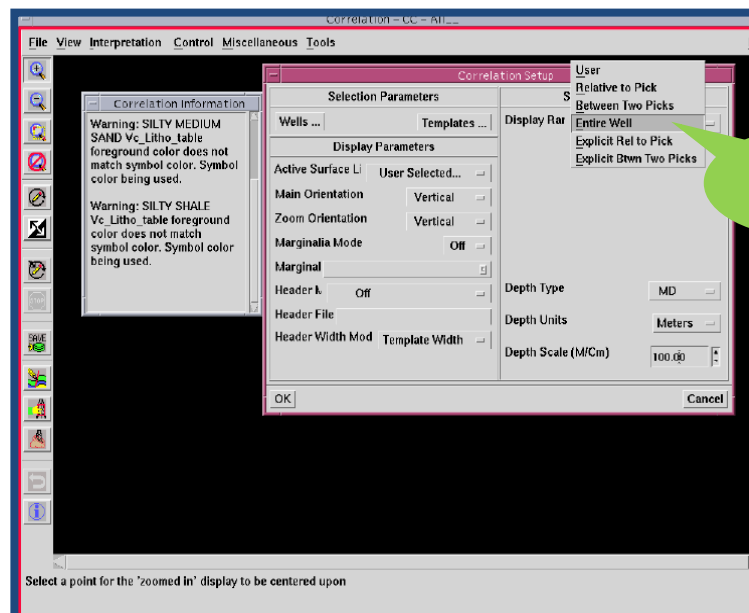


Figura 4.14 Ventana donde se Desplegan los Pozos.

Ya una vez establecidos todos los parámetros se puede visualizar la correlación de facies de la arena San Juan A solo de esta por efectos de ser considerada por

nuestro asesor y nosotras como la más productiva del Campo San Joaquín y a su vez por tratar de minimizar tiempo de trabajo en el área de Estudios Integrados de PDVSA GAS ANACO quienes se encontraban realizando varios proyectos de suma importancia para la industria y decidieron apoyarnos en la verificación de la continuidad del Campo en estudio.

Se debe mencionar el hecho de que se busca corroborar que existe continuidad en el Campo elaborando la sección estratigráfica de la arena San Juan A, pero para efectos de completación de otras arenas se requiere realizar una sección estratigráfica por arena a completar. El otro horizonte productor considerado como prospecto es Merecure, pero no deben obviarse ninguna sección excepto aquellas arenas que descartamos por efectos de arenamiento como la Moreno.

A continuación se muestra un corte de la correlación de la lista de pozos.

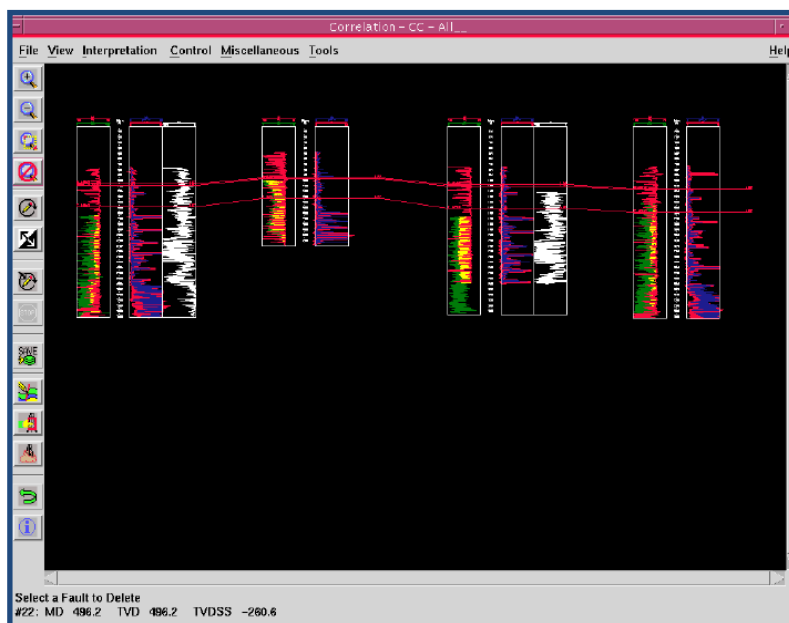


Figura 4.15 Ventana donde se Correlacionan los Pozos.

Y por ultimo si se desea colgar a un marcador se hace de la siguiente manera. Ya fue mencionado el hecho de que se utilizo a Viduño como colgador. Se puede verificar la continuidad del Campo en las siguientes figuras.

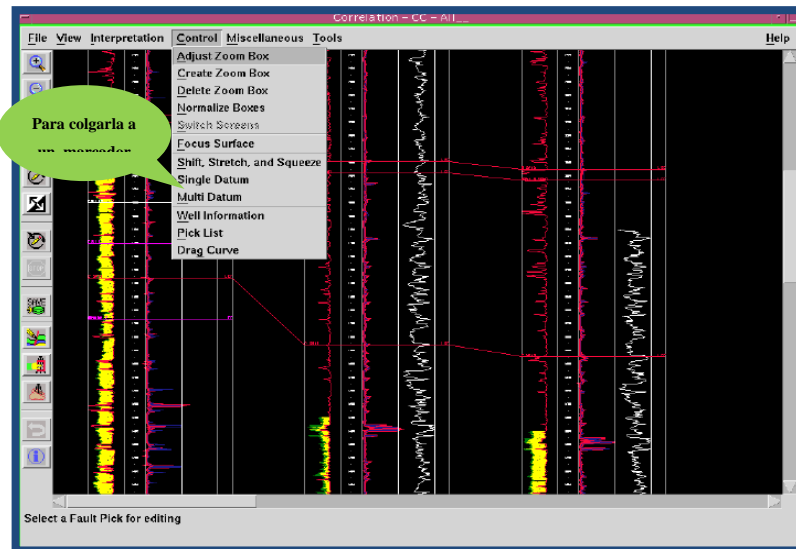


Figura 4.16 Ventana donde se Cuelgan los Pozos a un Marcador.

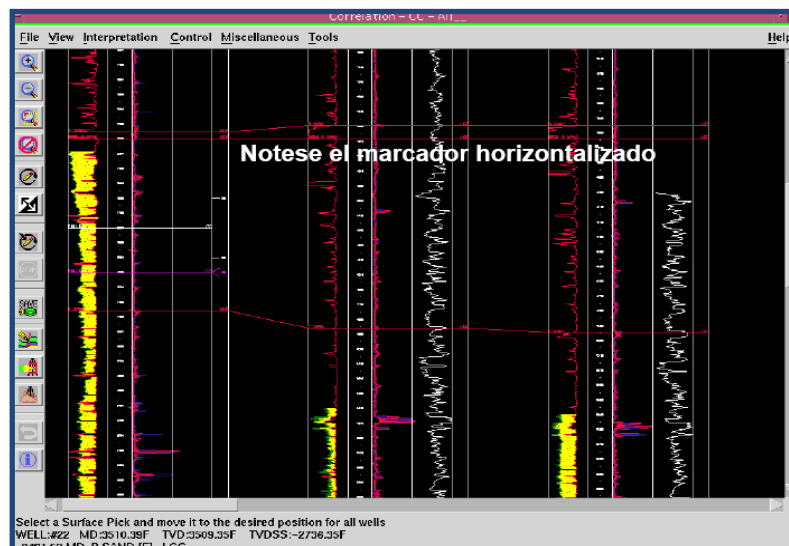


Figura 4.17 Ventana donde se Muestra el Marcador Horizontalizado.



#### **4.3.2.3.2 Sistema de Evaluaciones Económicas SEE**

El SEE PLUS fue originalmente desarrollado por el grupo de Evaluaciones Técnico-Económicas de Intevep e Intesa bajo el patrocinio de la Gerencia de Presupuestos de Inversión de PDVSA M&M con el fin de obtener una herramienta que permitiera homologar procedimientos, conceptos y lineamientos en la determinación de la rentabilidad de sus proyectos. El sistema se ha venido utilizando con este propósito en todo el circuito de las unidades operativas y administrativas de la Industria.

El Sistema de Evaluaciones Económicas (SEE PLUS), *Figura (4.18)*, consiste en un modelo de cálculo programable, con la finalidad de determinar el mejor rendimiento costo-beneficio, entre varias alternativas. Por lineamientos de Petróleos de Venezuela, se aplica para efectos de la decisión económica al Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno como un indicador de referencia del Periodo de Recuperación de la Inversión y la eficiencia de la Inversión.

Además de esto, el modelo determina todo lo concerniente a gráficos, histogramas u otros, en el análisis de sensibilidades, al igual que recomienda invertir o no en la propuesta estudiada.



Figura 4.18. Ventana de Inicio del Sistema de Evaluaciones Económicas.

Luego con los valores de la producción total de petróleo y gas se procedió a introducirlos de tal manera de correr el sistema de evaluaciones económicas (SEE), programa que básicamente para su corrida requiere de las tasas de producción de gas y petróleo, el costo de la completación, cambio del Dólar actual, entre otros.

#### **4.3.2.3.2.1 Indicadores Económicos en la Evaluación de Proyectos**

La facilidad económica de un proyecto se determina mediante ciertos indicadores económicos, estos reflejan si el proyecto constituye una oportunidad de negocio rentable.

➤ **Valor Presente Neto (VPN)**

Corresponde al valor actual de los flujos de efectivo neto (ingresos-egresos) determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico especificado, el Valor Presente Neto corresponde a la diferencia entre el valor de la inversión, el cual por definición es un valor actual y la sumatoria de los flujos de efectivo de operación descontados a una tasa determinada.

➤ **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Es la tasa de descuento (interés) que hace el valor presente neto igual a cero, es decir que iguala el valor presente de los ingresos al valor presente de los egresos.

Desde el punto de vista de la evaluación económica de proyecto corresponde a la tasa del descuento de los flujos de efectivo (actualización de los flujos) permite recuperar la inversión en el período definido como horizonte económico. El valor de la TIR como mínimo debe incluir en su estructura dos renglones básicos que son: el interés sobre el capital invertido, corresponde al costo alternativo de lo que representaría si el dinero se colocara en el mercado financiero (costo de oportunidad de dinero) expresado en términos de una tasa de interés real, es decir que no incluye inflación y con respecto al riesgo, la TIR debe incluir un porcentaje sobre el capital invertido, por concepto del riesgo que se enfrenta al efectuar una inversión, cuyo resultado se conocerá en el futuro.

➤ **Eficiencia de la inversión (EI)**

Este indicador se determina también como complemento a los indicadores tradicionales básicos como son el VPN y la TIR y facilita la decisión económica

sobre una propuesta determinada. Conceptualmente corresponde a la rentabilidad que en términos presentes (valor actual) se obtiene por cada unidad monetaria invertida.

Si los indicadores económicos determinados en una evaluación económica resultan mayores que los mínimos exigidos por la empresa, entonces la decisión económica debe ser proyecto, por el contrario si los indicadores resultan menores, la decisión debe ser invertir. [VPN>0: Invertir] ó [TIR>TIR Mínimo: Invertir].

➤ **Tiempo de Pago Dinámico (TPd)**

Tiempo requerido por el proyecto para recuperar la inversión inicial, usualmente el tiempo está demarcado por el flujo de caja descontado acumulado neto.

➤ **Diagrama de Riesgo de la Inversión (Diagrama de Araña).**

Un diagrama de riesgo es la representación gráfica de los valores que puede tomar un indicador económico determinado, por efecto a las variaciones de las variables que intervienen en el proyecto. El trazado de las líneas correspondientes a la influencia de cada variable permite visualizar cuales de ellas, al cambiar pueden ocasionar gran impacto en los resultados, y en consecuencia permitir preparar un plan de acción para minimizar las posibles pérdidas. La envolvente formada con todos los límites (tanto superior como inferior) indica el rango posible en el cual puede hallarse el resultado esperado.

En la medida que la línea representativa de la variación de la variable dada tienda a ser horizontal, implicará que los cambios de ella tendrán menor efecto en la variación del indicador. Mientras que en la medida que dicha línea sea más vertical los cambios en esas variables impactarán en mayor grado la economía del proyecto.

#### **4.4 Verificar la continuidad lateral de los yacimientos prospectivos del Campo San Joaquín**

En esta etapa se procedió a verificar la continuidad lateral del Campo tomando como muestra representativa la arena SJA, luego se hizo la selección de unos pozos tomados arbitrariamente, se introdujeron por medio del uso de un programa Open Works, mediante el cual se construyó la sección estratigráfica en dirección oeste-este, correlacionando secciones por medio de los registros a una escala determinada y uniendo por medio de curvas continuas marcas que identifiquen las mismas formaciones teniendo en cuenta que los registros deben dibujarse a partir del nivel o de un plano de referencia cualquiera.

#### **4.5 Realizar el esquema de completacion Multi-Zonas más factible para el campo San Joaquín**

Luego de haber verificado la continuidad de las arenas en el campo San Joaquín y saber que si se puede aplicar las completaciones Multi-Zonas en cualquier punto de este campo, se tomó una muestra de 12 pozos de las carpetas facilitadas por la gerencia que contenían pozos con diseños de revestimiento antiguos menos reciente y reciente utilizados en la empresa, luego se procedió a realizar un análisis de SOR (seguro, optimo y rentable) con respecto a cada uno de los diseños teniendo en consideración el número de revestidores y diámetros todo esto con la finalidad de conocer los posibles problemas operacionales que podrían originarse dentro del pozo a la hora de realizar cualquier trabajo dentro del mismo, que por ende podrían causar inseguridad y incrementar el costo del pozo hasta producir su pérdida total. Luego de haber escogido cuál de ellos era el más apropiado para realizar este nuevo proyecto se procedió a realizar la completación a este diseño utilizando una serie de herramientas como: camisas de circulación, empacaduras hidráulicas, empacaduras permanentes,

seal bore extensión con el propósito de diseñar la completación óptima para el Campo de estudio.

#### **4.6 Analizar la rentabilidad de las completaciones Multi-Zonas versus las completaciones convencionales.**

En esta etapa se procedió a comparar los costos de las completaciones convencionales con el de las completaciones Multi-Zonas por medio del programa SEE donde se realizó la evaluación económica con la finalidad de conocer si el trabajo realizado fue exitoso, por otra parte se determinó si mediante la aplicación de este otro tipo de completación se disminuían o prevenían los problemas operacionales comparando la producción para conocer si este proyecto es factible de acuerdo a la inversión.

Por medio del programa SEE (Sistema de Evaluaciones Económicas), que es un simulador diseñado para estimar los costos de una inversión; se realizó la evaluación económica referente a la inversión que se generaría para poder aplicar el modelo de completación Multi-Zonas, y de ésta manera determinar si el proyecto era rentable o no, para ser puesto en práctica.

## **CAPÍTULO V.**

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

#### **5.1 Verificar la Continuidad Lateral del Campo San Joaquín.**

Nuestra tarea consistía en correlacionar las arenas más prospectivas del campo San Joaquín, a fin de demostrar la comunicación entre estas unidades comprobando que conforman una sola unidad de flujo, para saber si en cualquier punto del campo se puede aplicar este tipo de completaciones. Para la obtención de la continuidad lateral de los yacimientos se empleó el programa Open Works con el cual se elaboró una sección estratigráfica del Campo San Joaquín específicamente de la arena (SJ-A) con dirección (OE), esta se llevó a cabo seleccionando de manera aleatoria a 17 pozos pertenecientes a tres yacimientos del Campo San Joaquín manteniendo una distancia entre pozos aproximada de (1200´-1500´) desde el fondo del pozo. Después del correcto manejo del programa Open Work culminamos la sección estratigráfica teniendo como resultado una buena extensión lateral de la arena. No hubo una reducción de su espesor marcada y se mantiene a lo largo de los domos con una arena total neta de (200´-250´). Esto nos lleva a la conclusión que la sedimentación de la arena o intervalo de SJ-A no fue interrumpida por bajadas y subidas del nivel del mar, esto se observó en los pocos lentes lutíticos intercalados en la secuencia. También se determinó por medio de las facies que el ambiente de deposición es un apilamiento de barra anteplaya.

En cuanto al mapa de ambiente, en la unidad San Juan A-C, existen cuatro (4) pozos, donde se tomaron núcleos en secciones continuas nombradas de la siguiente manera: Pozos G-66, JM-132, JM-190 y JM-191, los cuales tiene más de 1375 pies de núcleos.

Tabla N° 5.1. Pozos con núcleos en el Campo San Joaquín, Guárico y el Roble.

Pozo	Profundidad	Pies de núcleo	Unidades San Juan
G-66	11,102' - 11,705'	438	A-1, A-2, B & C
JM-132	9,947' - 10,190'	243	A-1 & A-2
JM-190	9,208' - 9,746'	538	A-1, A-2, B & C
JM-191	9,125' - 9,284'	159	A-1 & A-2
	Total	1378	

Los datos de núcleos utilizados, permitieron interpretar que la Formación San Juan, consiste principalmente en areniscas con cantidades menores de lutitas y limolitas, además se interpretaron diferentes asociaciones de facies.

Los ambientes sedimentarios observados incluyen:

- Anteplaya inferior.
- Anteplaya intermedia a superior, apilada.
- Playa.
- Canales de mareas.
- Canales distributarios con influencias de mareas.
- Laguna.

Todas estas facies representan un ambiente de tipo marino somero a llanura costera inferior, durante un periodo general de regresión. En cuanto a los Campos de San Joaquín/Guárico/El Roble, la Formación San Juan es más gruesa, por lo general en las áreas del Roble y Guárico, y más delgadas hacia el S-SO. **Ver Figura (5.1):**



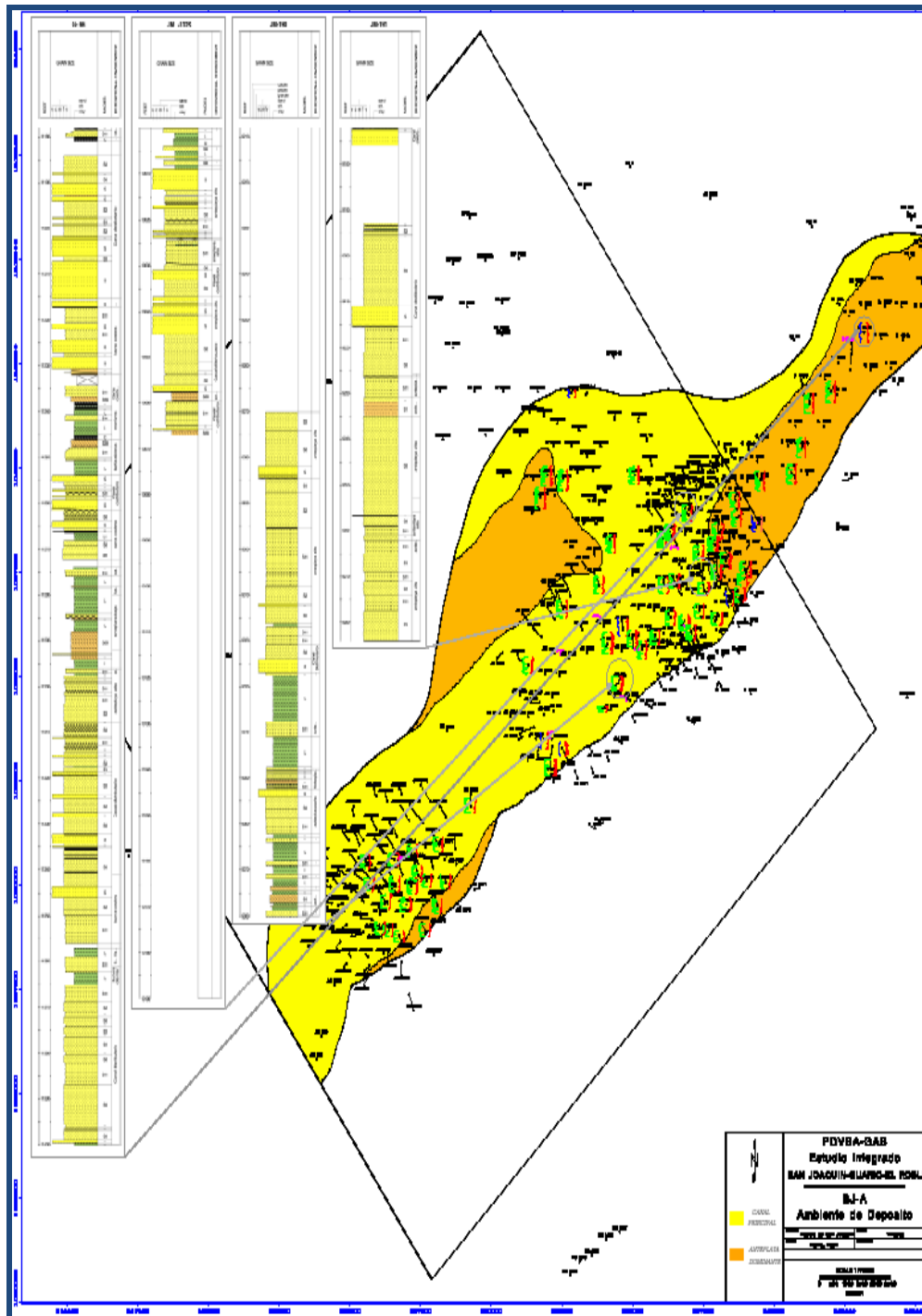


Figura N°5.1 Mapa de Ambiente Sedimentario San Juan A.

## **5.2 Realizar el Esquema de Completación Multi-Zonas más Factible para el Campo San Joaquín**

Cualquier completación de pozos por sencilla que sea requiere de un estudio anticipado completo, que involucra todo un sistema que va desde el yacimiento hasta los diferentes equipos de separación y procesamiento de crudos en superficie. La completación de pozos está enmarcada en lo que se tiene en el yacimiento y lo que se quiere obtener de él, la producción ininterrumpida a través de la vida del pozo es la meta principal y suele ser afectada por el tipo de completación y los trabajos realizados efectuados durante la misma.

Si bien, de una buena completación depende la producción ininterrumpida de un pozo, es importante una rigurosa evaluación que permita estimar el comportamiento de los fluidos producibles y su evolución en el tiempo. Todo un estudio que va desde la exploración hasta la producción y comercialización de los crudos, es requerido para el desarrollo exitoso de un proyecto de esta índole.

El Distrito Gas Anaco se encuentra geográficamente 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. Dichas producciones son manejadas por las Superintendencias de Producción: Área Mayor Oficina (AMO) y Área Mayor Anaco (AMA).

El entrapamiento de los hidrocarburos en los yacimientos de los Campos San Joaquín y Guarió es controlado por la combinación de fallas y estructuras domicas limitadas por las variaciones laterales de las facies. Los crudos livianos consistentemente parafinosos y los condensados presentan pequeñas diferencias verticales y laterales en la gravedad API, dentro del mismo Campo, lo cual sugiere el

efecto unificador de una fuente cercana bien organizada, y poca influencia de funciones diferenciales de trampas.

Cabe señalar que el Campo San Joaquín constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de condensado, parafinas y gas del país y de igual forma es importante mencionar que la gran mayoría de sus arenas son depletadas por lo que se requiere seguir produciendo a bajos costos y de aquí surge la propuesta de analizar el uso de completaciones Multi-Zonas en este Campo, con la finalidad de conocer si es factible completar varias arenas productoras mediante una completación sencilla selectiva que nos permita producir de manera selectiva el horizonte de interés sin la necesidad de utilizar varias locaciones y por ende reducir costos, tiempo e incrementar la productividad.

Las completaciones con las que cuenta el Campo San Joaquín en su mayoría son de diseños duales (completaciones de doble sarta) que permiten producir dos horizontes simultáneamente, pero este tipo de completación además de ser costosa por su diseño suele generar problemas de índole operacionales como acumulación de líquidos en el espacio interior del casing que generalmente ocurren a causa de la producción de gas ocasionando una contrapresión hacia la formación, evitando la producción de la misma y por ende disminuyendo la productividad. Mientras que las completaciones Multi-Zonas consisten en completar varias arenas productoras y producir los horizontes de manera selectiva por medio de una serie de empaaduras que permitirán aislar a cada zona.

De igual forma el ambiente corrosivo que presenta esta área es otra de sus grandes desventajas al momento de realizar trabajos de completación, ya que la producción de gas asociada con el petróleo se ve afectada por la presencia de impurezas como el H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. Siendo este uno de los problemas operacionales más frecuentes en esta zona al momento de llevar a cabo una completación. En este tipo

de entorno con alto contenido gasífero, se debe de tener precaución al aplicar cualquier tipo de completación, desde el punto de vista de inversión de equipos de completación como tal y tuberías de producción, ya que se corren riesgos por la presencia de los compuestos antes mencionados que puedan afectar las propiedades de los metales de las herramientas a utilizar en la completación.

Para el inicio de nuestro estudio se seleccionaron varios diagramas mecánicos de pozos con el objeto de analizar la construcción de sus diseños y evaluar cual era el idóneo para llevar a cabo completaciones Multi-Zonas mediante el uso del SOR (Seguro, Optimo y Rentable). Con la finalidad de facilitar la comprensión al lector los diferentes diseños se clasificaron en Pozos Recientes, Menos recientes, y Pozos Viejos. A continuación analizaremos el SOR por tipo de construcción:

Entre el rango de **Pozos Recientes** se encuentra el **diseño N° 1** con una construcción de (20", 13-3/8", 9-5/8", 7-5/8" y 5-1/2") quien se denota por la apariencia de su diseño telescópico. Este tipo de diseño implican un riesgo severo desde el punto de vista del workover y por problemas originados durante cualquier actividad dentro del pozo como atascamiento de cualquier herramienta durante la corrida del equipo, ya que son pozos que tienen muchas restricciones a lo largo de su extensión por lo que no se considera seguro, sin contar con los problemas de comunicación y filtraciones al momento de completar múltiples zonas con este modelo. No sería rentable completar múltiples zonas con este diseño por el uso de varios revestidores, lo que implica variación del diámetro a perforar y a completar generando inconvenientes al intentar hacer un trabajo operacional, ocasionando incluso la perdida de la completación (5-1/2") y por ende todo esto se traduce en el empleo de múltiples herramientas y elevados costos lo que no lo hace óptimo. Ver Figura N° 5.2.

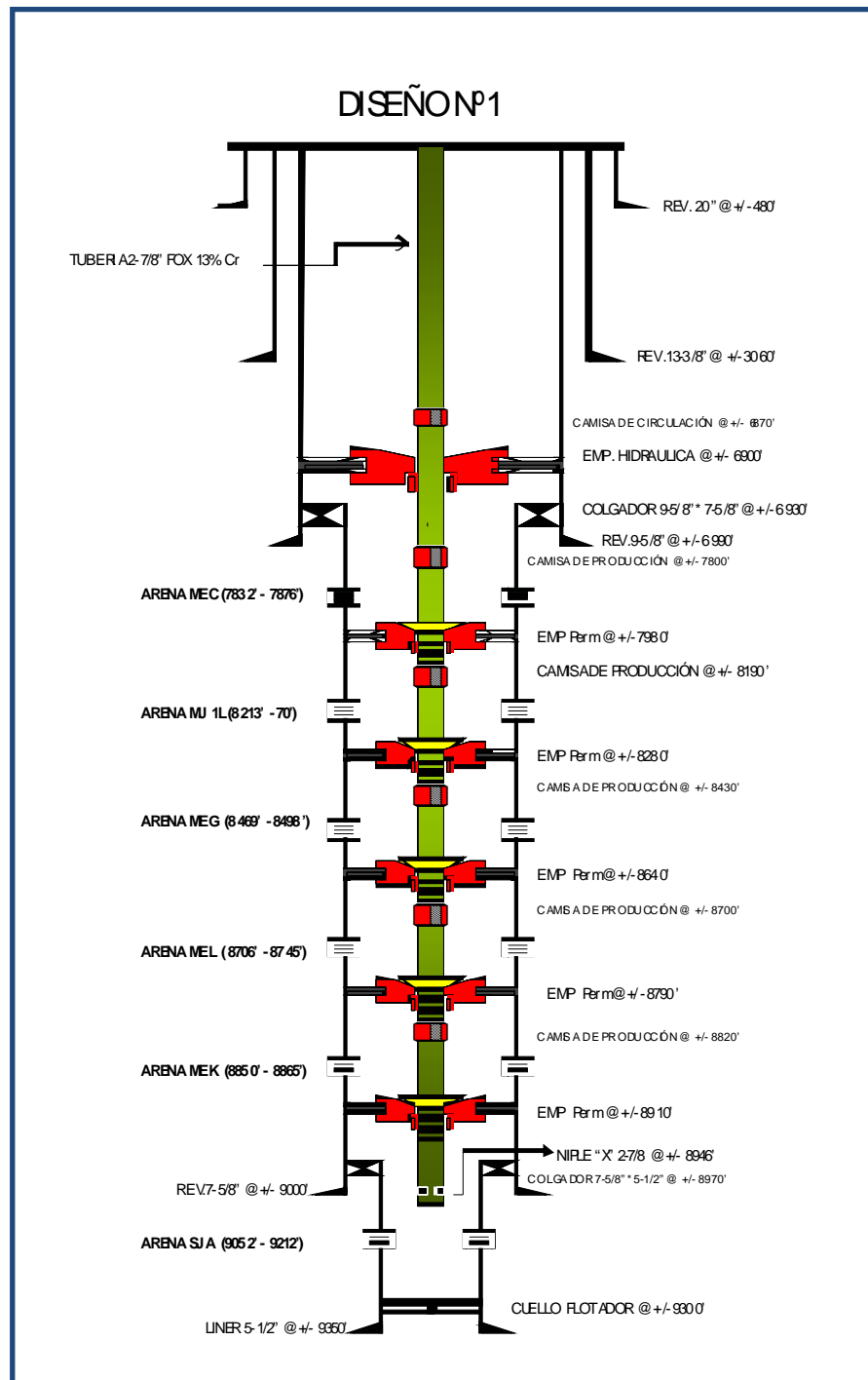


Figura N° 5.2 Diagrama Mecánico de Completación N°1

El diseño N° 2 presenta una construcción de (20", 13-3/8", 9-5/8" y un liner de producción de 7"), se considera el Liner de 7" con colgador de (9-5/8"x7") un riesgo para completar tantas arenas aunque a diferencia del diseño anterior es más seguro, es más rentable el hecho de completar con un liner pero debe tomarse en consideración las condiciones de las arenas a completar para salvaguardar el trabajo. **Ver** Figura N° 5.3

En cuanto a los **Pozos Menos Recientes, el diseño N°5** (9-5/8" y 7-5/8") ambos desde superficie más que implicar riesgo, esta construcción debe ser descartada por el uso de un revestidor de 7-5/8" lo que deja claro posee un diámetro interno grande para ser utilizado como revestidor de producción, ocasionaría gastos de herramientas y materiales al completar; lo que no lo hace optimo. Cabe destacar que el que no posea colgadores lo hace seguro para esta propuesta Multi-Zonas. Por el contrario en el **diseño N° 6** donde se completa utilizando revestidores de (20" y 13-3/8") pero esta vez empleando un colgador de (9-5/8"x 7-5/8") esta configuración lo hace inseguro puesto que al tener un diámetro considerable obviamente el peso de la tubería de revestimiento es mayor y a la vez riesgosa para completar, nada rentable por lo antes expuesto gastaría el doble que lo utilizado para el diseño anterior. Su SOR es bajísimo. **Ver** Figura N° 5.4 Y 5.5

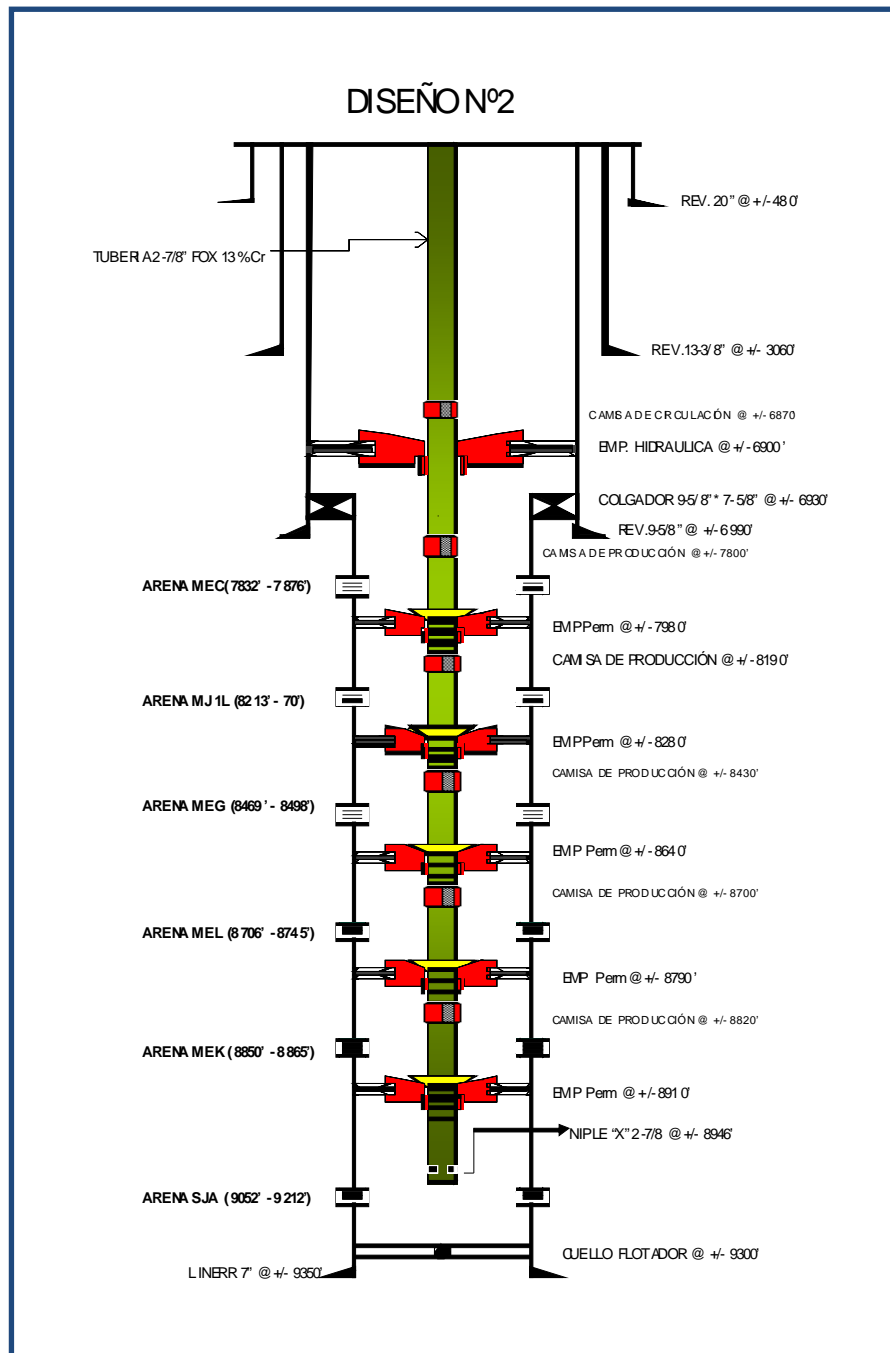


Figura N° 5.3 Diagrama Mecánico de Completación N°2

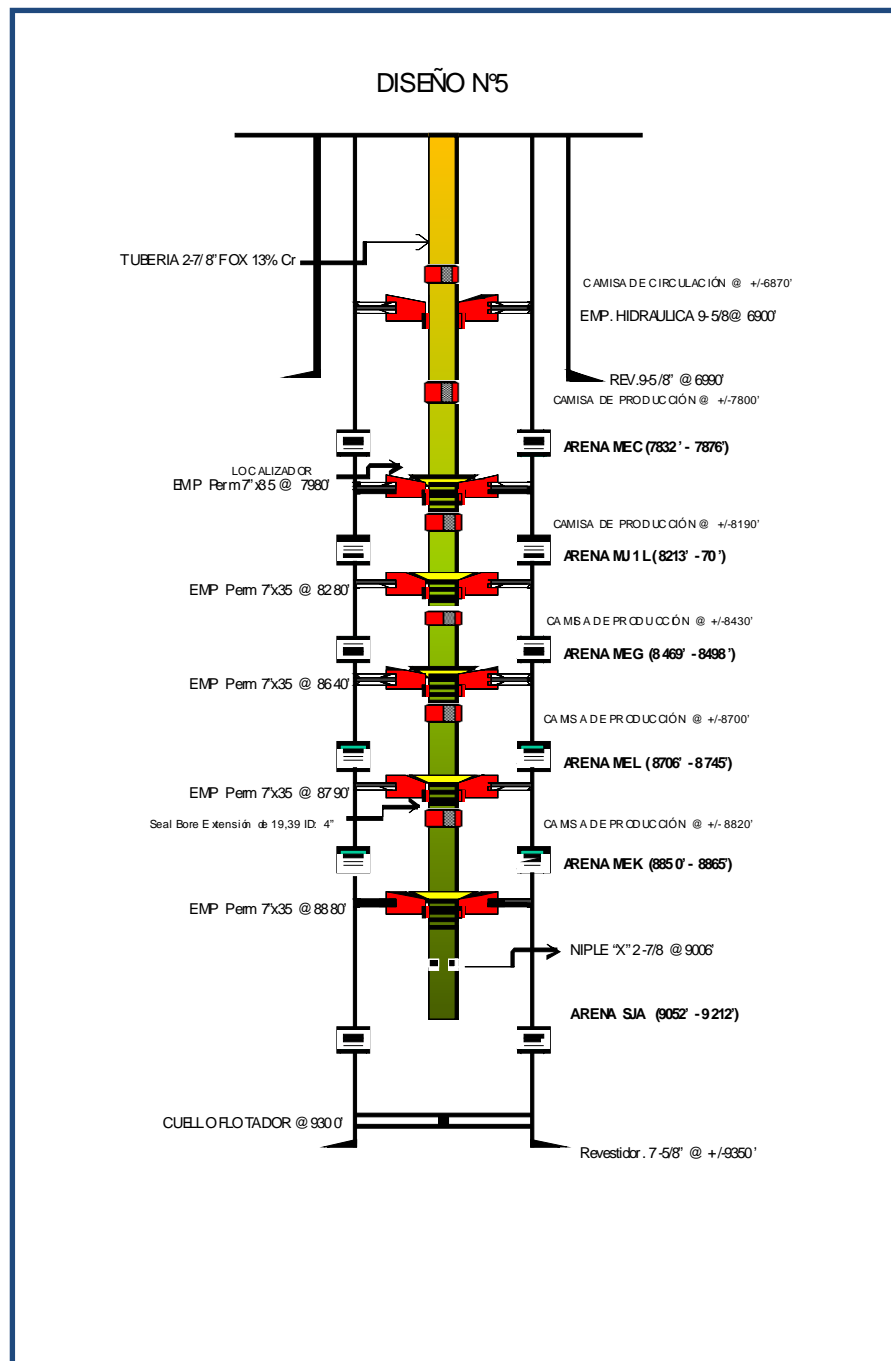


Figura N° 5.4 Diagrama Mecánico de Completación N°5



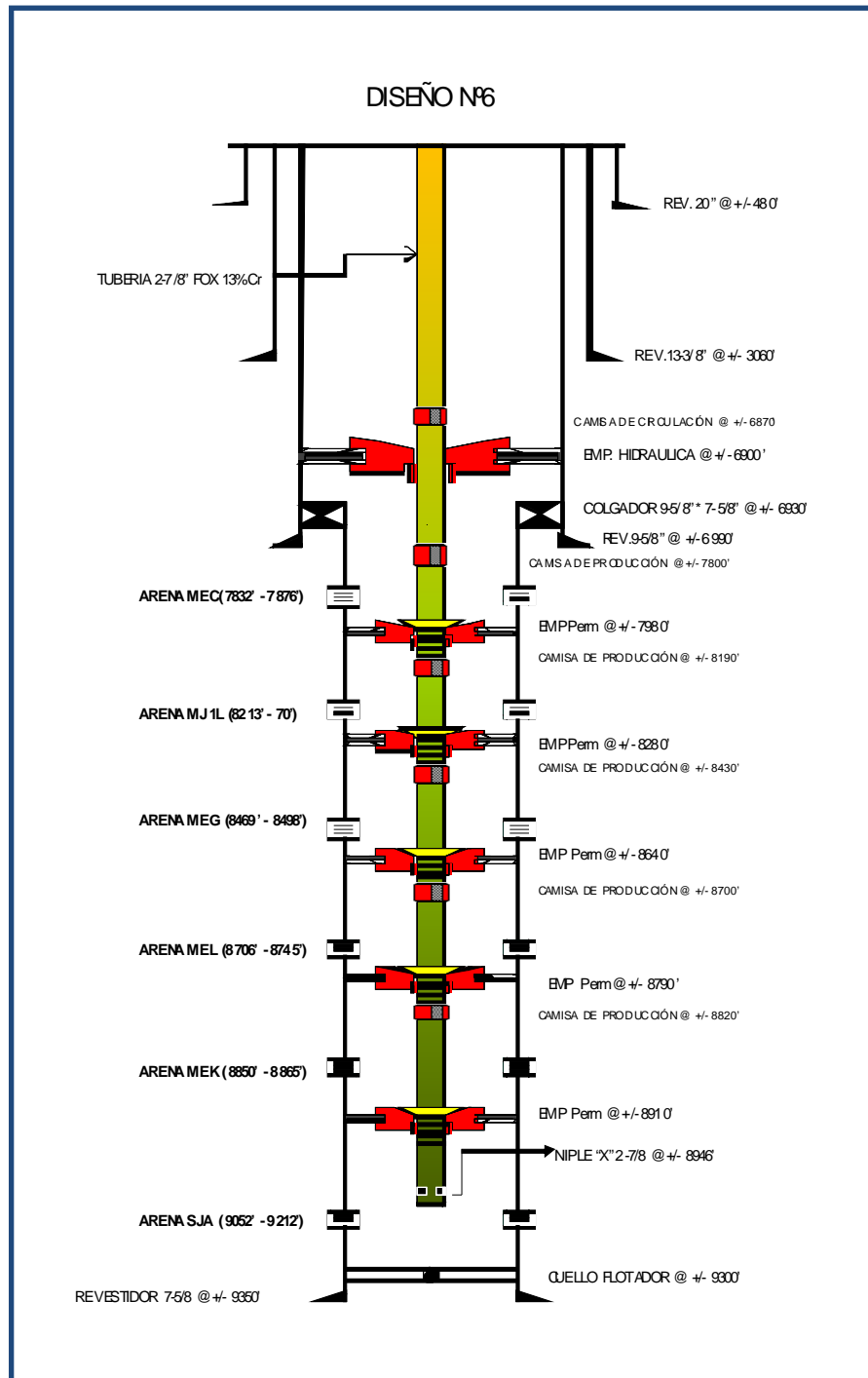


Figura N° 5.5 Diagrama Mecánico de Completación N° 6

Mientras que en los diseños de **Pozos Viejos** los revestidores corridos desde superficie son la opción más segura, óptima y rentable ya que ambos nos proporcionan seguridad al completar múltiples horizontes, siendo la única variante entre ellos el diámetro ya que el diseño N° 3 utiliza un revestidor de 7" y el diseño N°4 de 5-1/2". Estos diseños son ideales para completar múltiples zonas debido a su construcción mecánica, en el caso de el revestidor de 7" posee un diámetro interior pequeño pero aun mas grande que el de 5-1/2" apto para que se acople la sarta de producción y a su vez permite realizar cualquier trabajo que requiera el pozo durante su producción generando menos riesgo de que las herramientas o equipos corridos se queden atascados; situación que no ocurre con las otras completaciones de 5-1/2", que como ya se menciona en la mayoría de los trabajos se presentan problemas de pescados y muchos de estos pozos suelen ser abandonados mecánicamente porque se hace imposible recuperar las herramientas. Desde el punto de vista rentable ambos diseños son más costosos que los que utilizan liner de producción, esto por el gasto que representa la longitud y otras propiedades físicas de cada segmento de la tubería pero se debe considerar que solo se utilizan 2 revestidores por diseño lo cual implica ahorro si se trata de comparar con los diagramas de los pozos más recientes. . Ver Figura N° 5.6 Y 5.7

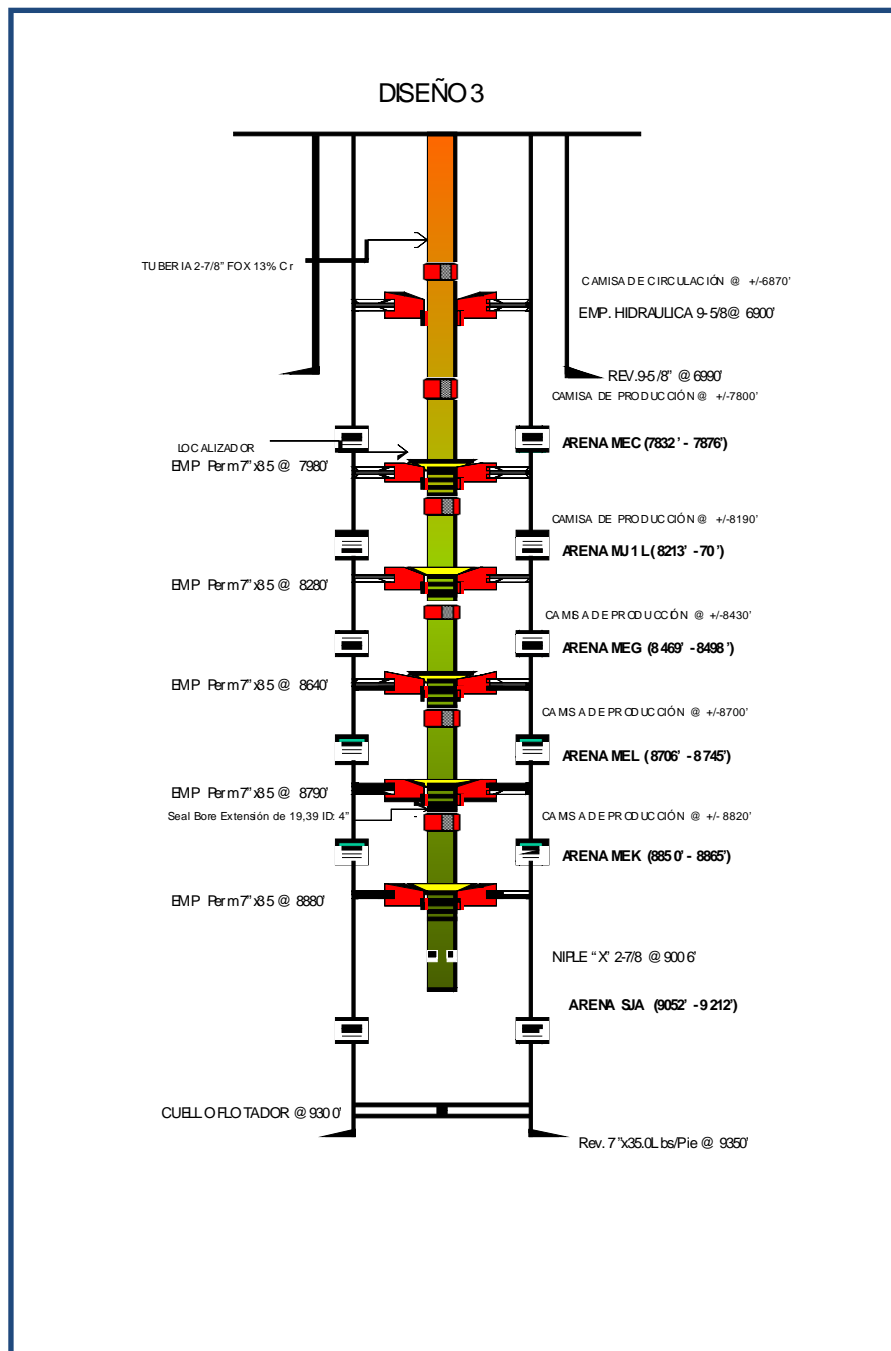


Figura N° 5.6 Diagrama Mecánico de Completación N°3

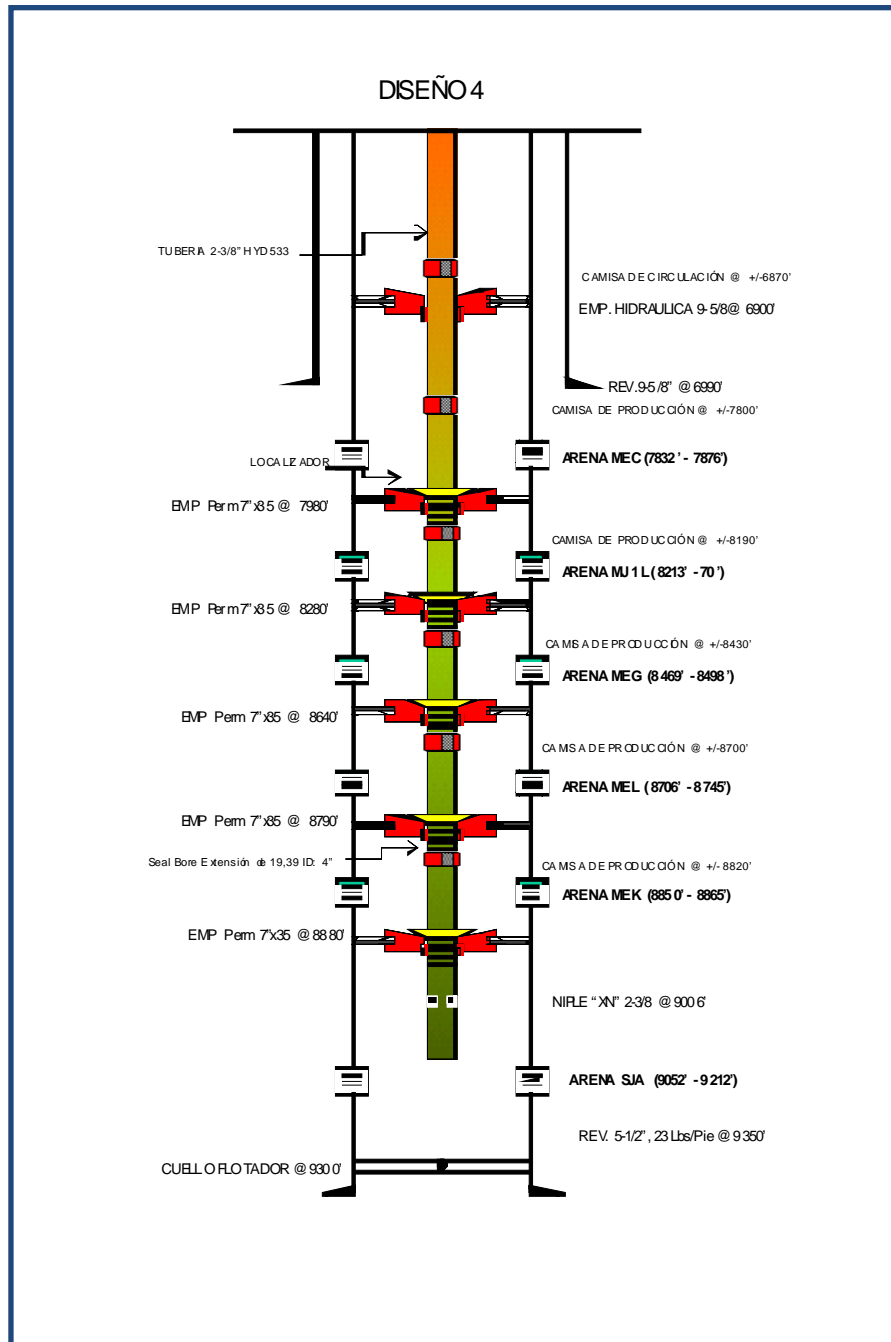


Figura N° 5.7 Diagrama Mecánico de Completación N°4

De acuerdo a lo discutido anteriormente en cada uno de los diseños se puede concluir que los diseño N° 3 y 4 son los óptimos para ser implementados en el uso de completaciones Multi-Zonas y cabe destacar que los diseños 2 y 5 también se pueden reconsiderar para llevar a cabo este proyecto en caso de no completar en 9 5/8, debido a que arrojan un SOR alto en comparación con los diseños 1 y 6. Se debe resaltar el hecho de que en términos de rentabilidad, es más factible proponer un nuevo diseño completación de pozo, que realizar un trabajo de este tipo, sin contar como ya se dijo anteriormente, el riesgo operacional que se corre cuando se llevan a cabo las pericias de recuperación del equipo de fondo y la limpieza del hoyo.

Sin embargo, teniéndose un buen procedimiento y tomando todas las previsiones necesarias, se puede realizar un trabajo de rehabilitación y recompletación sin que tengan que generarse problemas operacionales o mecánicos que comprometan la integridad del pozo.

### **5.3 Analizar la Rentabilidad de las Completaciones Multi-Zonas versus las Completaciones Convencionales**

En un estudio comparativo entre las alternativas actuales y mejoradas, nada mejor que realizar comparaciones desde el punto de vista técnico y económico; técnico fundamentado en los criterios de aplicabilidad y solución de los problemas para los cuales dicho trabajo tuvo lugar, y económico puesto que el estudio de la evaluación económica es la parte final de toda secuencia de análisis de factibilidad de un proyecto.

El análisis se centro en estudios de comparación entre los diseños recientes, menos reciente y antiguos aplicados en el campo y los diseños mejorados generados en este trabajo con respecto a lo seguro óptimo y rentable para saber en cuál de estos diseños era factible aplicar esta nueva tecnología.

En cuanto al estudio económico la evaluación económica de las completaciones convencionales se realizó para un tiempo estimado de 10 Años y se determinó que la inversión generada es viable ya que arrojó una tasa de interés de retorno mayor al 15 %, como se observa en la figura 5.8. Cabe destacar que la TIR es favorable y el periodo de recuperación dinámica es de 0,02 años, lo que indica que la inversión sería recuperada a muy corto plazo o de inmediato y tomando en cuenta el costo promedio del equipo de completación del Distrito Anaco (3.0 MMBsF) proyectos de esta índole desde el punto de vista económico son rentables para la empresa.

De igual forma al realizar el análisis económico a las completaciones Multi-Zonas se obtuvieron resultados favorables según los Indicadores Económicos con una tasa de interés de retorno de 52,47%, siendo la eficiencia de inversión de 86,04\$ por cada dólar invertido a un tiempo de 3 años aproximadamente o menor, según indica el periodo de recuperación dinámica que refleja la figura 5.10. Esta evaluación económica se llevó a cabo para un tiempo estimado de 20 años de producción debido al alcance del proyecto, siendo su costo de aproximadamente (5.8 MMBsF). Es importante resaltar que Dentro de los costos de RA/RC y completación, se incluyó el equipo de completación (empacaduras con o sin sellos, niples, equipo de superficie, colgador, cable y línea), el trabajo de reacondicionamiento (tubería de producción, limpieza del pozo, alquiler de la cabria, entre otros) y las líneas de flujo en superficie.

Después de analizar los resultados arrojados por el Sistema de Evaluación Económica para ambas completaciones se concluyó que económicamente ambos proyectos son rentable y que la producción asociada de gas es aproximadamente 3.0MMPCN/D siendo el único limitante económico entre ellas es el costo de Completación. Ya que en el caso de las completaciones Multi-Zonas se puede apreciar un costo más elevado que el de las Convencionales y la eficiencia de inversión es menor para un tiempo de recuperación por encima del tiempo de las

completaciones convencionales. Pero esto no es una limitante para no aceptar económicamente el uso de Completaciones Multi-Zonas ya que lo que se quiere es ver la manera de incrementar la producción sin que se vean afectados los costos de inversión y sin tener que emplear nuevos pozos.

Sin embargo aunque el Sistema de Evaluación Económica nos arroje confiabilidad, pueden existir problemas mecánicos u operacionales a lo largo de los 20 años estimados para producir que impliquen o generen variantes económicas y se ponga en riesgo la rentabilidad del proyecto. Debido a que la viabilidad de ejecución de un proyecto, no solo se debe a la economía asociada al proyecto sino además, al buen manejo técnico u operacional que el mismo ofrece; esto último le confiere ser eficaz, preciso, seguro, óptimo y rentable.

Reporte: Flujo de Caja

### Indicadores Económicos

MUS\$/Año Constante del Año Base

Proyecto: COMPLETACION SENCILLA  
 Alternativa: COMPLETACION SENCILLA

Año Inicio: 2011 Año Base: 2011  
 Año a Someter: 2011 Cantidad de Años: 10 Años

	Costo Total			Costo Remanente		
	Proyecto	Pdvsa	Nación	Proyecto	Pdvsa	Nación
Tasa Interna de Retorno (%)	6.266,91	6.266,91	31.177,75	6.266,91	6.266,91	31.177,75
Tasa Interna de Retorno Modificada (%)	103,97	103,97	123,57	103,97	103,97	123,57
Valor Presente Neto (MUS)						
Tasa de Descuento 1 del 10 %	1.422,59	1.422,59	3.564,74	1.422,59	1.422,59	3.564,74
Tasa de Descuento 2 del 15 %	1.188,74	1.188,74	3.039,34	1.188,74	1.188,74	3.039,34
Tasa de Descuento 3 del 20 %	1.011,28	1.011,28	2.637,03	1.011,28	1.011,28	2.637,03
Tasa de Descuento 4 del 25 %	873,54	873,54	2.321,82	873,54	873,54	2.321,82
Eficiencia de la Inversión (\$/\$)	99,37	99,37	247,51	99,37	99,37	247,51
Periodo de Recuperación Dinámico (Años)	0,02	0,02	0,00	0,02	0,02	0,00

28/02/2011 15:53:41 SEE - Sistema de Evaluaciones Económicas - Copyright PDVSA Página 2 de 2

50% 100% 150% ZOOM: [Slider]

Flujo de Caja Salvar Archivo Imprimir Regresar

Listo...

Fig. 5.8 Ventana de Resultados del SEE para las completaciones sencilla

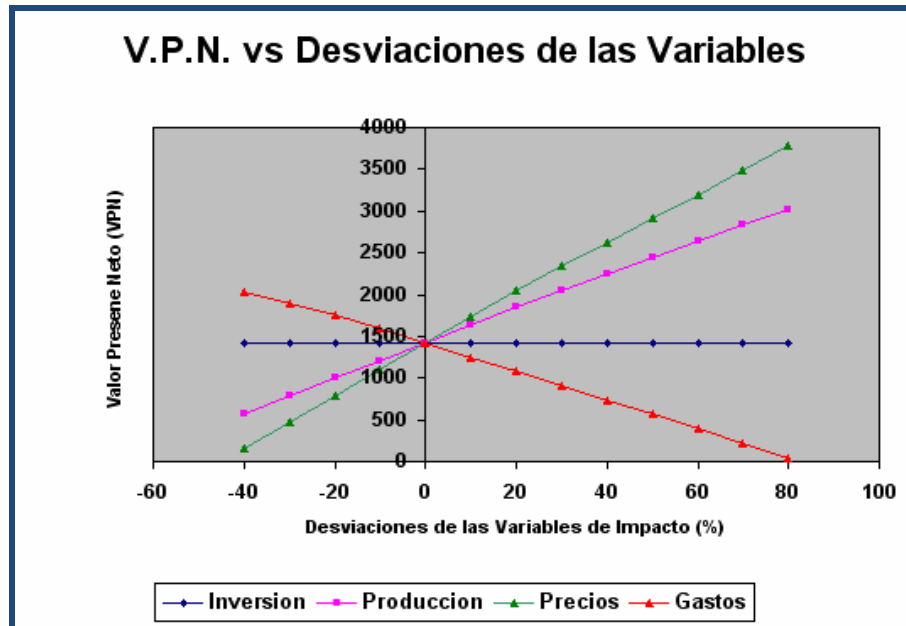


Fig. 5.9 Ventana de Resultados del VPN para Completaciones Sencilla

Reporte: Flujo de Caja

### Indicadores Económicos

MUS\$/Año Constante del Año Base

Proyecto: COMPLETACION MULTIZONAS 2  
 Alternativa: COMPLETACIONES MULTIZONAS 2  
 Año Inicio: 2011 Año Base: 2011  
 Año a Someter: 2011 Cantidad de Años: 20 Años

	Costo Total			Costo Remanente		
	Proyecto	Pdvsa	Nación	Proyecto	Pdvsa	Nación
Tasa Interna de Retorno (%)	52,47	52,47	6.723,82	52,47	52,47	6.723,82
Tasa Interna de Retorno Modificada (%)	17,87	17,87	62,71	21,10	21,10	62,71
Valor Presente Neto (MUS\$)						
Tasa de Descuento 1 del 10 %	2.452,07	2.452,07	7.456,46	2.452,07	2.452,07	7.456,46
Tasa de Descuento 2 del 15 %	1.482,99	1.482,99	5.091,12	1.482,99	1.482,99	5.091,12
Tasa de Descuento 3 del 20 %	931,81	931,81	3.701,60	931,81	931,81	3.701,60
Tasa de Descuento 4 del 25 %	598,02	598,02	2.828,50	598,02	598,02	2.828,50
Eficiencia de la Inversion (\$/\$)	86,04	86,04	259,59	86,04	86,04	259,59
Período de Recuperación Dinámico (Años)	2,92	2,92	0,02	2,92	2,92	0,02

28/02/2011 17:18:07 SEE - Sistema de Evaluaciones Económicas - Copyright PDVSA Página 2 de 2

50% 100% 150%  
 ZOOM: [Slider]  
 Listo... [?] Flujo de Caja Salvar Archivo Imprimir Regresar

Fig.5.10 Ventana de Resultados del SEE para las completaciones Multi-Zonas



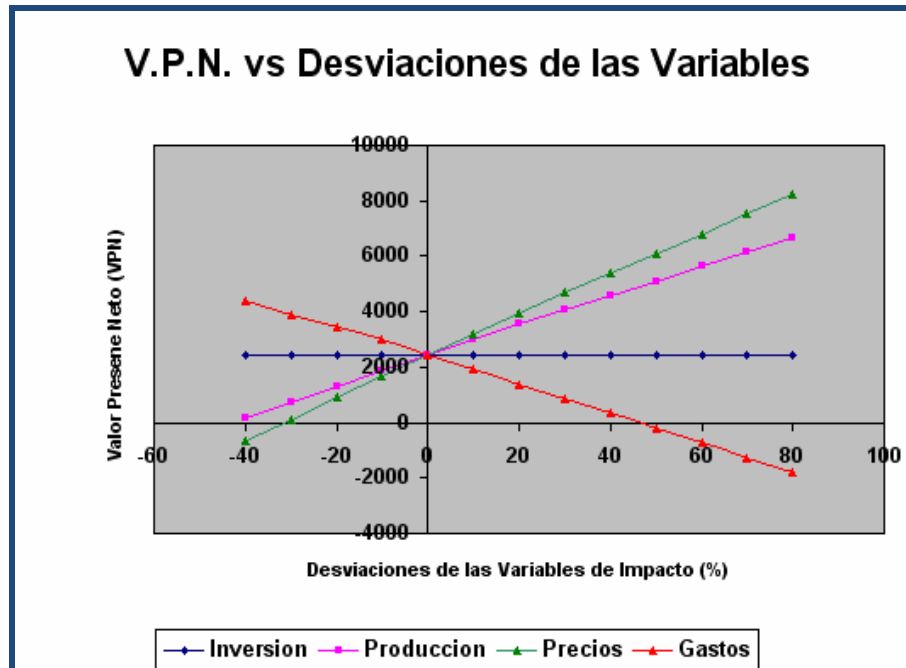


Fig. 5.11 Ventana de Resultados del VPN para Completaciones Multi-Zonas.

## CONCLUSIONES

1. Las completaciones Multi-Zonas en el Campo San Joaquín son factibles, desde el punto de vista técnico y económico.
2. El total de la producción generada con el tipo de completación Multi-Zonas es superior a la actual que presentan los pozos seleccionados.
3. Los diagramas mecánicos de pozos cuyo diámetro interno no varían son los ideales para llevar a cabo este proyecto.
4. Existe continuidad a lo largo del Campo San Joaquín.
5. Se determinó un ambiente de apilamiento de barra anteplaya, mediante el análisis de las facies.
6. Las completaciones Multi-Zonas se deben llevar a cabo en yacimientos donde exista extensión lateral.
7. El % TIR arrojó un valor de 17.52% (mayor al 15 %).
8. La inversión de este tipo de completación en el Campo San Joaquín, se recuperaría en corto tiempo (6 años).

## RECOMENDACIONES

1. Se recomienda tomar todas las previsiones necesarias en la implementación de esta u otras nuevas tecnologías, con el fin de evitar posibles problemas operacionales que generarían aún mayores pérdidas.
2. En pozos altamente corrosivos se aconseja usar materiales de acero inoxidable o aleaciones en cromo.
3. Es aconsejable analizar propiamente las características de pozo para ser capaz de diseñar una completación perfectamente adecuada para las propiedades del pozo, en vez de intentar usar solamente un tipo de diseño para futuras locaciones.
4. Poner en práctica la propuesta realizada, para corroborar si es factible este tipo de completación en otros campos del distrito.

## BIBLIOGRAFIA

1. González J, **Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas**. Ediciones Foninves Caracas, 1980.
2. Tiamo L, **“Evaluación de la factibilidad de la completación de pozos en el área Mayor Oficina, empleando nuevas tecnologías, con la finalidad de mejorar la productividad en el área de interés”**. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui (2006).
3. Indriago J y Golindano C. **“Influencia de los Fluidos de Completación en el Índice de Productividad de la Arena SJ-A en el Campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco”** Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. (2009).
4. SLUMBERGER **“Fundamento de la interpretación de perfiles de pozos”** 1972.
5. Simancas F. **“Manual Teórico-práctico De Ingeniería De Completación y Rehabilitación de pozos**. Escuela de Petróleo de la UCV (2005).
6. Romero, E. **“Estudio del Proceso de Reacondicionamiento de Pozos en las Completaciones Duales en el Distrito Anaco”**. Tesis, Universidad De Oriente, Febrero (2005).
7. Ríos, E. y Perozo, A. **“Completación y Rehabilitación de Pozos”**. CIED. Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela S.A. (1999).

**8. Fuente: Autoría Propia**

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DE COMPLETACIONES MULTI-ZONAS EN EL CAMPO SAN JOAQUÍN
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
<b>Acosta Rojas, Iranidis del Valle</b>	CVLAC: V- 14.316.625 E MAIL: nani_acosta1@hotmail.com
<b>Marín Rivas, Milagros del Valle</b>	CVLAC: V – 17.418.705 E MAIL: sukaina182@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA

---

COMPLETACIÓN MULTIZONA

---

ÁREA MAYOR DE ANACO

---

PERFIL DE POZOS

---

CONFIGURACIÓN MECÁNICA

---

COMPLETACIÓN CONVENCIONAL

---

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

### RESUMEN (ABSTRACT):

El siguiente proyecto de investigación fue realizado en la empresa PDVSA GAS Anaco específicamente en el departamento de VCD, el cual lleva por nombre: "Factibilidad Técnico-Económica del uso de las Completaciones Multi-Zonas en el Distrito Gas Anaco". El presente estudio se limitó al Campo San Joaquín perteneciente al Área Mayor Anaco (AMA) donde se procedió ante todo a realizar la continuidad lateral del Campo San Joaquín por medio de un programa openwork tomando como muestra representativa la arena SJA por ser la arena prospectiva de la zona de estudio, todo esto con la finalidad de estimar la sucesión de las arenas y dar a conocer que en cualquier punto de ese Campo se podría aplicar este nuevo proyecto que indudablemente traerá beneficios para la empresa ya que se puede producir un yacimiento con un menor número de pozos lo que originara reducción de costos de exploración e infraestructura. Luego para el segundo objetivo La información abarcó revisar carpetas de pozos para seleccionar 12 pozos con los diagramas de completación utilizados en la empresa para luego analizarlos desde lo seguro, optimo, y rentable y finalmente llegar a la selección de los diseños de completación más adecuado para aplicar las completaciones Multi-Zonas para en un futuro aplicar un reacondicionamiento en cualquier locación con el propósito de aumentar la productividad colocando a producción varias arenas productoras que con los diseños actuales no se aplicaba además de reducir los costos. Posteriormente se procedió a realizar el Sistema de Evaluaciones Económicas (SEE) indicando que esta nueva propuesta es factible en el Campo de estudio puesto que los valores arrojados indican que los costos de inversión se recuperarían a un plazo de 3 años y con una eficiencia de inversión de 86.04\$, y la TIR fue de 52.47% mayor a la tasa estipulada por PDVSA GAS para que un nuevo proyecto pueda ser aplicable  $TIR > 15\%$ .

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

### CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
<b>MORALES, JHONLES</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	V- 9.726.435		
	<b>E_MAIL</b>	moralesjj@pdvsa.com		
	<b>E_MAIL</b>			
<b>ARDITTI, LORENZO</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>	V- 5.187.964		
	<b>E_MAIL</b>			
	<b>E_MAIL</b>			
<b>CASTRO, LUIS</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>	V- 12.288.427		
	<b>E_MAIL</b>	guardo_1@yahoo.com		
	<b>E_MAIL</b>			
	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>			
	<b>E_MAIL</b>			
	<b>E_MAIL</b>			
	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>			
	<b>E_MAIL</b>			
	<b>E_MAIL</b>			

### FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	04	01
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL



## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estudio de la Factibilidad Técnico-Económica del Uso de Completaciones Multi-Zonas en el Campo San Joaquín.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:** \_\_\_\_\_

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_

**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 Anzoátegui

---

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

### **DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

*“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”*

---

**AUTOR**

**Iranidis del Valle Acosta Rojas**

---

**AUTOR**

**Milagros del Valle Marín Rivas**

---

**TUTOR**

**Ing. Jhonles Morales**

---

**JURADO**

**Ing. Lorenzo Arditti**

---

**JURADO**

**Ing. Luis Castro**

---

**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**

**Prof. Rayda Patiño**