

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**MANUAL TEÓRICO-PRÁCTICO DE INGENIERÍA DE
COMPLETACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS
ESCUELA DE PETRÓLEO DE LA U.C.V**

Tutor académico: Prof. Martín Essinfeld

Tutor industrial: Ing. Ysnardo Moya

**Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela por el
Br. Simancas Segovia Frank José para
optar al título de Ingeniero de Petróleo**

CARACAS 2.005

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela por permitirme ser parte de la Casa que vence la Sombra y darme el honor de ser un egresado de la mejor Universidad del país; a mis tutores Dr. Martín Essinfeld y el Ing. Ysnardo Moya, por su confianza y por darme la oportunidad de lograr esta meta; a mi Madre, por darme la vida, la crianza, apoyo y comprensión durante todos estos años; a mi Padre por sus valiosos e innumerables consejos, su apoyo incondicional y por su paciencia; a mi Hermana, por su compañía, ayuda y constancia; a Jorge, por aceptarme como un hijo y enseñarme las cosas de la vida; a mi Hermano, por ser mi amigo incondicional y estar a mi lado en las buenas y en las malas; a Dainazet Robespierre, por llenar ese espacio tan importante en mi vida, por su apoyo y amistad; al Sr. Marcelino Rojas, por su confianza depositada en mi y que le agradeceré toda mi vida; al Dr. Alberto Yegres, por su valiosa ayuda en la realización de esta Tesis y sus oportunos consejos; al Ing. Oscar Pulido por su apoyo y colaboración en la elaboración de este Manual; a mis compañeros y amigos de la Universidad, por su agradable compañía y con quienes compartí estos largos años llenos de dificultad y con quienes conté desde siempre; a todas aquellas personas que de una u otra forma siempre estuvieron pendiente de mi y que me apoyaron en todo momento; a Dios por darme la fuerza y la voluntad para lograr esta meta.

A todos ellos, mi profunda gratitud.

F.J.S.S.

Simancas S. Frank J.

MANUAL TEÓRICO-PRÁCTICO DE INGENIERÍA DE COMPLETACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS ESCUELA DE PETRÓLEO DE LA U.C.V

Tutor Académico: Prof. Martín Essinfeld. Tutor Industrial: Ing. Ysnardo Moya. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2005, 314 pag.

Descriptor: Cañoneo de Pozos Petroleros - Completación de Pozos–
Rehabilitación de Pozos – Fluidos de Completación

El avance de los conocimientos científicos y tecnológicos aplicados en Venezuela desde comienzos del siglo XX, han causado un gran impacto y afianzado la evolución de la Industria Petrolera Nacional haciéndola mas segura y productiva con el transcurso de los años. Consecuentemente, se incrementó el interés por optimizar las completaciones, utilizando equipos de seguridad mas eficaces, de acuerdo a las necesidades requeridas para la magnitud de los trabajos a realizar. Estas medidas facilitan el desarrollo de la labor, alcanzando óptima calidad en la producción y haciendo las jornadas de trabajo mas eficientes y menos peligrosas. Por ello es importante y fundamental resaltar el hecho de que se deben tener los **conocimientos suficientes** para hacer una buena completación, ya que esto traerá como consecuencia que la vida productiva de los pozos y la producción misma, sea cada vez mayor. Es decir, que cuando se realiza una buena completación, utilizando los equipos adecuados, se está en la condición de que la comunicación entre el yacimiento y el pozo sea óptima. Sin embargo, cuando no se logra que esto suceda surge la necesidad de realizar ajustes en las completaciones e incluso efectuar cambios en las herramientas utilizadas, como también modificaciones en la formación hasta lograr un mejor desempeño. Estos trabajos se clasifican de acuerdo al cambio que se desea realizar. Cuando se habla de cambios a nivel de zonas productoras se refiere a trabajos de **reacondicionamiento o rehabilitación**; y cuando se habla de trabajos que no involucran las zonas productoras se refieren a la **reparación de pozos**. Con este Manual, se pretende exponer los distintos tipos de equipos de superficie y subsuelo tales como el Cabezal, las Válvulas Impidierreventones, las Empacaduras, los Mandriles, etc; así como también los Fluidos de Completación, el Cañoneo y los procedimientos adecuados para la realización del cañoneo. En cada capítulo se presentan algunos ejemplos y programas que facilitarán al estudiante a entender mejor la materia y así tendrá una manera más fácil de visualizar los distintos pasos y operaciones que se realizan en la Ingeniería de Completación y Rehabilitación de Pozos. Finalmente se espera que los usuarios de este Manual dispongan de una herramienta útil para el mejor manejo y entendimiento de los temas planteados para fortalecer los conocimientos y elevar el rendimiento académico en esta área tan importante de la Ingeniería de Petróleo.

ÍNDICE GENERAL

Agradecimientos.	iii
Resumen.	iv
Lista de Tablas.	xi
Introducción.	1
Capítulo I: El Problema.	4
I.1.- Planteamiento del Problema.	4
I.2.- Objetivos.	5
I.2.1.- Objetivo General.	5
I.2.2.- Objetivos Específicos.	5
Capítulo II: Marco Teórico.	6
II.1.- Visión General.	6
II.2.- Equipos de Superficie y Equipos de Subsuelo.	16
II.2.1.- Equipos de Superficie.	16
II.2.1.1.- Cabezal.	16
II.2.1.2.- Funciones del Cabezal.	17
II.2.1.3.- Tipos de Cabezal.	19
II.2.1.4.- Material de un Cabezal.	21

II.2.1.5.- Estandarización del Equipo.	22
II.2.1.6.- Rango de Presión de Trabajo de un Cabezal.	23
II.2.1.7.- Altura y Costo.	24
II.2.1.8.- Identificación de un Cabezal	24
II.2.1.9.- Partes de un Cabezal	25
II.2.1.10.- Sistema de Seguridad.	30
II.2.1.10.1.- Válvulas de Contrapresión.	34
II.2.1.10.2.- Válvulas Impidierreventones.	34
II.2.1.10.3.- Comparación Operacional. Pozos que Producen por Flujo Natural.	36
II.2.2.- Equipos de Subsuelo.	38
II.2.2.1.- Tuberías.	40
II.2.2.2.- Empacaduras de Producción.	45
II.2.2.3.- Equipos Adicionales para la Completación.	51
II.2.2.3.1.- Niples de Asiento.	51
II.2.2.3.2.- Niples Pulidos.	52
II.2.2.3.3.- Mandriles.	53
II.2.2.3.4.- Mandriles con Bolsillo Lateral.	55
II.2.2.3.5.- Acoples de Flujo.	55
II.2.2.3.6.- Juntas de Erosión y Juntas de Impacto.	56
II.2.2.3.7.- Mangas Deslizantes.	56
II.2.2.4.- Equipos Adicionales para la Producción.	57
II.2.2.4.1.- Igualador Sustituto.	58
II.2.2.4.2.- Tapones Recuperables de Eductor.	59
II.2.2.4.3.- Estranguladores de Fondo.	60
II.2.2.4.4.- Regulador de Fondo.	60
II.2.2.4.5.- Válvulas de Seguridad.	61

II.3.- Completación y Fluidos de Completación.	65
II.3.1.- Completación y Tipos de Completación.	65
II.3.1.1.- Completación a Hoyo Entubado o Revestido.	66
II.3.1.2.- Completación a Hoyo Desnudo.	72
II.3.1.3.- Completación de acuerdo a las condiciones Mecánicas y Geológicas.	76
II.3.1.3.1.- Completación Vertical Sencilla.	77
II.3.1.3.2.- Completación Vertical Doble.	79
II.3.1.3.3.- Completación Vertical Triple.	79
II.3.1.4.- Otras Modalidades de Completación.	80
II.3.1.4.1.- Bombeo Mecánico.	80
II.3.1.4.2.- Bombeo Hidráulico.	83
II.3.1.4.3.- Levantamiento Artificial por Gas.	83
II.3.1.4.4.- Completación de Pozos Horizontales.	84
II.3.1.4.5.- Completación de Pozos Costa Afuera.	87
II.3.1.5.- Sarta de Producción o Tubería Eductora.	89
II.3.2.- Práctica de Completación.	95
II.3.3.- Fluidos de Completación.	101
II.3.3.1.- Fluidos de Completación y/o Reacondicionamiento de Pozos.	101
II.3.3.2.- Funciones de los Fluidos de Completación y/o Reacondicionamiento.	101
II.3.3.3.- Tipos de Fluidos.	102
II.3.3.4.- Teoría de las Emulsiones.	107
II.3.3.5.- Ventajas y Desventajas de los Lodos Base Aceite.	112
II.3.3.6.- Factores que Afectan la Selección de un Fluido.	112

II.3.3.7.- Requerimientos de un Fluido.	113
II.3.3.8.- Fluidos de Limpieza de las Perforaciones después del Cañoneo	118
II.3.3.9.- Áreas de Mayor Interés.	119
II.3.3.10.- Fluidos de Empaque.	121
II.3.3.11.- ¿Porqué se usan Fluidos de Empaque?.	126
II.3.3.12.- ¿Cuáles son las Propiedades Críticas de un Fluido de Empaque?.	127
II.3.3.13.- Aditivos Químicos del Fluido de Control	127
II.3.3.14.- Propiedades Físicas de los Fluidos.	129
II.3.3.15.- Importancia de la Filtración de Fluidos.	131
II.3.3.16.- Control de Pérdidas de Circulación.	136
II.3.3.17.- Manejo del Fluido.	146
II.3.3.18.- ¿Cómo Obtener Fluido Limpios de Completación?.	147
II.3.3.19.- Determinación de la Limpieza de un Fluido.	152
II.3.3.20.- Daño a la Formación.	155
II.3.3.21.- Control de Daño a la Formación.	158
II.3.3.22.- ¿Porqué no utilizar Lodos de Perforación como Fluido de Completación?.	160
II.4.- Cañoneo y Tipos de Cañoneo.	161
II.4.1.- Definición.	161
II.4.2.- Métodos de Cañoneo..	165
II.4.3.- Determinación del Diferencial Óptimo para Cañoneo Bajobalance.	173
II.4.4.- Tipos de Cañones.	175
II.4.5.- Evaluación del Proceso de Cañoneo .	182
II.4.6.- Operaciones de Cañoneo.	182
II.4.7.- Parámetros que afectan la Eficiencia del Cañoneo.	183
II.4.8.- Parámetros que determinan la Eficiencia de las Perforaciones.	187
II.4.9.- Determinación de la Densidad de Disparo.	188

II.4.10.- Daño Causado por el Cañoneo.	188
II.4.11.- Relación de Productividad.	189
II.4.12.- Diseño Óptimo de las Completaciones.	190
II.4.13.- Conclusiones	190
II.4.14.- Recomendaciones.	191
II.4.15.- Práctica de Cañoneo.	193
II.5.- Reacondicionamiento y Rehabilitación de Pozos.	209
II.5.1.- Problemas que presentan los Pozos.	209
II.5.2.- Mantenimiento	216
II.5.3.- Estimulación de Pozos	218
II.5.3.1.- Achique.	219
II.5.3.2.- Inyección de Fluidos	220
II.5.3.3.- Fracturamiento de Estratos.	221
II.5.3.4.- Acidificación	222
II.5.3.5.- Técnicas de Control de Arena.	223
II.5.3.6.- Empaque con Grava	224
II.5.3.7.- Cementación Forzada.	225
II.5.4.- Limpieza de Pozos.	226
II.5.4.1.- Arenamiento	226
II.5.4.2.- Acumulación de Parafinas.	228
II.5.5.- Reacondicionamiento de Pozos.	229
II.5.5.1.- Tareas para Reacondicionamiento de Pozos.	231
II.5.5.2.- Tipos de Reacondicionamiento de acuerdo con el Objetivo.	234
II.5.5.3.- Herramientas para Utilizar en los Trabajos de	
Reacondicionamiento.	237
II.5.6.- Reparación de Pozos	242
II.5.6.1.- Tipos de Reparación-Generación de Potencial.	242

II.5.6.2.- Evaluación de la Reparación.	243
II.5.7.- Práctica de Reacondicionamiento y Rehabilitación de Pozos.	246
Capítulo III: Marco Metodológico.	297
Conclusiones.	298
Recomendaciones	299
Referencias Bibliográficas	300

LISTA DE TABLAS

II.1.- Presión de trabajo vs. presión de prueba.	23
II.2.- Altura y costo de los cabezales.	24
II.3.- Salmueras y densidades alcanzadas por las mismas.	103
II.4.- Agentes densificantes más comunes.	143

INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente siempre ha sido un problema en las distintas ramas de los estudios de Ingeniería la carencia de materiales bibliográficos. En la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la U.C.V. particularmente, la situación se hace más difícil por su alto grado de especialización, tal y como puede observarse en la Cátedra Pozos II. Esta problemática se debe en parte a la escasa bibliografía sobre la materia y al elevado costo de los textos de estudio. Lo aquí expuesto justificó la realización de este Manual Teórico-Práctico de Ingeniería de Completación y Rehabilitación de Pozos donde se pudieron desarrollar los primeros cinco temas del programa de la materia aprobado por el Consejo de Escuela, el 6 de Enero de 1.994.

Cuando se tomó la iniciativa de realizar este Manual se pensó en la necesidad que tiene el estudiantado de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la U.C.V. de obtener un material adecuado de apoyo de bajo costo y que cubra los objetivos particulares de la materia. Anteriormente se prepararon dos tomos de un Manual de Ingeniería de Producción para las cátedras de Ingeniería de Producción I e Ingeniería de Producción II, lo cual ofreció resultados favorables en ambas materias, mostrando un alto grado de aceptación por parte del estudiantado. La finalidad de éste Manual es el mismo, disponer de material didáctico adecuado, al día, de buen nivel y bajo costo.

La disposición de este trabajo consta de cinco Capítulos dentro del Marco Teórico, en los cuales se asientan los principales planteamientos y los análisis que se han considerado en la recopilación de información; que se expusieron de acuerdo al programa de la materia Pozos II y cumpliendo así con cada uno de los puntos planteados.

En el Capítulo II.1 se plantea una visión general de los temas y todo el proceso referido a la reseña histórica, la conceptualización, la importancia y la justificación del estudio, y las condiciones de seguridad.

En el Capítulo II.2 se exponen los equipos de superficie, sus funciones e importancia; así como también los equipos de subsuelo, conceptos, clasificación, tipos, funciones e importancia. Se muestran ejemplos gráficos de los equipos y cuadros de sus características mas importantes.

En el Capítulo II.3 se presenta el tema de la completación de pozos, tipos de completaciones, características mas relevantes, funciones, importancia, modalidades, ventajas y desventajas. También se presentan los temas de los fluidos de completación, los tipos de fluidos de completación, sus funciones, ventajas, desventajas, fluidos de limpieza, fluidos de empaque, características, propiedades e importancia. Se presentan ejemplos gráficos y numéricos.

En el Capítulo II.4 se realiza un estudio acerca del cañoneo y tipos de cañoneo, mostrando las características mas importantes, las propiedades, las reacciones a la formación, los equipos utilizados con la finalidad de realizar el cañoneo, las técnicas empleadas, la eficiencia del proceso y la optimización del mismo. Se presenta, además, una variedad de ejemplos gráficos y numéricos para una mejor comprensión de los tópicos.

En el Capítulo II.5 se desarrolla la base de este Manual ya que allí se cubre el reacondicionamiento y la rehabilitación de pozos, mostrando primeramente los problemas que presentan los pozos para así realizar un trabajo; bien sea, de mantenimiento, limpieza, reacondicionamiento o rehabilitación y reparación. Luego, se tratan las características de cada uno de los trabajos, las propiedades, las modalidades y tipos, la evaluación, las consideraciones, las diferencias y los problemas que pueden surgir después de tales trabajos. Finalmente, se muestran ejemplos gráficos y numéricos.

Con las Conclusiones y Sugerencias o Recomendaciones se finaliza el trabajo. La intención ha sido actualizar el material bibliográfico para los estudiantes de la cátedra Pozos II, preparando un Manual teórico-práctico fácil de entender y de bajo costo.

La importancia en la formación de un Ingeniero de Petróleo debe proyectarse hacia el conocimiento y aprendizaje de la Ingeniería de Rehabilitación y Reacondicionamiento de Pozos, para una buena completación: conjunto de operaciones que se realizan en un pozo luego de finalizar la corrida y cementación del revestimiento de producción, un buen mantenimiento, una buena limpieza, una buena reparación: todo trabajo que se realiza con la finalidad de restaurar las condiciones de producción o inyección de un pozo que no involucra acciones en la zona productora ó un buen reacondicionamiento: todo aquel trabajo que se realiza a un pozo con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección y que, involucra cambios ó acciones en la zona productora; pueden optimizar la producción de determinado pozo en cualquier ocasión. Recordemos que entre las bases de esta carrera se encuentra la de obtener la **mejor y mayor producción al menor costo ambiental y económico posible**. Por eso, se debe conocer bien el tipo de completación y reparación que son necesarias y las mas adecuadas.

El estudio de esta área implica que se deben tomar en cuenta los planteamientos y alternativas antes mencionados, las cuales exigen estudios y evaluaciones precisas que desembocan en inversiones y costos mayores, y deben ser justificados técnica y económicamente con miras a la rentabilidad requerida. En Venezuela, uno de los primeros países productores de hidrocarburos, se realizan aproximadamente 1700 trabajos de reacondicionamiento por año, actividad que constituye una de las vías más rentables para elevar el potencial de producción de hidrocarburos del país.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

I.1.- Planteamiento del Problema

Actualmente en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la U.C.V. la cantidad de textos de referencia para la materia Pozos II es muy poca o prácticamente no existe, los principales factores causantes de este problema es el alto costo de los libros y las pocas bibliografías en español. Esta problemática fue planteada en las Cátedras de Ingeniería de Producción I e Ingeniería de Producción II por los ahora Ingenieros Francisco Cestari, Raiza Garcia y Felix Vera, ellos consideraron que las herramientas bibliográficas para esas cátedras eran escasas. El enfoque que sustentará nuestro interés en la elaboración de éste Manual, parte de la perspectiva de que dicho problema es multidimensional considerando que la magnitud de esta situación incide negativamente en el rendimiento académico de los estudiantes de dicha Escuela, y en el nivel de enseñanza-aprendizaje de la misma.

En consecuencia, esta investigación se encaminará hacia la elaboración de un Manual para la asignatura Pozos II, el cual se espera contenga los elementos teórico-prácticos que ayuden a estudiantes de esta especialidad en sus requerimientos académicos.

I.2.- Objetivos

I.2.1.- Objetivo General

Elaborar un Manual Teórico-Práctico de Ingeniería de Completación y Rehabilitación de Pozos para la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la U.C.V. basado en la recopilación de data para que los futuros estudiantes de la Cátedra Pozos II tengan acceso a un texto completamente en *español* que sirva de referencia bibliográfica y que cumpla con los objetivos del curso.

I.2.2.- Objetivos Específicos

Recopilar materiales e informaciones para la configuración de un Manual que permita al estudiante interpretar una serie de informaciones básicas para comprender los diferentes Métodos de Completación de Pozos.

Proveer a los estudiantes con un material de consulta donde puedan conseguir información acerca de los diferentes equipos empleados en la completación de pozos.

Mostrar al estudiantado los diferentes tipos de completación y los diferentes fluidos de completación.

Proveer la base teórica para que el estudiante sea capaz de seleccionar el Método de Cañoneo a usar en un Pozo y el Tipo de Cañón.

Desarrollar ejercicios tipo en cada uno de los temas presentados.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

II.1.- Visión General

En 1860 la producción de petróleo Estadounidense llegó a 500.000 barriles (98% de la producción mundial) y Rumania produjo el resto, 9.000 barriles. Como se podrá apreciar, la producción Estadounidense representó, aproximadamente, 1.370 barriles diarios ^[2]. Pero el manejo de este volumen de producción trajo consigo muchos retos para los pioneros. Sin embargo, el ingenio y la voluntad los llevó a sortear obstáculos mecánicos para producir los primeros pozos.

El método de extracción de petróleo del pozo era mediante un achicador cilíndrico, que en el extremo inferior llevaba una válvula en forma de lengüeta. Al introducirse el achicador en el hoyo y si el nivel del petróleo era suficientemente alto, el achicador se llenaba por la boca o extremo superior. Si el nivel del petróleo en el hoyo era muy bajo, entonces con asentar el achicador en el fondo era suficiente para que el petróleo entrara al cilindro al subir la lengüeta. Al levantar el achicador, la lengüeta bajaba y no permitía que el petróleo saliera del cilindro. En la superficie, con asentar levemente la lengüeta contra el fondo del recipiente (barril) se podía desplazar el petróleo del cilindro. ^[2]

Pero producir continuamente los pozos con este procedimiento era muy poco económico e ineficiente. Los pioneros se las ingeniaron para adaptar el concepto del balancín de perforación a percusión al bombeo directo y continuo, mediante una sarta de producción que en su extremo inferior llevaba una bomba con una válvula fija y un pistón con una válvula viajera accionada por la sarta de varillas de succión.

La fiebre del petróleo aceleró inusitadamente las actividades de exploración y de perforación. Las experiencias logradas auspiciaron la audacia de los exploradores empíricos para escoger sitios y abrir pozos más profundos. El petróleo confinado en los estratos más profundos, naturalmente, mostró mayor presión, y esto trajo como consecuencia el hecho espectacular de que los pozos fluyeran incontroladamente hasta la superficie y el chorro de petróleo, en la mayoría de los casos, sobrepasara la altura de la cabria. Así nació el reventón.

Los equipos de perforación y de producción disponibles al comienzo de la industria fueron inadecuados para manejar los reventones. Tampoco los hombres que antes sólo habían abierto pozos “dóciles” se habían preparado ni imaginaron situaciones tan violentas y peligrosas. De inmediato comenzaron los pioneros a diseñar medios para prevenir o controlar totalmente tales ocurrencias.

Las experiencias vividas a boca de pozo les habían enseñado muchas cosas, tales como: apreciar los diferentes tipos de estratos, la dureza y la compresibilidad de éstos, el espesor y la extensión geográfica de los mismos, las características, la composición y la edad geológica de éstas formaciones, la importancia de la porosidad y de la permeabilidad de las rocas y a conocer los fluidos contenidos en las rocas: gas, petróleo, agua. Asimismo, la presión de flujo de los fluidos, la separación de fluidos, los caudales de producción, la estabilidad física del hoyo durante la perforación, el comportamiento del pozo durante su vida productiva, la limpieza, la rehabilitación y el reacondicionamiento de pozos, los tipos y la calidad de los crudos, los aspectos económicos de la perforación y de la producción, los requerimientos de capital, los riesgos y las expectativas, los recursos humanos y físicos requeridos. Pero todavía faltaba mucho que aprender en la práctica y en teoría para desarrollar nuevos conocimientos tanto en los laboratorios como en las mismas operaciones de campo.

La práctica les había enseñado mucho. Estos petroleros fueron autodidactas. Transcurrirían todavía unos cuantos años más para que los institutos superiores de

educación y las Universidades Estadounidenses y Europeas diseñaran programas de estudios para carreras en una industria que crecía a pasos agigantados.

La completación 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 un pozo afectará directamente su base productiva. El conocimiento de los tipos de completación y los aspectos relacionados con ella, contribuirán a disminuir los problemas operacionales que se presentan usualmente.

La completación abarca desde la terminación de la perforación del pozo hasta que se conecta a la producción continua.

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

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

Disposición del Equipo de Producción: Consiste en el diseño de los equipos de tuberías, empaaduras, nipples, etc., que conectados entre sí, permiten la producción de zonas con hidrocarburos.

Número de Zonas Productoras: Se refiere a la cantidad de lentes productivos con posibilidad de ser abiertos a la producción, lo cual depende de su potencial y profundidad.

Se entiende por completación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlo en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlo a

otros usos, como inyección de agua o gas ^[2]. Los trabajos pueden incluir el revestimiento de las zonas productoras con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor y finalmente, la instalación de un eductor o tubería de producción.

Las tuberías de producción deben cumplir las especificaciones del Instituto Americano del Petróleo (API), que establece normas para la industria petrolera mundial. En Venezuela se fabrica buena parte de las tuberías de producción y de los obturadores que utiliza la industria petrolera.

Principios y Razones de la Completación y Reacondicionamiento de Pozos

Las razones por las cuales se propone el reacondicionamiento de un pozo son muy variadas. Estas razones generalmente involucran aspectos operacionales que justifican la continua utilización del pozo en el campo y, por ende, las inversiones y/o costos requeridos. El reacondicionamiento es una tarea de mayores proporciones y alcances que el mantenimiento, la estimulación o limpieza corriente. Puede exigir la utilización de un equipo o taladro especial para reacondicionamiento o un taladro de perforación.

Generalmente, los pozos de un campo petrolero se clasifican, según su mecanismo y mecánica de producción como: de flujo natural, de levantamiento artificial por gas, de bombeo mecánico o bombeo hidráulico, de flujo por inyección alterna o continua de vapor, como inyectoras de gas o de agua, o como pozos de observación. Así que durante su existencia como pozo productor, el pozo puede cambiar de estado una o varias veces, y ese cambio o cambios pueden requerir varios reacondicionamientos. Por ejemplo, un pozo puede haber comenzado como pozo productor por flujo natural, pero al correr del tiempo puede ser convertido a flujo por levantamiento artificial por gas o bombeo hidráulico o mecánico. Quizás en la etapa

final de su vida útil puede ser convertido a inyector o a pozo de observación. Es posible, incluso que el estrato productor original sea abandonado y el pozo re-terminado en un estrato superior como productor de un **yacimiento distinto**.

También puede darse el caso de que al abandonar el yacimiento donde fue terminado originalmente el pozo, no existan posibilidades de una recompletación hoyo arriba y el pozo pueda ser utilizado para desviarlo y ahondarlo a fin de explorar horizontes desconocidos más profundos o para hacer una completación más profunda en yacimientos ya conocidos.

Todas las alternativas antes mencionadas exigen estudios y evaluaciones precisas que desembocan en inversiones y costos importantes, los cuales deben ser evaluados técnica y económicamente con miras a obtener la rentabilidad requerida.

Durante el curso de la perforación, la obtención y estudio de muestras de ripio, de núcleos convencionales o de pared; el análisis continuo e interpretación del posible contenido de hidrocarburos en el fluido de perforación; la toma de diferentes registros petrofísicos e interpretación cualitativa y cuantitativa de la información; la correlación de la información geológica, sísmica y/o petrofísica; el comportamiento y velocidad de penetración de la barrena; y la información e interpretación de alguna prueba de producción hecha con la sarta de perforación en el hoyo desnudo, configuran individualmente o en conjunto la base para **decidir la completación del pozo en determinado(s) yacimiento(s) y los respectivos intervalos escogidos**.^[1]

La abundancia y tipo de información para evaluar y correlacionar las perspectivas del pozo dependen de si la perforación es de exploración, de avanzada o de desarrollo, en cuyos casos el grado de control geológico y la experiencia acumulada del personal encargado de formular la completación determinará cuáles datos son **suficientes e indispensables** para realizar la tarea. Las apreciaciones más importantes que conducen a una buena completación son:

- El tipo de hoyo que penetra los estratos perforados: vertical, desviado convencional, desviado de largo alcance, inclinado u horizontal.
- El rumbo y el aspecto de la circunferencia de la trayectoria del hoyo, para que las sartas de revestimiento queden bien centradas y la cementación de las mismas sea eficaz. Posteriormente, es necesario que tanto la inserción y manejo de otras sartas y herramientas como su extracción, se realicen sin causar desgastes y/o daños a los revestidores.
- 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 sartas. Si la sarta horizontal se utiliza como revestidora y como sarta de producción, la metida y colocación en el hoyo requiere atención esmerada para que quede **bien centrada**, y la cementación y el cañoneo se hagan sin inconvenientes.
- Se tomarán en cuenta los gradientes de presión y de temperatura para mantener el fluido de perforación o los fluidos especiales de completación dentro de las exigencias requeridas. Igualmente, se hará una cuidadosa selección de cementos y aditivos para la cementación de sartas, **especialmente la última sarta**.
- Revisión del Informe Diario de Perforación para re-evaluar los incidentes importantes surgidos como: atascamiento de la sarta de perforación, enchavetamiento del hoyo, pérdidas parciales o total de circulación, desviación desmedida del hoyo y correcciones, derrumbes, arremetidas por flujo de agua, gas y/o petróleo.
- Interpretaciones cualitativas y cuantitativas de pruebas efectuadas con la sarta de perforación en el hoyo desnudo para discernir sobre: presiones, régimen de flujo, tipo y calidad de fluidos: gas, petróleo, agua.

- Registros y/o correlaciones de perfiles para determinar: tope y base de los estratos, espesor de intervalos presuntamente productivos, zonas de transición, porosidad, permeabilidad, tipos de rocas, buzamientos, accidentes geológicos (fallas, plegamientos, adelgazamientos, discordancia, corrimientos, etc.), y características del petróleo a producirse.
- Estudio de historias de perforación, completación y producción de pozos contiguos, cercanos o lejanos para evaluar los procedimientos empleados en el pasado, comportamiento mecánico de las terminaciones, posibles reparaciones realizadas y desarrollo de la etapa productiva de los pozos.

Consideraciones en el Diseño de Completación de Pozos ^[1]

Para el diseño de la completación de pozos se deben tomar en cuenta los siguientes factores:

Factores ambientales: son aquellos factores en el sistema, o que lo limitan, pero acerca de los cuales no se puede hacer nada para cambiarlos. Como por ejemplo:

Ubicación del Pozo
Profundidad
Presión y Temperatura del Yacimiento
Configuración del Yacimiento
Mecanismo de Producción del Yacimiento
Características de los Fluidos y de las Rocas

Restricciones del Entorno: son factores que impiden que el sistema funcione bien todo el tiempo, como por ejemplo:

- Cementación Primaria
- Daño de Formación
- Conificación de Agua o Gas
- Corrosión

Recursos Disponibles: son los elementos que ayudan a que el sistema logre sus objetivos. Los recursos pueden mejorarse. Como por ejemplo:

Tasa de Producción
 Técnica de Producción
 Estimulación Futura
 Métodos de Reparaciones futuras
 Posibilidad de inyección de fluidos
 Dispositivos de Seguridad

Importancia de la Completación y el Reacondicionamiento de un Pozo

Conjuntamente con la perforación, las actividades de reacondicionamiento de pozos son de vital importancia para la industria, porque permiten mantener y/o incrementar la producción de los pozos mediante la utilización del taladro o equipos para trabajos que emplean alambre o cable para meter herramientas en el pozo. En Venezuela se efectúan alrededor de 1.700 operaciones de reacondicionamiento por año ^[2]. Esta actividad constituye uno de los medios más atractivos, desde el punto de vista económico, para mantener u aumentar el potencial de producción de hidrocarburos del país.

La evaluación permanente del comportamiento de producción de los pozos permite determinar la existencia de desviaciones de sus características normales. Tales desviaciones pueden tener origen en el pozo, en el yacimiento o en ambos

simultáneamente. El análisis que se hace de los registros de producción, obtenidos con equipos, instrumentos y herramientas especiales, permite diagnosticar el comportamiento del pozo y precisar la existencia o no de problemas. Entre los registros más utilizados se cuentan los de presión, de temperatura, de flujo, de ruidos y de rayos gamma-neutrón, de rastreo de radioactivos, de adherencia del cemento, de calibre de tubería y otros más sofisticados.

Los problemas más frecuentes, cuyas soluciones requieren trabajos adicionales para mantener o aumentar la eficiencia de producción de los pozos, son:

- Tasa de producción limitada
- Producción excesiva de agua y/o gas
- Problemas mecánicos

Solucionar los problemas citados requiere una variedad de trabajos, que se clasifican como reparaciones, estimulaciones y reacondicionamientos.

Las **reparaciones** incluyen trabajos relacionados con el reemplazo de equipos de subsuelo y operaciones para corregir daños en el revestidor o forro, **sin cambiar de horizonte productor** ^[13]. Las reparaciones más comunes son: la desviación del hoyo, los empaques con grava y limpieza de pozos. En esta clasificación se incluyen otros servicios que se dan a los pozos, tales como: cambios de varillas de succión, bomba, etc. En tierra, estas reparaciones se realizan con cabrias pequeñas.

Los trabajos de **estimulación** tienen por finalidad aumentar la producción de la formación petrolífera mediante el incremento de su permeabilidad efectiva, para que descargue más fácilmente los fluidos que produce ^[13]. Las estimulaciones más comunes son la acidificación y la fractura de las rocas. La acidificación consiste en inyectar ácidos (generalmente, ácido clorhídrico en solución de 15% para carbonatos,

para silicatos prelicuado HCl 15%, acidificación principal HF/HCl 3% - 12% en peso y post-lavado HCl o Diesel) a la formación. Para fracturar el intervalo productor se inyectan fluidos preparados y mezclados con arena o productos sólidos, para que las fracturas permanezcan abiertas y faciliten el drenaje de los fluidos hacia el pozo.

Los **reacondicionamientos** implican **cambios o modificaciones en los intervalos productores o yacimientos**, y pueden ser de carácter temporal o permanente. Los cambios temporales se refieren a la apertura o cierre de dispositivos mecánicos de flujo en la sarta de producción, en intervalos de un mismo yacimiento o la escogencia de otro yacimiento. Los cambios permanentes son modificaciones que se hacen a los yacimientos y requieren el uso del taladro. Los de más ocurrencia en la industria venezolana son las reterminaciones en otros intervalos o yacimientos, las cementaciones, desviación del hoyo original, profundización y/o conversión de un pozo productor en inyector de fluidos, o viceversa ^[13].

Consideraciones de Seguridad durante la Completación de Pozos

En una completación se debe contar con por lo menos dos sistemas de seguridad. Usualmente, los dos fundamentales son: el fluido para controlar el pozo y las válvulas impide – reventones (BOP).

El fluido de control debe poseer propiedades adecuadas para no dañar la formación. Por lo tanto, se debe tener un análisis adecuado que permita determinar la densidad óptima del fluido de control, así como su composición. Es necesario probar los rams de la *válvula impide – reventones (BOP)* **antes** de usarla en la completación. Esto permite determinar la capacidad que posee la válvula para controlar el pozo. Por lo tanto, se debe contar con válvulas cuyas roscas sean adecuadas para colocar en la tubería y con una presión de trabajo igual al BOP.

II.2.- Equipos de Superficie y Equipos de Subsuelo

II.2.1.- Equipos de Superficie



II.1.- Árbol de Navidad

II.2.1.1.- Cabezal

Evidentemente, si algún dispositivo es útil y necesario es el cabezal del pozo. El cabezal es un elemento que provee un medio seguro y adecuado para sostener y anexar el equipo de “control de arremetidas durante la perforación” y mas adelante suministra un sello entre las diferentes sartas de revestimiento, y finalmente una conexión para el árbol de navidad (ver Figura II.1) que controla el flujo de fluidos del pozo.

El cabezal es el punto final donde las sartas concéntricas de revestimientos y tuberías de producción llegan a la superficie. Esa colección de válvulas, colgadores y elementos empacadores se conoce como el cabezal, cabezote del pozo ó “Árbol de Navidad”. También se puede utilizar para tratamientos de estimulación, de fluidos de circulación u otras emergencias que pueden surgir durante la vida del pozo ^[22].

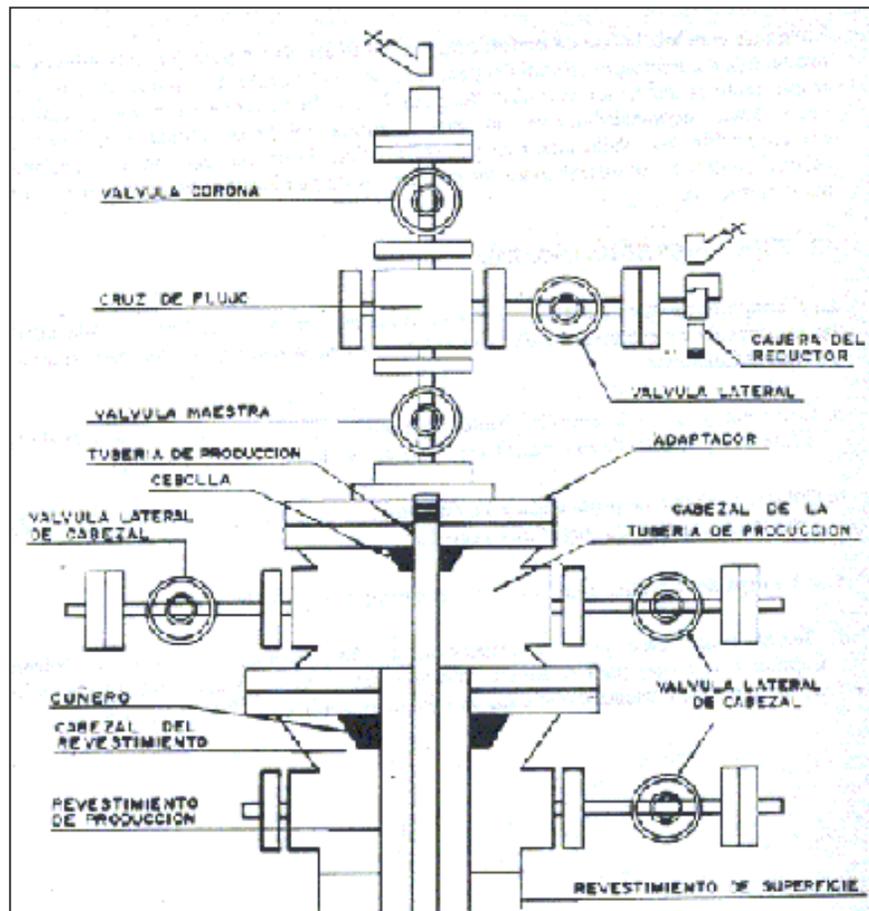
Luego de concluir la fase de perforación y completación de un pozo y comenzar la vida productiva del mismo, el cabezal del pozo representa el equipo más importante, ya que permite mantener el control del pozo. Una falla de este equipo puede permitir que el pozo fluya de manera incontrolada. Esto ocasionaría pérdidas económicas, contaminación del medio ambiente y hasta pérdidas humanas. Por eso, al seleccionar un cabezal se deben considerar todos los parámetros de producción, y además debe tener mantenimiento adecuado. En la Figura II.2 se puede observar el Cabezal y sus componentes.

II.2.1.2.- Funciones del Cabezal

El cabezal del pozo y sus accesorios sirven como medio para:

Controlar y dirigir la entrada y salida de fluidos y gases, bajo las condiciones de presión de las distintas sargas de tubería, principalmente con el uso de las válvulas y reductores. Además, proporciona salidas para el retorno de fluidos que ascienden por el espacio anular.

Facilitar la suspensión y sellar la siguiente sarga de revestimiento; y los espacios anulares entre las tuberías.



II.2.- El Cabezal y sus Componentes

Suspender la tubería de producción y los revestimientos de superficie y producción, utilizando colgadores o cebollas.

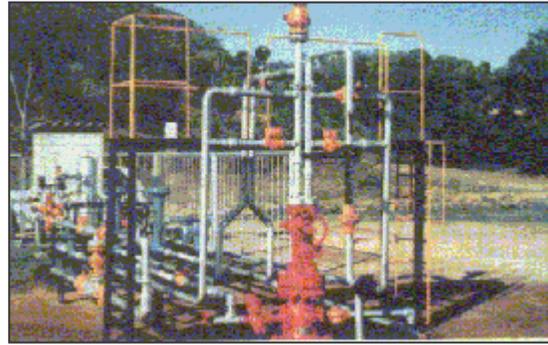
Servir como base para la instalación de las válvulas de seguridad (válvulas impiderreventones) o válvulas con fines especiales. Además, permite el cierre ante cualquier cambio de presión mientras se está trabajando en el pozo y para controlar influjos ante cualquier situación anormal que se presente durante los trabajos de rehabilitación.

Como se ha dicho, el cabezal es el corazón mecánico del pozo y sirve para los fines arriba indicados. Esta compuesto básicamente por tres secciones en las cuales terminan tres hileras de tubería. La sarta central, la de menor diámetro, es la tubería de producción. Alrededor de esta se encuentra el revestimiento de producción y alrededor de este último el revestimiento de superficie (si no se tiene revestimiento intermedio) que es la tubería exterior y la de mayor diámetro.

El cabezal de la tubería de revestimiento es la parte mas baja del conjunto de cabezal del pozo y casi siempre se conecta a la sarta de tubería de revestimiento de superficie.

El revestimiento de superficie debe enroscarse a su brida correspondiente, la cual constituye la primera parte del cabezal del pozo. Esta brida tiene dos bocas laterales con sus respectivas válvulas que permiten la salida o entrada de fluidos que vengan del revestimiento de superficie.

El revestimiento de producción sube por dentro del revestimiento de superficie y se suspende o se cuelga dentro de la brida del revestimiento de superficie, por medio de un cuñero. Este colgador tiene además una goma o empacadura que sirve de elemento sellante entre el revestidor de



II.3.- Cabezal Pig Lift

producción y el revestidor de superficie, y constituye el llamado “sello primario”. El revestimiento de producción no termina allí, sino que penetra en la parte media del cabezal del pozo, llamada **cabezote de tuberías de producción**.

II.2.1.3.- Tipos de Cabezal ^[13]

La presión, temperatura y tipo de fluidos que han de manejarse, así como el método de completación-producción, el medio ambiente y la profundidad, son los factores que determinan el **tipo de cabezal** que debe instalarse en un pozo. En la Figura II.3 se observa un Cabezal Pig Lift. Éste es un sistema neumático de levantamiento artificial.

Cabezal Convencional de Producción

Este tipo de cabezal se utiliza para pozos con profundidades no mayores de 14000 ft (pies), en los cuales no se espera manejar componentes indeseables (Ácido Sulfúrico (H₂S), Dióxido de Carbono (CO₂), etc) y donde las presiones de trabajo no sobrepasan las 5000 psi (libras por pulgada cuadrada). Estos cabezales se utilizan en pozos que se terminarán en yacimientos relativamente someros, y los mismos permiten producir en flujo natural o en levantamiento artificial y realizar trabajos de estimulación (forzamientos de arena, fracturas, acidificaciones, etc...), donde el anular de producción puede ser presurizado hasta una presión **no mayor de 2000 psi**.

Cabezal de Producción Térmica

Son cabezales que se utilizan en pozos sometidos a inyección de vapor y donde se alcanzan temperaturas de hasta $\pm 650^{\circ}\text{F}$. Estructuralmente, son similares al cabezal de producción convencional, con la diferencia de que el cuerpo en sí, y sus componentes están fabricados con material resistente a altas temperaturas.

Cabezal de Pozos Profundos

Como su nombre lo indica, es el tipo de cabezal que se usa en pozos con profundidades mayores de 14000 ft, que han de terminarse en yacimientos con alta presión. Están diseñados para manejar presiones de hasta 15000 psi y componentes altamente corrosivos como el CO_2 y H_2S . Se diferencian de los cabezales convencionales, porque constan de una sección adicional, la cual sirve para **colgar el revestimiento intermedio**.

Cabezales para Casos Especiales

Existen otras clases de cabezales que se utilizan dependiendo del tipo de completación y método de producción. Entre estos se pueden mencionar los cabezales para completar con múltiples sartas, pozos que producirán mediante levantamiento artificial (ver Figura II.4 donde se observa nuevamente el Cabezal Pig Lift de Levantamiento Artificial en una Plataforma), por bombeo (mecánico, tornillo, electrosumergible, cámara de acumulación, etc.), así como pozos que llevan válvulas



II.4.- Cabezal Pig Lift en una Plataforma

hidráulicas de seguridad, en las cuales el cabezal debe estar preparado para utilizar línea de control hidráulico (pozos inyectoros de gas).

II.2.1.4.- Material de un Cabezal

Todos los equipos del cabezal deben estar diseñados para resistir presiones mayores a las de los yacimientos que están en contacto con ellos por medio de los revestidores y de la tubería de producción. (N. Bueno. UCV. Octubre 2003)

Servicio de Producción de Gas: requiere utilización de acero inoxidable con cromo (12% - 14%) en la brida adaptadora, válvula maestra inferior y estrangulador con cromo 18%, anillos de acero con níquel 8% cuando la presión es mayor de 1500 psi.

Materiales RSH – H₂S (clave: Tratamiento de Calor)

Los materiales disponibles son:

- Aceros al Carbono
- Aleaciones bajas y medias de acero
- Aceros de fresado fácil
- Aceros inoxidables (cromo)

Aleaciones de los Cabezales

- Níquel-Cobre-Aluminio
- Níquel-Cobre
- Níquel-Cromo-Hierro
- Níquel-Molibdeno ó más Cromo
- Cobalto-Cromo-Tungsteno ó más Níquel-Boro

La Especificación 6A. de la API cubre la aplicación de materiales, propiedades físicas y requerimientos de pruebas especiales para los componentes del equipo. Los cabezales y árbol de navidad deben ser “de **acero** fundido o forjado, nunca debe utilizarse **hierro** fundido para estos equipos”.

II.2.1.5.- Estandarización del Equipo

Para cumplir con este requerimiento se tienen:

A) Normas de la compañía: que especifican que los cabezales y los árboles de navidad serán fabricados utilizando materiales de acuerdo a la norma API Especificación 6A.

B) Las Normas API: las normas del Instituto Americano del Petróleo son normas de ingeniería desarrolladas para obtener especificaciones de dimensión y de material para el equipo usado en toda la industria petrolera.

Institutos y Sociedades para la Estandarización

Las instituciones que trabajan/publican las correspondientes normas son (N. Bueno. UCV. Octubre 2003):

AISI – Instituto Americano del Hierro y Acero

ANSI- Instituto Americano Nacional de Estándares

API- Instituto Americano del Petróleo

ASA – Asociación Americana de Estándares

ASME – Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos

ASTM – Sociedad Americana para Pruebas y Materiales

NACE – Asociación Nacional (americana) de Ingenieros de Corrosión

SNT – Sociedad para Pruebas No Destructivas

II.2.1.6.- Rango de Presión de Trabajo de un Cabezal

El Rango de Presión que soportan los cabezales está aproximadamente entre 1000 y 20000 lpc, aunque actualmente existen algunas que son capaces de manejar presiones mayores.

Pruebas del Equipo y Valores de Presión

Prueba Hidrostática

A continuación se muestran los niveles de presión de prueba recomendados para las distintas presiones de manejo:

II.1.- Presión de Trabajo vs. Presión de Prueba

Presión de Trabajo (psi)	Presión de Prueba (psi)
1000	2000
2000	4000
3000	6000
5000	10000
15000	22500
20000	30000

Diámetro de Brida 14 pulgadas y más pequeñas.

Fuente: N. Bueno. Clases de Pozos II. UCV. Octubre 2003.

Se les hace una prueba en la planta del fabricante en conjunto o por partes según la Norma API 6A. La Presión de Prueba, como es de suponer, debe ser mayor a la Presión de Trabajo.

Prueba de Campo

Relaciones de Presión – Temperatura

Las relaciones máximas de presión de trabajo y presión de prueba del equipo están indicadas en los estándares. Son aplicables a las partes de acero de los conjuntos para temperaturas de metal entre -20°F y 250°F. Para temperaturas del metal por debajo de los -20°F se deben usar aceros que tengan una dureza de corte adecuada y también que sean adecuados para un servicio a baja temperatura.

II.2.1.7.- Altura y Costo

Para los distintos tipos de cabezales se tienen:

II.2.- Altura y Costo de los Cabezales

Presión de Trabajo (psi)	Altura (ft)	Costo (\$)
20000	17	40000 (aprox.)

Fuente: N. Bueno. Clases de Pozos II. UCV. Octubre 2003.

II.2.1.8.- Identificación de un Cabezal ^[13]

Para identificar un cabezal, se ha convenido lo siguiente: se escribe la palabra cabezal; al lado de esta, las **series** de las cuatro secciones; y al lado de estas, los **diámetros** de los revestimientos y de la tubería de **producción**. Cuando las series de las cuatro secciones son las mismas, se escribe **una sola**. Ejemplo: identificar un cabezal que tenga sus cuatro secciones **serie 900**, un revestimiento de superficie de 9-⁵/₈”, un revestimiento de producción de 7” y una tubería de producción de 3-¹/₂”. Sería:

CABEZAL Serie 900 (9-⁵/₈” * 7” * 3-¹/₂”).

II.2.1.9.- Partes de un Cabezal ^[22]

Las partes de un cabezal se dividen en “secciones”, las cuales están unidas por conexiones adecuadas y métodos de suspensión.

i) Conexiones

Para las conexiones se tienen los siguientes tipos:

- A) Graylock
- B) Flex – Flota
- C) Abrazadera

ii) Métodos de Suspensión

Para los métodos de suspensión, se tienen:

- A) Para revestimiento
- B) Para tubería e ductora

iii) Secciones de un Cabezal ^[13]

Los cabezales convencionales y térmicos están conformados por cuatro secciones (A, B, C, D), cada una de las cuales cumple una función específica que se definirán a continuación:

Sección “A” o Cabezal del Revestimiento de Producción

Esta sección es la primera que se instala, luego de correr el revestimiento de superficie. La misma puede ir soldada o enroscada a dicho revestimiento. Está formada por la brida del revestimiento de superficie y, generalmente, por dos válvulas laterales, las cuales permiten la entrada o salida de fluidos a través del **anular de superficie**.

En su parte interna, esta sección posee un perfil donde se asienta el colgador o cebolla del revestimiento de producción, y en la cara de la brida tienen un canal donde se coloca el **anillo** que hace el sello **metal-metal** entre la brida del revestimiento de superficie y la brida inferior del cabezal de la tubería de producción.

Calzador o Cebolla del Revestimiento de Producción

Es un elemento de forma cónica o cilíndrica que se asienta en el perfil del cabezal del revestimiento de producción, y su función es soportar el peso de la sarta del revestimiento y, a la vez, aislar el anular de superficie. Se conoce como “sello primario”.

Sección “B”

Se conoce; como cabezal de la tubería de producción o inyección. Es un carrito con dos bridas. Usualmente, la inferior es de mayor diámetro que la superior. Adicionalmente, posee dos bocas laterales con sus respectivas válvulas de 2”, que permiten la salida y entrada de fluidos a través del anular de producción y donde va conectada la línea de inyección de gas de levantamiento. En su parte inferior e internamente, posee un juego de empaaduras que forman el “sello secundario”. Dentro del mismo viene a insertarse la pestaña del revestimiento de producción. Esta

empacadura se expande horizontalmente y sirve para sellar cualquier comunicación entre ambos revestimientos o entre el de producción y la parte interna del cabezal.

Internamente, este cabezal posee un asiento o perfil donde se coloca la cebolla o colgador de la tubería de producción o inyección. Esta sirve de sello entre la tubería de producción, y el anular de producción. Este anular los limita o forma la pared interna del revestimiento de producción.

Sección “C”

Esta es la llamada sección superior del cabezal. Es la tercera parte, la cual está formada por el adaptador y la válvula maestra.

El adaptador es el componente que sirve de enlace entre la brida superior del cabezal de la tubería y la brida inferior de la válvula maestra. Esta válvula sirve para controlar el flujo a través de la tubería, o cerrar el pozo, y su diámetro interno debe ser mayor o igual al de la tubería de producción o inyección. Es la válvula más importante del cabezal y de acuerdo con las características del pozo algunas veces se colocan **dos válvulas maestras en serie**, como por ejemplo, en los pozos inyectoros de gas.

Sección “D”

Es la última parte del cabezal, llamada también cruz del pozo o árbol de navidad, y comienza desde la brida superior de la válvula maestra. Esta sección tiene como componentes: la cruz de flujo, dos válvulas laterales de “Z”, las cuales finalizan en las cajas del reductor, allí se conectan a la línea de producción o de flujo y a la válvula corona, la cual finaliza en una brida con un tapón ciego. Esta válvula corona debe tener un diámetro mayor o igual al de la válvula maestra.

Para los pozos **profundos**, los componentes de un cabezal son, básicamente, los mencionados, con la excepción de que tienen una sección adicional que sirve para colgar el revestimiento intermedio y las válvulas laterales que comunican al anular entre el revestimiento intermedio y de superficie.

iv) Tipos de Sellos

Se tienen las siguientes opciones de tipos de sellos:

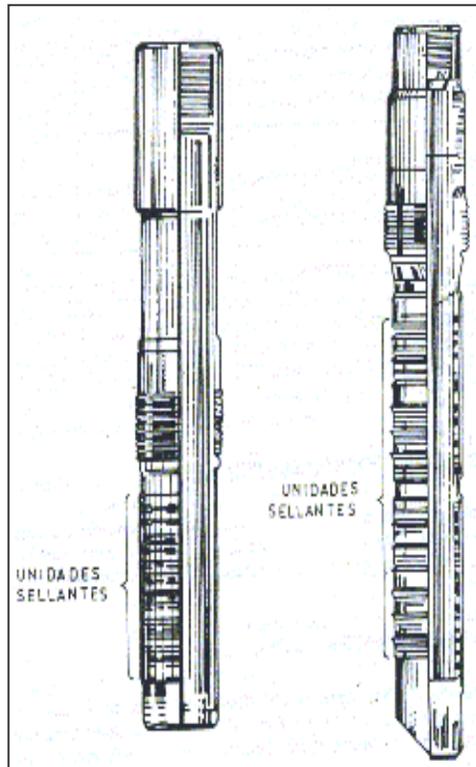
* **Primarios:** son los que se colocan alrededor del colgador del revestimiento y sella la entrada de fluidos en el anular

* **Secundarios:** son los que se colocan en la parte inferior de un carrito de cabezal y evitan la comunicación de la parte interna de la tubería con la parte externa de la misma.

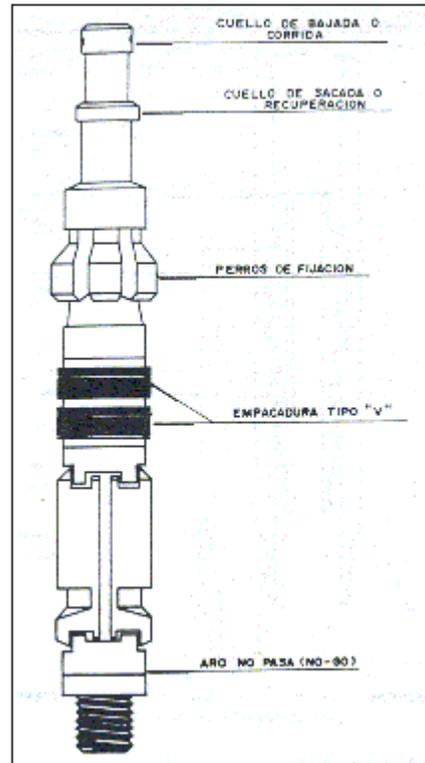
v) Protector del Tazón

Es un dispositivo que se utiliza, a lo largo de la perforación y operaciones de reacondicionamiento en los cabezales de revestimiento o de la tubería euductora, con el objeto de proteger el tazón superior del efecto de la rotación, a fin de evitar desgaste y poder asentar el colgador respectivo sin ninguna dificultad.

En las Figuras II.6 y II.7 se observan dos tipos de sellos uno utilizado para empacaduras y otro con un mecanismo utilizado para niples.



II.6.- Sello para Empacaduras



II.7.- Sello para Niple

vi) Colgadores de Tubería de Revestimiento ^[22]

Es un dispositivo que permite transferir el peso o carga en tensión de una sarta de tubería de revestimiento a un cabezal de tubería de revestimiento o carrito. Generalmente se requieren aproximadamente 3 pulgadas de movimiento **descendente** de la tubería de revestimiento para enganchar completamente las cuñas y un **mínimo de 40000 lbs de peso** para que actúe el sello de compresión.

Funciones de los Colgadores de Tubería de Revestimiento

Se identifican las siguientes funciones:

- 1.- Suspender el peso del revestimiento en un cabezal de revestimiento

2.- Centrar el revestimiento en el cabezal o carrito

3.- Proporcionar un sello a prueba de presión contra el interior del cabezal del revestimiento, para así contener la presión en el espacio anular entre la sarta que se está colgando y la anterior. En algunos casos se utiliza un buje o anillo para proporcionar sello.

Tipos de Colgadores de Tubería de Revestimiento

Se tienen las siguientes opciones:

- Colgador Automático: Tiene un mecanismo de sello tipo compresión integral, el cual se acciona automáticamente por el revestimiento o también por medio de los anillos sujetadores cuando el peso de la sarta no es suficiente. Pueden instalarse a través de los impedireventones, una vez instalado. El sello con el espacio anular es total.

- Colgador No-Automático: No tiene un mecanismo de sello integral, un anillo de sello separado debe ser instalado **después** de que se levanten los impedireventones. Son segmentados, para ser colgados más fácilmente alrededor del revestimiento.

II.2.1.10.- Sistema de Seguridad

El primer sistema de seguridad que se utilizó en los campos petroleros consistió en un cañón de la época de la Guerra Civil de los Estados Unidos, el cual se mantenía cargado y apuntado a los tanques de almacenamiento ^[2]. En caso de incendio, tiraban del cañón para abrir un hueco en el tanque que se quemaba, a fin de vaciarlo y drenar el petróleo lejos de los otros tanques. Hoy en día los sistemas de

seguridad se consideran tan importantes como las vidas humanas y el ambiente natural que protegen, sin mencionar la conservación del petróleo y del gas que cada día son más preciosos.

El flujo no controlado de un pozo de petróleo o de gas, es decir, el reventón, puede causar una catástrofe de gran dimensión.

En cuanto a la etapa de la perforación de los pozos, a veces se sabe que existen algunas condiciones que podrían producir un reventón, y en tal caso, normalmente es posible evitarlo. Aun cuando existen condiciones desconocidas que podrían favorecer su ocurrencia, las habilidades y la pericia del personal y el uso de equipos de seguridad adecuados, normalmente, evitan tales emergencias. A pesar de esto, los reventones todavía ocurren esporádicamente durante la perforación de pozos.

En casi todos los casos, el reventón o la posibilidad de un reventón se produce por una combinación de factores, como son los siguientes ^[2]:

1. Casos fortuitos (huracán, inundación, terremoto, etc.)
2. Falla de controles o equipos en la superficie
3. Incendio o una explosión que causa la falla de un dispositivo de control en la superficie
4. Sabotaje
5. Error humano
6. Choques, como los que ocurren entre barcos y el cabezal de un pozo marino
7. Falta de equipo adecuado de seguridad.

Todas las válvulas de accionamiento directo (por velocidad del flujo) dependen de un aumento de la velocidad del flujo, o de una caída de presión en la válvula, para efectuar el cierre. Una falta total de los dispositivos de control en la

superficie casi siempre permite el desarrollo de una de estas condiciones. Otras situaciones que pueden desarrollarse e impedir el cierre de la válvula, son:

El agotamiento del depósito de petróleo, después de la calibración y la instalación de la válvula, impide que la velocidad del flujo alcance la regulación de cierre de la misma

La zona productiva puede estar parcialmente obstruida por arena, o las tuberías de producción pueden encontrarse parcialmente taponadas con parafinas encima de la válvula, por lo que no puede alcanzar su regulación de cierre

Cuando en los cálculos se usan datos insuficientes del pozo o de mala calidad, estos provocan una calibración incorrecta, hasta el punto que el pozo nunca alcanza la velocidad de flujo usada en la calibración de la válvula

Los dispositivos de control en la superficie pueden sufrir daños, sin ser destruidos totalmente. Ello mantiene una velocidad de flujo **menor** que la regulación de cierre de la válvula.

Para superar estas desventajas o problemas potenciales, se desarrolló cerca del año 1950 una válvula de seguridad controlada desde la superficie. Fue provista de un canal grande de flujo, control remoto de abertura y de cierre, y capacidad para ser regulada a accionarse en una gran variedad de condiciones anormales (incendio, ruptura de la línea de control o de flujo, etc).

A causa del costo más elevado y de dificultades en la fabricación de esta válvula en los Estados Unidos de América, no hubo demanda inmediata para ellas, excepto en el extranjero. Por eso, su uso aumentó sólo paulatinamente hasta fines de

los años sesenta, cuando sus ventajas, comparadas con las de las válvulas de accionamiento directo, se volvieron mas importantes para los productores norteamericanos. El aumento rápido en la demanda y en uso, después de ese momento, han sido todo un fenómeno. La buena acogida general de la válvula de seguridad “subsuperficial” controlada desde la superficie, tuvo efecto importante en los sistemas de seguridad utilizados en las plataformas marinas. Ello porque la válvula se mantiene abierta por presión hidráulica suministrada por un sistema de control, y es especialmente adaptable al accionamiento automático en una manera que no fue posible en el caso de las válvulas controladas directamente por el flujo en el pozo. En realidad, abrió el camino hacia sistemas muy avanzados de cierre de emergencia, tal como se requieren en la actualidad.

La adaptabilidad de esta válvula permite su uso, tanto en múltiples situaciones especializadas como en las aplicaciones comunes de seguridad:

1. En los pozos profundos o situados en aguas profundas o en las regiones permanentemente congeladas. En estos casos, frecuentemente se emplean dos líneas de control para mantener equilibrio de la presión hidrostática en las líneas de control
2. Árbol de prueba submarino. Durante las pruebas de productividad realizadas en un barco, se prefiere tener una válvula maestra en el árbol, por razones de seguridad
3. Algunos pozos con levantamiento artificial requieren válvulas de seguridad subsuperficiales. Estas pueden ser accionadas por presión hidráulica, por bomba hidráulica, por bomba eléctrica, o por la presión de un sistema de “gas lift”.

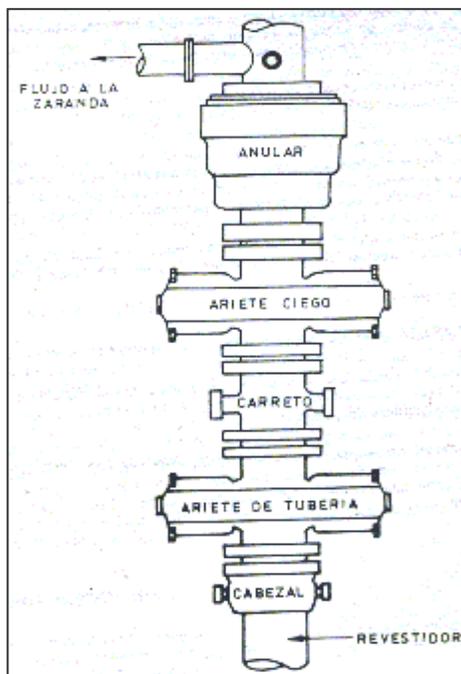
II.2.1.10.1.- Válvulas de Contrapresión

Es un dispositivo que se asienta en el colgador de la tubería eductora y se utiliza para asegurar el pozo mientras se retiran los BOP y se procede a instalar el árbol de navidad ^[19].

II.2.1.10.2.- Válvulas Impidierreventones

Son equipos especialmente diseñados para ejercer el control del pozo cuando éste desarrolla surgencia. Requiere el bombeo de un fluido para equilibrar las presiones y expulsar el influjo fuera del pozo. Son operados hidráulicamente y pueden ser accionados a control remoto ^[19]. (ver Figura II.8)

Funciones de los equipos Impide-reventones:



1. Cerrar la parte superior del pozo
2. Permitir el bombeo de fluido al interior del pozo
3. Permitir el movimiento de la sarta de perforación y colgar la misma si es necesario
4. Controlar el escape de fluidos

II.8.- Impidierreventones

Tipos de Válvulas Impidierreventones

Ariete: estos preventores, los cuales cierran el pozo con grandes bloques de caucho integral, derivan su nombre del cilindro hidráulico y del vástago tipo ariete que mueve los tapones de sellamiento. Los arietes hidráulicos están controlados por un pistón de doble acción que se opera por medio de la presión de un fluido hidráulico desde la unidad acumuladora de presión. El diseño de los arietes permite que la presión del pozo llegue al lado posterior de los pistones, **lo cual ayuda a mantener los arietes cerrados.**

Los preventores disponen de un ensamblaje de tapones intercambiables, llamados bloques de arietes. Se utilizan cuatro tipos de arietes:

Arietes de tubería: para tubería de perforación y revestidores

Arietes ciegos: cuando no existe ningún tipo de tubería en el hoyo

Arietes de cizallamiento o de corte: sirven para cortar la tubería. Se pueden utilizar también como arietes ciegos

Arietes de diámetro variables: son utilizados en tuberías de diferentes diámetros.

Las válvulas impidierreventones “tipo ariete” se clasifican en sencillas, dobles y triples. A su vez éstas están clasificadas según el diámetro y la presión del trabajo estipulada por el fabricante.

II.2.1.10.3.- Comparación Operacional-Pozos que producen por Flujo Natural

i) Válvulas de seguridad de subsuelo-Tipo de velocidad ^[19]

Si el estrangulador (“bean”) se corta, no se produce el cierre de la válvula de seguridad del tipo de velocidad, puesto que no hay suficiente diferencial de presión a través del estrangulador para vencer el resorte de la misma.

Generalmente, la tasa de flujo de pozos de alto potencial de producción, está limitada por el tamaño del eductor y/o revestidor. Por lo tanto, el incremento de producción necesario para cerrar la válvula de seguridad (debido a rotura de la línea de producción, etc.) normalmente no se obtiene con suficiente rapidez.

Frecuentemente, este tipo de válvula debe sacarse del pozo y recalibrarla para un buen funcionamiento.

Si es un pozo nuevo, habrá que limpiarla bien y hacer pruebas de producción que sean representativas, para luego calcular las condiciones para la calibración de la válvula.

En caso de que la válvula falle por cualquier motivo, ésta quedará abierta puesto que es una válvula normalmente abierta.

ii) Válvulas de seguridad Tipo hidráulica, accionadas a Control Remoto

Este tipo de válvula no necesita un estrangulador como parte integral de la misma.

Si en la línea de producción ocurre un escape, el piloto que está conectado a la misma actúa y envía una señal a la caja de control (“Manifold”). Esta a su vez deja

escapar la presión que mantiene abierta la válvula de seguridad, y la cierra en forma instantánea.

Esta válvula no se cierra cuando hay cambios de la tasa de flujo en el eductor, y se saca del pozo **solamente** cuando se necesite realizar trabajos **por debajo de ésta**, y no se requiere calibración alguna.

Cuando se completa un pozo, se deja instalada la válvula sin presión en la línea de control. No se necesita tapón alguno para mudar la cabria.

Al completar el pozo, se introduce la válvula de seguridad instalada en el eductor, por lo tanto, hay control completo sobre el pozo, en caso de que suceda algo inesperado.

Si la válvula falla por cualquier motivo, ésta quedará cerrada, puesto que es una válvula normalmente cerrada.

No se necesita tener pruebas confiables del pozo, puesto que la válvula se mantiene abierta o cerrada a través de la línea de control.

Una vez cerrada la válvula, se puede inyectar fluido a través de ella si así se requiere.

En caso de que se utilice una válvula de seguridad conectada en el eductor, esto permitirá pasar a través de ella bombas de toma de presión (BHP) y otras herramientas, puesto que tienen el **mismo diámetro externo que el eductor**.

II.2.2.- Equipos de Subsuelo

Los equipos de subsuelo utilizados en la completación de pozos tienen la finalidad de traer los fluidos desde la formación productora hasta el cabezal del pozo, en forma segura para el personal y las instalaciones.

Los principales componentes de los equipos de subsuelo son las tuberías, las conexiones de las tuberías, empacaduras, equipos adicionales para la completación y los equipos adicionales para la producción.

Propiedades del Acero

Las propiedades físicas del acero que se deben considerar a los fines de seleccionar los materiales adecuados para estos equipos son las siguientes ^[13]:

i) Esfuerzo en el Punto Cedente

Las pruebas de tensión se usan para obtener información sobre la resistencia de los materiales usados. En esta prueba se somete una porción del material, de tamaño convenido o acordado a un aumento gradual de la carga.

Para cargas relativamente bajas, la elongación del material es linealmente proporcional a la carga aplicada. En este caso no ocurren deformaciones permanentes del material y se dice que el material se encuentra en el “rango elástico” de la curva. Este es donde la elongación es función de la carga.

A medida que la carga continúa aumentando, se llega a un punto en la mencionada curva donde se obtiene elongación **sin aumento de la carga**. Este punto se conoce con el nombre de Punto Cedente.

Al dividir la carga correspondiente al punto cedente entre el área transversal de la sección sometida a la prueba, se obtiene el “esfuerzo cedente”. Los aumentos de cargas, a partir del punto cedente, ocasionan deformaciones permanentes del material (rango plástico) hasta que físicamente la sección de prueba se rompe (punto de ruptura).

Al esfuerzo en el punto de ruptura se le denomina “esfuerzo final de tensión”. En el diseño de una sarta de tubería, el valor numérico de los esfuerzos en tuberías se deben usar con gran cuidado. Esto se debe a que dichos esfuerzos se determinan suponiendo sólo cargas uniaxiales, mientras que en la realidad, las tuberías están sometidas a esfuerzos **multidireccionales**.

ii) Ductilidad

Es la propiedad que poseen algunos materiales de deformarse en el rango plástico, sin fracturarse. Por lo tanto, un material con una ductilidad alta se deforma apreciablemente antes de romperse.

La ductilidad se expresa como un porcentaje de elongación con respecto a una sección patrón, usando una especificación API para cada grado de tubería.

iii) Dureza

La dureza se refiere a la propiedad que posee un material para resistir a la formación de una fractura quebradiza. La dureza o resistencia al impacto se mide mediante la Prueba del Impacto de Charpy. Esta consiste en golpear y fracturar una sección de prueba con un péndulo en movimiento.

Cuando el material falla, se dice que experimenta una “fractura dúctil” o una “fractura quebradiza”, las cuales se describen a continuación.

Fractura Dúctil: ocurre con una deformación plástica antes y durante la propagación de la fractura.

Fractura Quebradiza: ocurre con muy poca elongación y con una mayor rapidez que la fractura dúctil.

II.2.2.1.-Tuberías

La función de las tuberías es llevar el fluido desde la formación productora hasta el cabezal del pozo y/o viceversa ^[13].

La selección y diseño de la tubería es una parte fundamental en la completación de un pozo. Para ello, existe un conjunto de prácticas aceptables. Entre éstas se pueden citar las establecidas por la API y las cuales se comentan en los siguientes documentos de diseño:

Specification for Casing, tubing and Drill pipe, API Standard 5A

Bulletin on performance properties of casing and tubing, API Bulletin 5C2

Recommended practice for care and use of casing and tubing.

Los grados de acero recomendados en las especificaciones API para tuberías de producción son: J-55, C-75, C-95, N-80 y P-105. Estas tuberías tienen en cada caso especificaciones propias en cuanto a presiones de colapso y estallido, tensiones aceptables, etc.

Cuando se requieren tuberías que deban soportar mayores esfuerzos que una de grado J-55 se puede usar C-75 ó C-95. La tubería de grado C recibe tratamiento térmico para darle mayor resistencia.

Las especificaciones de la API relacionadas con las propiedades físicas de la tubería se refieren a los siguientes parámetros:

- Valores máximos y mínimos de los esfuerzos cedentes
- Valores mínimos de presión interna cedente
- Porcentaje mínimo de elongación en secciones de prueba de dos pulgadas de largo
- Valores de dureza típica
- Torque recomendado

El límite máximo de los esfuerzos cedentes y la mínima elongación son factores muy importantes, los cuales son respetados por obligación por los fabricantes.

El “factor de diseño” para el caso de colapso de tubería no debe ser inferior a 1.00 y se debe basar en una diferencia de presión que puede ocurrir, por ejemplo, cuando el espacio anular está lleno de fluido y la tubería vacía.

La tubería no debe ser sometida a pruebas de presiones cíclicas o de pulso mayores que la presión de trabajo dividida por 1.1, a menos que previamente dicha tubería sea sometida a pruebas con presiones mayores que la presión de pulso.

Tuberías de alta resistencia: son aquellas que soportan esfuerzos mayores a 8000 psi y su grado es de C-75, N-80, C-98 y P-105. Las tuberías de alta resistencia pueden presentar problemas debido a la reducción de la ductilidad y al aumento de la sensibilidad a roturas, lo cual es particularmente notable en tuberías P-105 ^[13].



II.9.- Tuberías de Superficie utilizadas para el transporte de Gas GPL actualmente de uso común en Venezuela, Colombia, Brasil y Argentina

Tuberías de baja resistencia: son generalmente dúctiles. Por esta razón, la concentración de esfuerzos se neutraliza parcialmente mediante la plasticidad del elemento.

Cuando existe cierto grado de humedad, sólo se necesitan trazas de H_2S para que se produzca debilitamiento de la tubería. Este proceso de debilitamiento se le conoce comúnmente con el nombre de “corrosión sulfurosa”.

Inspección de Tubería

A continuación se describen los tipos de inspección de tuberías ^[13]:

a) Visual: toda tubería que se va a colocar dentro de un pozo debe ser revisada visualmente antes de ser instalada. Algunos de los efectos que se pueden detectar visualmente son los siguientes:

- Defectos de fabricación, tales como roturas, abolladuras, soldaduras, escamas
- Defectos en la fabricación de sus roscas
- Daños que pueden ocurrir en el cuerpo de la tubería y/o en sus roscas durante el transporte y manejo de esas tuberías

b) Prueba Hidrostática: una vez que la tubería se instala en el pozo se le hace una prueba hidrostática de presión. Estas pruebas se realizan a presiones en el orden del 80% del esfuerzo cedente mínimo.

Sin embargo, una prueba hidrostática exitosa no representa una garantía suficiente de que no existan defectos en la fabricación de las tuberías sometidas a tales pruebas. Es posible que existan defectos de fabricación que sólo se detectan **después** de transcurridos varios ciclos de cambio en las presiones y temperaturas de trabajo de esas tuberías.

c) Electromagnética: en este método se introduce en la tubería una herramienta capaz de permitir definir espesores y/o sitios de concentración de esfuerzos.

Existen varios métodos para realizar estas pruebas y cada uno de ellos se identifica mediante la empresa que lo vende. Por ejemplo: Sonoscope, Tuboscope, Scanalog, Scanograph. Esencialmente, en cada uno de estos métodos se investigan fundamentalmente, defectos de la tubería, incluyendo corrosión.

d) Mediante partículas magnéticas: en este método se induce un campo magnético en la tubería. Esto permite que partículas regadas en la parte **extrema** de la tubería se alinean para indicar defectos longitudinales de ella. Este método de inspección no es tan confiable como el electromagnético, ya que sólo se limita a la parte externa de la tubería.

Generalmente, los criterios de inspección son diferentes para cada empresa. Los criterios mas generales de inspección son los siguientes:

* Para tuberías nuevas de grado J-55 sólo se requiere realizar inspecciones visuales, de una manera muy cuidadosa. Por lo general, las tuberías de grado J-55 no

presentan defectos de fabricación. Por lo tanto, no se justifica usar otro método de inspección que no sea el visual.

* Para tuberías nuevas de grado C-75 y de mayor grado se debe usar una inspección electromagnética. Aquellas tuberías que presenten defectos de 5 a 12.5% de su espesor de pared no deben usarse, y se rechazan.

* Uniones con defectos igual o mayores al 12.5% del espesor de la tubería no deben usarse.

* Acoplamientos de tuberías de grado C-75 y mayores deben ser inspeccionados con el método de partículas magnéticas y por el método visual.

* Tuberías de grado N-80 y mayores deben ser inspeccionadas mediante el método electromagnético, si presentan defectos de corrosión y/o de servicio a la vista.

Tubería de Producción

La parte más crítica de un programa de completación lo constituye la adecuada selección, diseño e instalación de las sartas de tubería ^[13]. La tubería de producción tiene por función principal llevar al fluido desde la formación productora hasta el cabezal del pozo. Generalmente la tubería de producción tiene el diámetro adecuado para obtener la máxima eficiencia de flujo. También se consideran para la selección del diámetro, las condiciones futuras de los trabajos de reacondicionamientos.

Esta selección se lleva a cabo utilizando fundamentalmente las normas del API Standar 5A y el API Bulletin 5C2.

Conexiones de las Tuberías

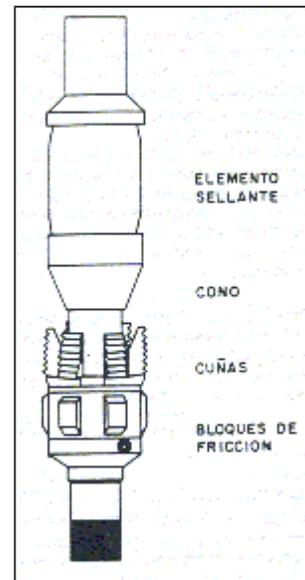
Existen dos tipos de conexiones de tuberías aceptables por la API: UN y las EUE.

Las conexiones UN poseen roscas de 10 vueltas. **Tienen una resistencia menor que la del cuerpo del tubo.**

Las conexiones EUE poseen 8 vueltas por roscas y una resistencia **superior** a la del cuerpo del tubo.

II.2.2.2.- Empacaduras de Producción ^[13]

Una empacadura de producción es una herramienta de fondo que se usa para proporcionar un sello entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento (o la tubería de producción y el hoyo abierto). Su función es evitar el flujo vertical de fluidos, desde la empacadura y por el espacio anular. En la Figura II.10 se observa una empacadura de Mecanismo Básico. Las empacaduras de camisa y los colgadores de tensión se incluyen entre los tipos de empacadura. Sin embargo, no se utilizan como empacaduras de producción.



II.10.- Sello. Mecanismo Básico

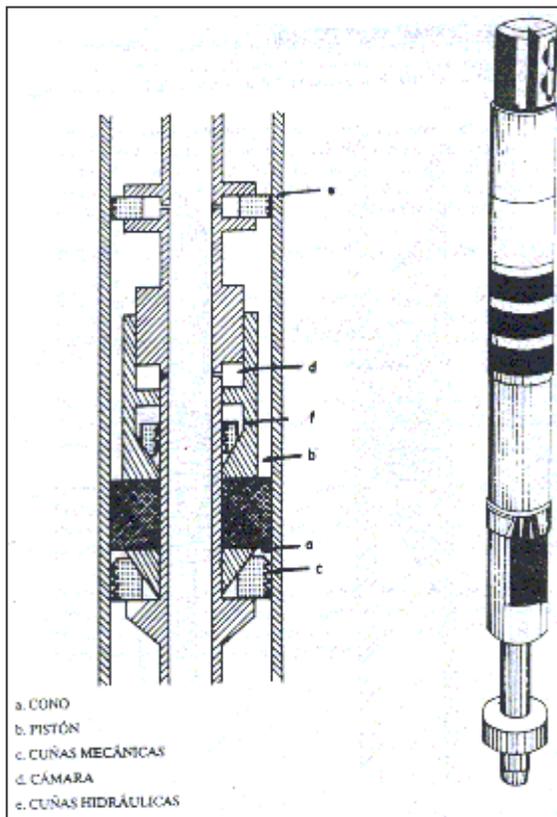
Las empacaduras de producción se utilizan para:

- Proteger la tubería de revestimiento del estallido, bajo condiciones de alta producción o presiones de inyección
- Proteger la tuberías de revestimiento de algunos fluidos corrosivos

- Prevenir la migración de fluidos entre zonas a través de las perforaciones o fugas de tubería de revestimiento
- Aislar perforaciones y producción en completaciones múltiples
- Proteger la tubería de revestimiento de colapso por el uso de un fluido sobre la empacadura en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento

En la Figura II.11 se observa la Empacadura Hidráulica asentada por presión. Los principales componentes de esta empacadura son Cono, Pistón, Cuñas Mecánicas, Cámara y las Cuñas Hidráulicas.

Los elementos básicos de una empacadura son los siguientes:



- Cuñas
- Sellantes
- Dispositivos de fricción
- Anclas hidráulicas

Se discuten en detalle a continuación:

Cuñas: Las cuñas pueden ser de una variedad amplia de formas. Es deseable que posean un área superficial adecuada para mantener la empacadura en posición, bajo los diferenciales de presión previstos a ocurrir a través de las empacaduras. Las cuñas se deben reemplazar si ya se han utilizado una vez en el pozo ^[13].

II.11.- Empacadura Hidráulica Asentada por Presión

Sellantes: Estos elementos están **normalmente** contruidos con un producto de goma de nitrilo ya que se ha comprobado que son superiores cuando se utilizan en rangos de temperatura normal a media ^[13].

Cuando se asienta una empaadura, el elemento sellante se comprime para formar un sello contra la tubería del revestimiento. Durante la compresión, el elemento de goma se expande entre el cuerpo de la empaadura y la pared de la tubería de revestimiento.

La maleabilidad del elemento sellante para retornar a su forma original cuando se retiran las fuerzas compresivas, causa que la empaadura se pegue contra la pared de la tubería de revestimiento. Algunas empaaduras incluyen resortes retráctiles de acero moldeados dentro del elemento sellante, para resistir la expansión y ayudar en la retracción cuando se desasienta la empaadura.

Dispositivos de Fricción: Los elementos de fricción son una parte esencial de muchos tipos de empaaduras, para asentarlas y en algunos casos para recuperarlas. Pueden ser flejes, en resortes o bloques de fricción y, si están diseñados apropiadamente, cada uno de éstos, proporciona las fuerzas de sostenimiento necesarias para asentar la empaadura ^[13].

Anclas Hidráulicas: Las anclas hidráulicas o sostenedores hidráulicos proporcionan un método confiable para prevenir al movimiento que tiende a ocurrir en una empaadura cuando se aplica una carga en la dirección opuesta a las cuñas principales, ya que están diseñadas para **sostener la empaadura** ^[13].

Al seleccionar una empaadura es necesario conocer los siguientes parámetros o elementos:

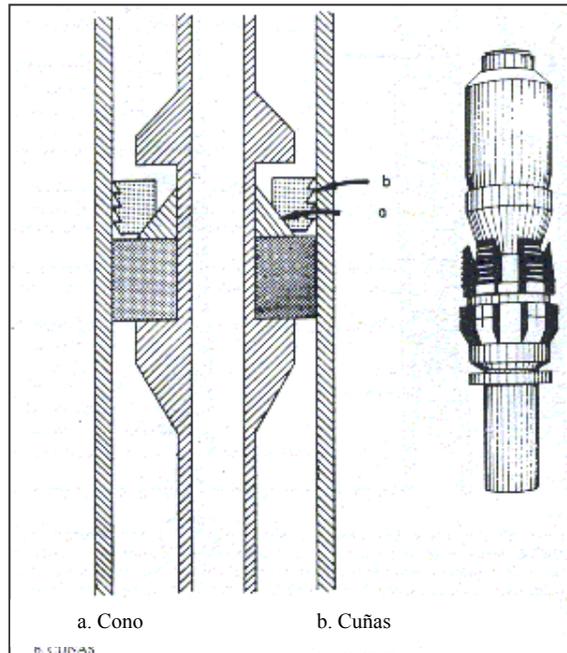
Las funciones que se espera debe cumplir la empaadura
El ambiente en el cual se usará la empaadura y el diseño mecánico de la misma
Tipo de Empaadura
Tipo de Completación
Dirección de la Presión
Procedimiento del asentamiento de la empaadura
Procedimiento de desasentamiento de la empaadura
Costos

Generalmente, se escoge la empaadura menos costosa que pueda realizar las funciones para la cual se selecciona. Sin embargo, el costo inicial de la empaadura no debe ser el único criterio de selección. Las empaaduras más económicas son generalmente las de compresión y las de tensión. Las empaaduras hidráulicas suelen ser las más costosas.

Tipos de Empaaduras de Producción

Las empaaduras pueden ser agrupadas de acuerdo con los métodos de asentamiento, la dirección de la presión a través de la empaadura y el número de orificios a través de empaadura. Los tipos mas importantes de empaaduras son los siguientes:

i) Recuperables: se bajan con la tubería de producción o tubería de perforación y se pueden asentar: por compresión, mecánica e hidráulicamente. Después de asentadas pueden ser desasentadas y recuperadas con la misma tubería. (ver Figura II.12)

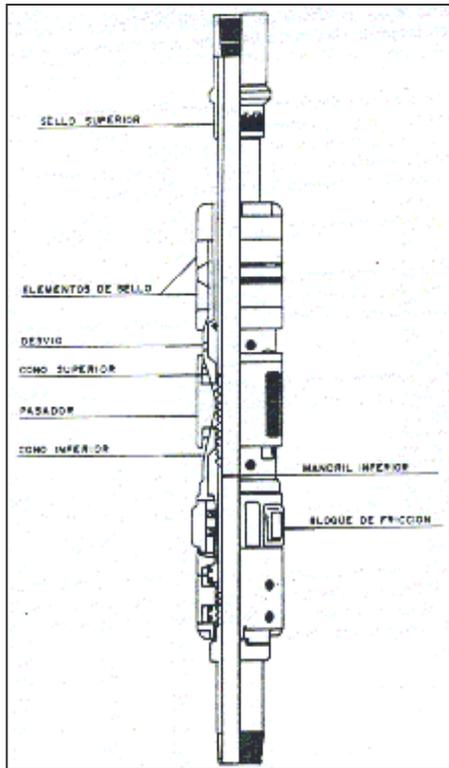


II.12.- Empacadura Recuperable de Tensión

Clasificación de las empacaduras recuperables: Se pueden clasificar tomando en cuenta la dirección del diferencial de presión en los siguientes tipos ^[13]:

- * Empacaduras de compresión
- * Empacaduras de tensión
- * Empacaduras de Compresión-Tensión (ver Figura II.13)
- * Empacaduras sencillas y duales de asentamiento hidráulico

ii) Permanentes: estas se pueden colocar con la tubería de producción o con equipo de guaya fina. En este último caso, se toman como referencia los cuellos registrados en el perfil de cementación combinado CBL – VDL – CCL – GR para obtener asentamiento en la posición deseada.



II.13.- Empacadura Recuperable de Compresión-Tensión

Las empacaduras permanentes se pueden considerar como parte integrante de la tubería de revestimiento, ya que la tubería de producción se puede sacar y dejar la empacadura permanente asentada en el revestidor. Usualmente, para destruirla es necesario fresarla, por lo que frecuentemente se le denomina empacadura perforable.

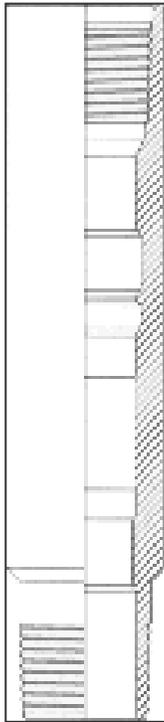
Las unidades sellantes se corren con las tuberías de producción y se empacan con ancla en el orificio de la empacadura permanente, junto con los nipples sellantes. Este último arreglo permite que la tubería de producción sea colgada **bajo tensión**.

Existen programas computarizados que permiten, en una completación sencilla, determinar el número de unidades sellantes, de acuerdo con el tipo de servicio que vaya a prestar la empacadura: pozos productores de petróleo y gas, pozos inyectores de gas, pozos productores de gases corrosivos tales como H₂S y CO₂.

iii) Permanentes-Recuperables: tienen las mismas características de las empacaduras permanentes pero pueden ser recuperadas del pozo cuando se requiera. Este tipo de empacadura se usa, preferiblemente, en condiciones medianas de presión y temperatura: 7000 psi de presión diferencial y 350°F.

En la industria petrolera nacional las empacaduras más utilizadas son las marcas comerciales Baker, Otis, Guiberson y Camco, en diámetros de 4¹/₂" , 7" y 9⁵/₈".

II.2.2.3.- Equipos Adicionales para la Completación



II.14.- Niple de Asiento XN

II.2.2.3.1.- Niples de Asiento

Es un dispositivo tubular **insertado** en la tubería de producción que se coloca en el pozo a una determinada profundidad. Internamente son diseñados para alojar un dispositivo de cierre para **controlar la producción** en la tubería de producción. En las Figuras II.14, II.15, II.16 y II.17 se muestran algunos tipos de niples de asiento ^[13].

Tipos de Niples de Asiento

Selectivo: su principio de funcionamiento está basado en el conjunto de cerraduras que hacen juego con las llaves colocadas en un mandril de cierre. Pueden ser colocados, mas de uno, en una corrida de tubería de producción, siempre que tengan la misma dimensión interna.

Se utilizan para los siguientes objetivos o funciones:

- Taponar el pozo hacia arriba, hacia abajo o en ambas direcciones
- Probar la tubería de producción
- Colocar válvulas de seguridad, reguladores de fondo, válvulas de pie, niple de parada, empacaduras hidráulicas
- Servir como punto de referencia para ubicaciones de control

Clasificación de Niples Selectivos:

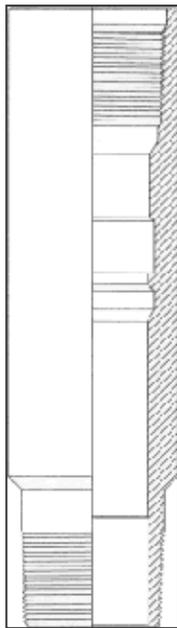
- * Selectivo por la herramienta de corrida

* Selectivo por el mandril de localización

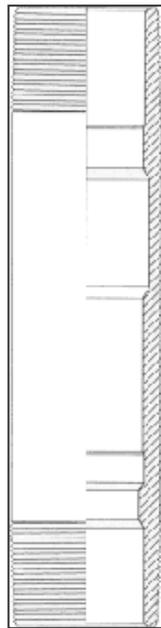
No Selectivos: este tipo de niple es un receptor para dispositivos de cierre. Su principio de funcionamiento es tener una disminución de diámetro llamado **no pasa** (NOGO), para localizar los dispositivos de cierres. Por lo tanto, el diámetro exterior del **dispositivo** deberá ser ligeramente mayor que el diámetro interno más pequeño del niple.

II.2.2.3.2.- Niples Pulidos

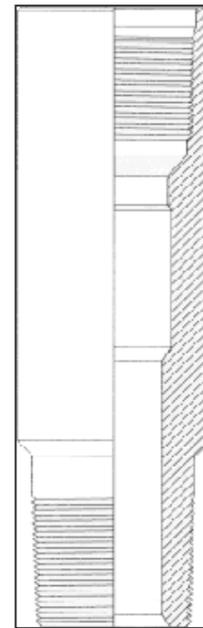
Es un pequeño niple tubular, construido del mismo material que el niple de asiento, el cual no tiene receptáculo de cierre pero es pulido internamente para recibir una sección de sellos ^[13].



II.15.- Niple de Asiento X



II.16.- Niple de Asiento H



II.17.-Niple de Asiento E

Estos niples pueden ser usados al mismo tiempo que los niples de asiento, las camisas deslizantes, junta de erosión y otros equipos de completación.

Su aplicación se basa en la posibilidad de aislar en caso de filtraciones en la junta de erosión, haciendo uso de herramientas de guaya fina y mediante un ensamblaje específico.

II.2.2.3.3.- Mandriles

Estos son dispositivos que se utilizan para cerrar y sellar controles de producción en la tubería de producción o eductor ^[13]. Existen dos tipos básicos de mandriles que se describen a continuación:

Dispositivo para cierre de niples de asiento

El mandril de cierre de niples de asiento posee las siguientes características:

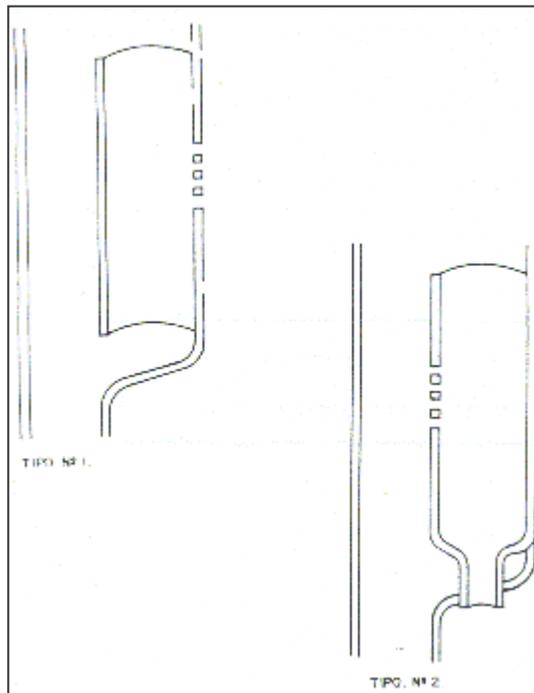
Provee un cierre completo. Los ajustes de cierre son fijados mecánicamente al receptáculo de cierre en el niple de asiento

Están equipados con aros de sellos para alta presión y alta temperatura y se asientan internamente en el niple de asiento

Su presión nominal de diseño es de 10000 psi de presión diferencial

Cierra y sella una presión diferencial en ambas direcciones

Son fáciles de colocar y recuperar, debido a sus dimensiones externas



II.18.- Mandriles de Bolsillo Lateral

Dispositivo para cierre del eductor

Estos están diseñados para cerrar y aislar los equipos removibles de control de subsuelo, en la tubería de producción, que no han sido equipados con niples de asiento.

Este tipo de dispositivo utiliza unas copas o elementos de sello, con las cuales aísla. Su presión de diseño está por debajo de las 10000 psi.

Se bajan con guaya, con una herramienta de corrida, y se recuperan con una herramienta de tensión, haciendo uso de ellos en condiciones de bajada o corrida y de sacada o recuperación.

Tipos de dispositivos para Cierre del Eductor

Se tienen los que se describen a continuación:



II.19.- Mandril. Gas Lift

De Cuello: cierra donde se localiza su conexión y resisten presiones en una sola dirección.

De cuñas: posee un cono que empuja sus cuñas hacia fuera.

II.2.2.3.4.- Mandriles con Bolsillo Lateral

Estos son diseñados para instalar en ellos controles de flujo, como válvulas para levantamiento artificial con gas, en la tubería de producción (Ver figura II.18) ^[13]. Las válvulas que se instalan en estos mandriles se clasifican en dos grupos que se describen a continuación:

Recuperables con Guaya Fina: consiste en un mandril estándar, con perforaciones en el lado **exterior** de la camisa hacia el revestidor, y el fondo de la misma está comunicada con la tubería de producción.

No Recuperables: las perforaciones están en el **interior** hacia la tubería de producción y el fondo de la misma está en contacto con el espacio anular (ver Figura II.19).

II.2.2.3.5.- Acoples de Flujo

Es un tubo de 2 a 4 ft de longitud, construido con un acero aleado de alto grado ^[13]. Se diseña con las mismas dimensiones externas e internas correspondientes

a la tubería y conexiones, respectivamente. Ofrece una protección adicional a una posible erosión o corrosión.

Se ubican inmediatamente por encima de un niple de asiento y en ocasiones especiales por debajo de este niple, cuando el mismo sea empleado para recibir un equipo para control de producción.

II.2.2.3.6.- Juntas de Erosión y Juntas de Impacto

Se fabrican en longitud de 10, 20 y 30 ft. Estas juntas se corren con la tubería de producción, ubicadas frente al intervalo perforado. Ofrecen una protección adicional contra la erosión por el efecto de flujo del fluido que proviene de las perforaciones en producción ^[13].

II.2.2.3.7.- Mangas Deslizantes

Estos son equipos del tipo de comunicación o separación, que se instalan en la tubería de producción ^[13]. Son dispositivos “todo abierto” con una manga interior, la cual puede ser abierta o cerrada por métodos de guaya (ver Figura II.20).

Estas permiten traer pozos a producción, matar pozos, lavar arena y la producción de pozos de múltiples zonas. Existen una gran variedad de estos equipos con diferentes aplicaciones pero con un mismo principio de funcionamiento. Entre ellos se tiene:

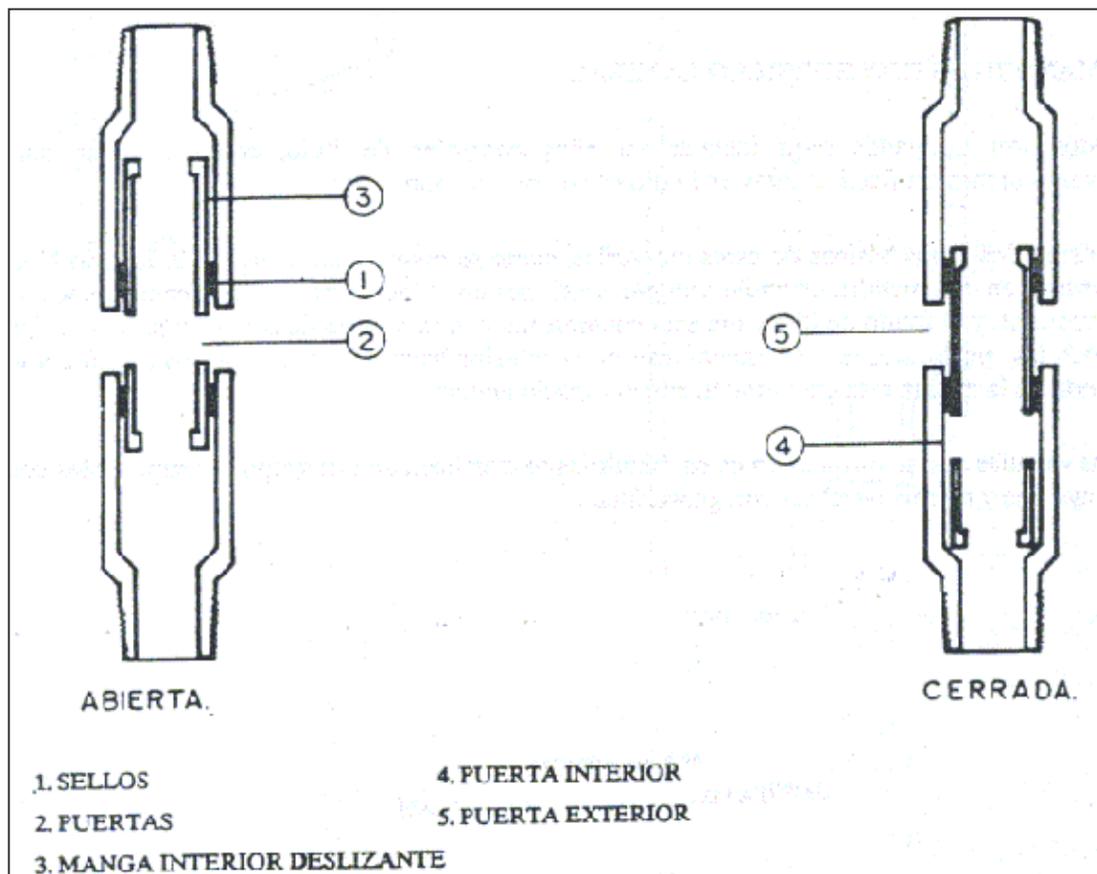
De tubería de producción con orificios

Con receptáculos de asiento y anclaje para un mandril

Con una sección de sellos

Con camisa recuperable con guaya

Con una válvula recuperable con guaya



II.20.- Mangas Deslizantes

II.2.2.4.- Equipos Adicionales para la Producción

Son aquellos que se bajan con la tubería de producción y permiten llevar a cabo trabajos de mantenimiento de subsuelo, sin tener que parar el pozo o sacar la tubería de producción. También proporcionan facilidades para instalar equipos de seguridad en el subsuelo.

Los trabajos con equipos de producción se realizan con guaya fina, la cual permite lo siguiente:

Taponar la tubería de producción para lograr los siguientes objetivos:

- Reparar o reemplazar el cabezal de producción (árbol de navidad)
- Probar fugas en la tubería de producción
- Hacer producción selectiva, a través de una camisa deslizante
- Permitir la bajada de un cañón en un pozo de alta presión

Circular el pozo sobre la empacadura para los siguientes fines:

- Matar el pozo, desplazando el fluido contenido en la tubería de producción por otro de mayor densidad

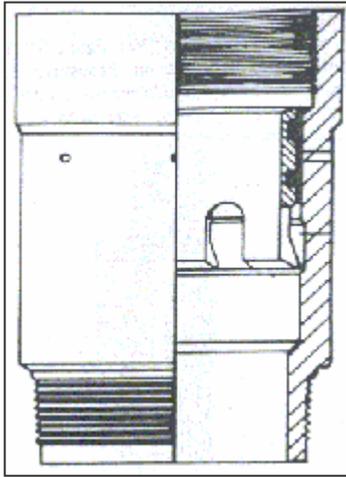
Colocar Válvulas Superficiales de Seguridad

Colocar equipos especiales, tales como los que se indican a continuación:

- Estranguladores de fondo
- Reguladores de fondo
- Válvulas de levantamiento artificial por gas
- Válvulas de inyección de químicos
- Registradores de temperatura y presión de fondo

Los equipos para la producción son los siguientes:

II.2.2.4.1.- Igualador Sustituto: estos dispositivos ofrecen un medio para igualar la diferencia de presión a través de un equipo de control subsuperficial, antes de que sea reabierto o reintegrada la tubería de producción (ver Figura II.21) ^[13]. Existen dos tipos, los cuales son:



II.21.-Igualador Sustituto

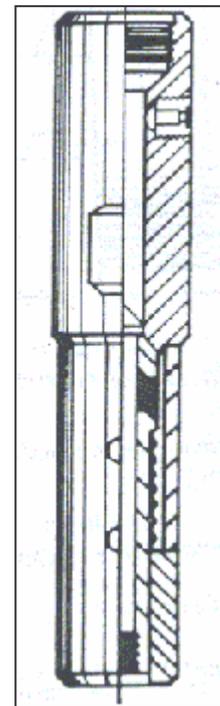
1.- Con tapones desplazantes. Normalmente cerrados con carga de resorte

2.- Con válvula de manga con sellos tipo O

II.2.2.4.2.- Tapones recuperables de eductor: Se utilizan para taponar la tubería de producción y así tener la posibilidad de realizar trabajos de mantenimiento y reparación subsuperficial ^[13].

Existen tres tipos básicos de tapones recuperables, los cuales se asientan en niples o en la tubería de producción o eductor y reciben bajo condiciones de operación presión por encima, por debajo o en ambas direcciones. Se describen a continuación:

Tapón por debajo: consiste en un ensamblaje con un tapón de cabezal cargado con un resorte, el cual sella sobre un asiento de metal dispuesto en el sustituto igualador, pudiéndose realizar este sello también con un asiento de goma en adición al metal (ver Figura II.22).



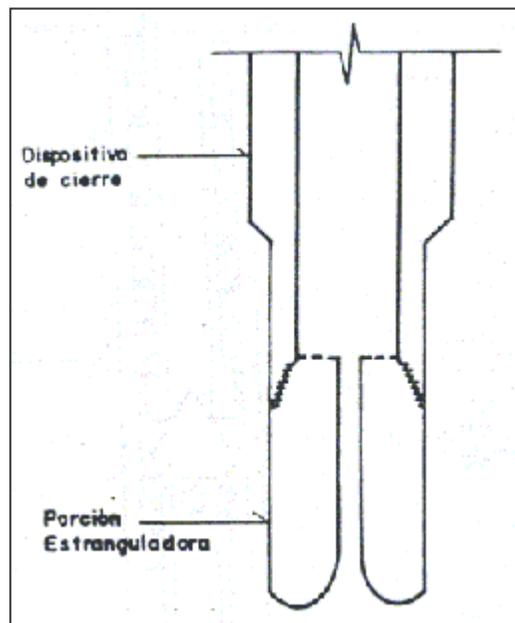
II.22.- Tapón de Presión Por Debajo

Tapón de circulación: soporta presión solamente por encima y se puede circular a través de él. Su diseño varía de acuerdo con los requerimientos, teniendo así dispositivos de cierre con bola y asiento, válvulas y sello o tipo válvula-check de goma.

Tapón de cierre en ambas direcciones: Comúnmente se utiliza para separación de zonas de completación de tipo selectivo.

II.2.2.4.3.- Estranguladores de fondo: Consisten en dispositivos de anclado en la parte inferior de la tubería de producción ^[13].

Permiten reducir o prevenir el congelamiento de los equipos de control, disminuyendo el punto de caída de presión en el fondo del pozo; reducir la inundación de agua, a través de la estabilización de la presión de fondo; reducir la relación gas-petróleo bajo algunas condiciones y reducir la producción total de fluidos cuando así se desee (ver Figura II.23).



II.23.- Estrangulador de Fondo

II.2.2.4.4.- Regulador de fondo: es un ensamblaje que consiste en una válvula asentada por un resorte ^[13]. Cuando existe una presión diferencial a través de la herramienta, la válvula se mueve hacia arriba, permitiendo al pozo fluir y así reducir su presión.

La caída de presión puede ser variada, mediante el ajuste de la tensión del resorte en el regulador.

Entre las aplicaciones del regulador de fondo se tiene que ayuda a eliminar los calentadores necesarios en la superficie; mantener una presión superficial fluente, segura y manejable, disminuye la formación de hidratos en el cabezal y la línea de flujo.

Puede ser empleado como taponamiento estacionario de pozos que no han sido equipados con nipples de asiento, con una presión de entrada por encima de 1500 psi y donde se emplea un cierre tipo cuña.

II.2.2.4.5.- Válvulas de Seguridad: Estos son dispositivos diseñados para cortar el flujo en un pozo en caso de una falla o daño en algún equipo de superficie ^[13]. Las válvulas de seguridad se clasifican, de acuerdo con la localización desde donde son controladas. Esto se describe a continuación:

Válvulas de Seguridad de Control Superficial: Estas válvulas cumplen su función una vez recibida una señal automática o manual desde la superficie. El método de control puede diferir, pero es el mismo principio de una “presión aplicada desde una fuente ubicada en la superficie”, de mantener la válvula abierta. Así los distintos métodos de control son los siguientes (ver Figura II.24):

a) Línea de Control-Tiene las siguientes Características y Ventajas/Desventajas:

Ventajas:

- * Requiere poca holgura radial adicional
- * Mínimo volumen de fluido de control
- * Mecánicamente fuerte

Desventajas:

- * Pequeña línea sometida a daño
- * Requiere de cuidado para evitar taponamiento de la línea de control

b) Control Concéntrico-Tiene las siguientes Características y Ventajas/Desventajas:

Ventajas:

- * Adaptables a la tubería de completación
- * Poco susceptible a taponamiento
- * Mecánicamente fuerte

Desventajas:

- * Alto costo inicial
- * No siempre es posible utilizarlos en condiciones normales
- * Requiere de gran volumen de fluido de control

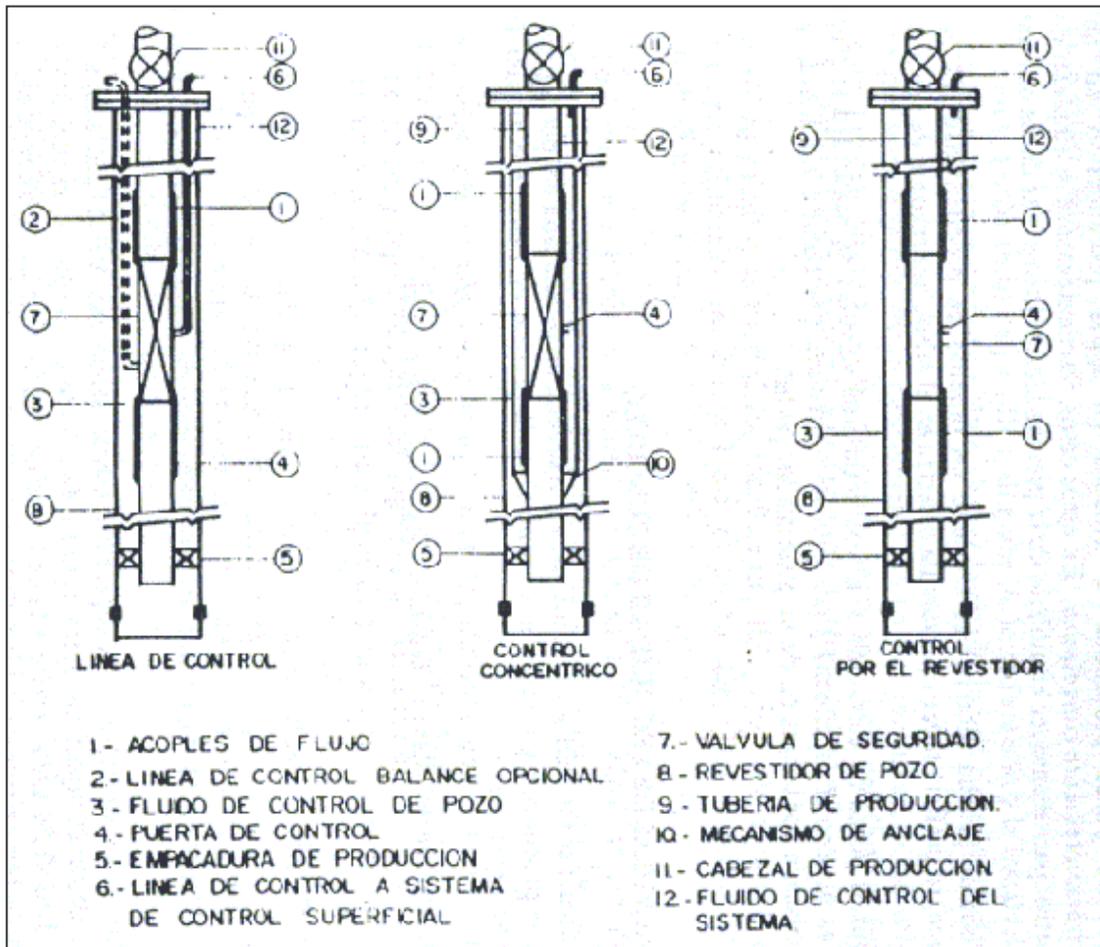
c) Control por el Revestidor-Tiene las siguientes Características y Ventajas/Desventajas:

Ventajas:

- * Requiere poca holgura radial adicional
- * Bajo costo inicial
- * Poco susceptible a taponamiento

Desventajas:

- * Requiere prevenir goteo en conexiones
- * Requiere que la presión en el anular sea controlada



II.24.- Válvulas de Seguridad de Control de Sistemas. En la figura se muestran tres tipos de válvulas de seguridad de control, ellas son Línea de Control, Control Concéntrico y Control por el Revestimiento.

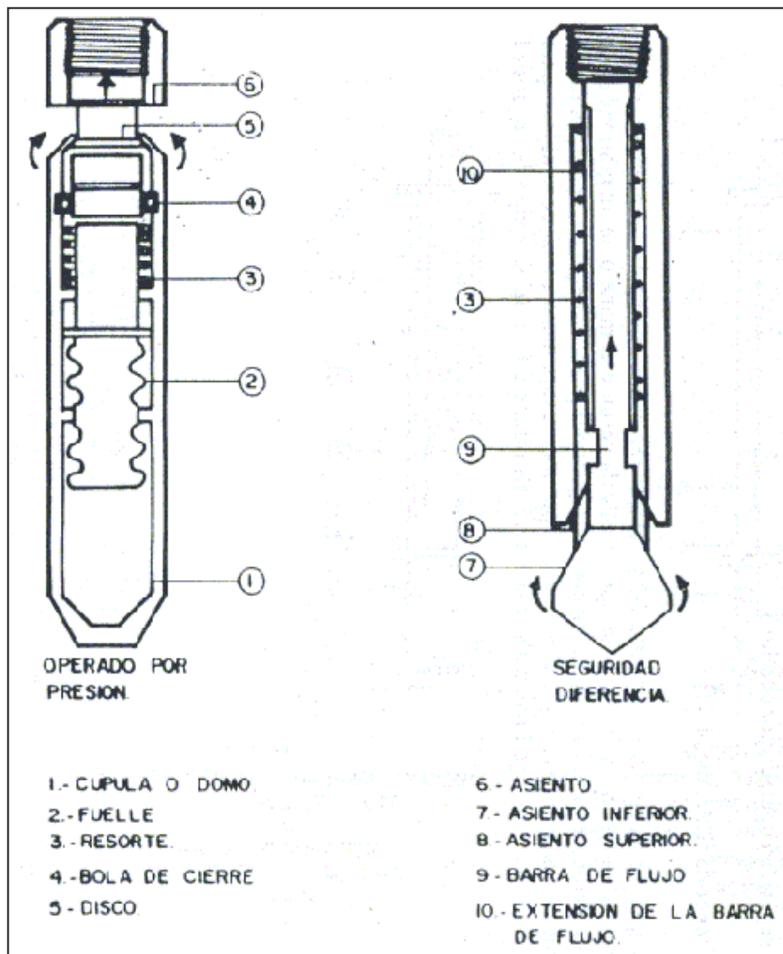
Válvulas de Seguridad de Control Subsuperficial: Estas válvulas cumplen su función de cierre del flujo cuando existe una variación en las condiciones de fondo, **sin** que requiera de ninguna fuente emisora de señal en la superficie (ver Figura II.25).

Tipos de Válvulas de Seguridad de Control Subsuperficial

Existen dos tipos de estas válvulas, como se describen a continuación:

a) **Válvula de Seguridad Diferencial:** opera bajo el principio de una barra y un resorte de presión. Estos dispositivos se utilizan para protección contra el flujo incontrolado, por causa de daño o falla del equipo superficial de seguridad.

b) **Válvula de Seguridad Operada por Presión:** emplea una cúpula o domo y un fuelle. Este tipo de válvula permite el manejo de gran volumen de fluido o gas, mientras mantiene un control seguro del pozo.



II.26.- Válvulas de Seguridad de Control Subsuperficial.

II.3.- Completación y Fluidos de Completación

II.3.1.- Completación y Tipos de Completación

La productividad de un pozo y su futura vida productiva se verán afectadas por el tipo de completación y los trabajos efectuados durante la misma.

La selección de la completación tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente. Por lo tanto, deben estudiarse cuidadosamente los factores que afectan dicha selección, como se identifican a continuación ^[1]:

- Tasa y método de producción, índice de productividad
- Reservas existentes en los diferentes yacimientos
- Características de la formación y sus fluidos
- Tipo de empuje del yacimiento
- Futuras reparaciones y estimulaciones
- Producción de arena
- Posibilidad de aplicar en el futuro métodos de recuperación suplementaria
- Aspectos económicos

Según la forma como finalmente se cemente el revestidor de producción, la completación de un pozo puede clasificarse de la forma que se describe a continuación ^[1]:

- Hoyo entubado (cañoneado):
 - * Revestidor cementado (con o sin forro ranurado empacado)
 - * Forro cementado (ver Figura II.33)

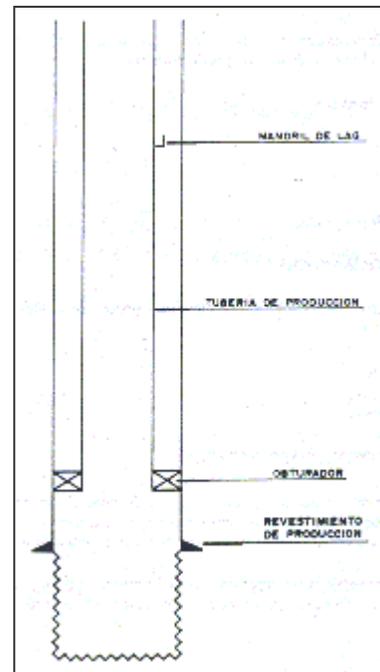
- Hoyo desnudo:
 - * Sin Forro (ver Figura II.26)
 - * Forro Ranurado (ver Figura II.27)
 - * Empacado
 - * No Empacado
 - * Hoyo Ampliado
 - * No Ampliado

La completación se puede designar a la vez, según su configuración mecánica, por la presencia de eductor(es) y obturador(es), con los siguientes nombres:

- Sencilla:
 - * Con Eductor
 - * Sin Eductor
 - Selectiva
 - No Selectiva
- Múltiple:
 - * Selectiva
 - * No Selectiva
 - * Concéntrica

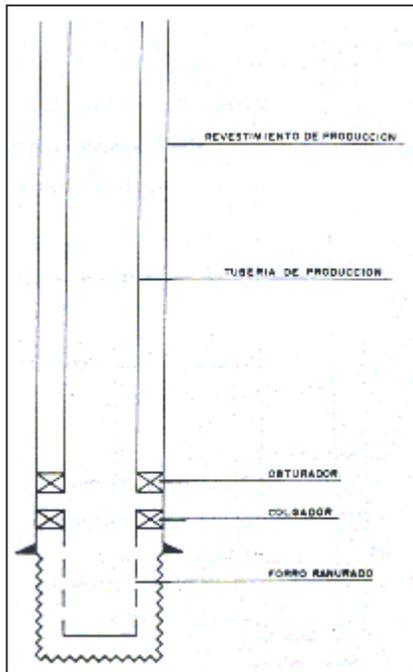
II.3.1.1.- Completación a Hoyo Entubado o Revestido

La completación tipo hoyo entubado consta del revestidor de producción o de un forro tubular frente a la zona productora, el cual posteriormente se perfora a bala (cañoneado) con un dispositivo especial para permitir la entrada de los fluidos de la formación seleccionada hasta el pozo. Esta completación es la mas usada y generalmente la más económica, porque permite abrir las arenas selectivamente y simplifica las reparaciones futuras del pozo por alta producción de gas y/o agua. Además, se pueden tratar los intervalos abiertos en forma



II.26.- Hoyo Desnudo

selectiva, es decir, seleccionando o aislando a voluntad aquellos horizontes que se desean o no producir. Los trabajos de este tipo permiten la completación sencilla (flujo de petróleo de una sola arena por una sola tubería) o la múltiple. Esta última permite utilizar varias tuberías de producción, para que por cada una de ellas fluya el petróleo de cada una de las formaciones productoras; generalmente pueden ser dos, tres y muy inusualmente hasta cuatro tuberías ^[13].



II.27.- Hoyo Desnudo con Forro Ranurado

La operación consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, y cañonear los intervalos productores, en yacimientos donde se espera producción de agua y/o gas.

En algunos casos puede correrse el revestimiento hasta el tope del yacimiento objetivo, luego, correr y cementar un colgador hasta la base. Esta variante se efectúa, generalmente, cuando se perforan yacimientos de baja presión, lo cual podría dar lugar a pérdidas de circulación, en el proceso de cementación.

Existen dos formas de completación a hoyo revestido, que se describen a continuación:

i) Hoyo Revestido cañoneado con empaque: se utiliza en pozos para horizontes con arenas no consolidadas (por ejemplo Mioceno). En estos casos, el forro ranurado se empaca con la finalidad de producir el pozo sin problemas de arena.

ii) Completación a Hoyo Revestido y Cañoneado sin Equipo de Empaque: Este esquema se utiliza en pozos terminados en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de arena.

Este tipo de completación (Hoyo Revestido y Cañoneado, sin Empaque que se observa en la Figura II.28), muestra las siguientes características [22]:

Ventajas.

Hay opción para la completación selectiva y para reparaciones en los intervalos productores

Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua

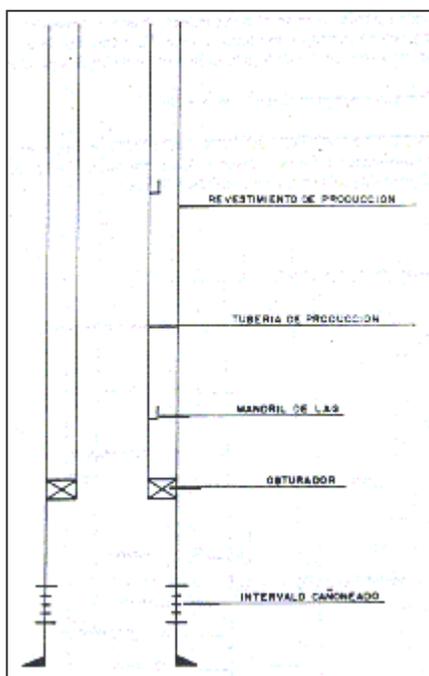
La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar con efectividad

Es posible hacer completaciones múltiples

Se pueden realizar estimulaciones selectivas

Se puede profundizar el hueco, aunque con un diámetro menor

Se pueden hacer adaptaciones para control de arena utilizando camisas ranuradas y empaques con grava



II.28.- Hoyo Revestido sin Forro

Desventajas

Se requiere análisis certero de los registros y buen control de la profundidad del hoyo

El cañoneo de zonas de gran espesor puede ser costoso

Se puede caer en situaciones de reducción del diámetro efectivo del hueco y de la productividad del pozo

Se requiere un buen trabajo de cementación a través de los intervalos productores

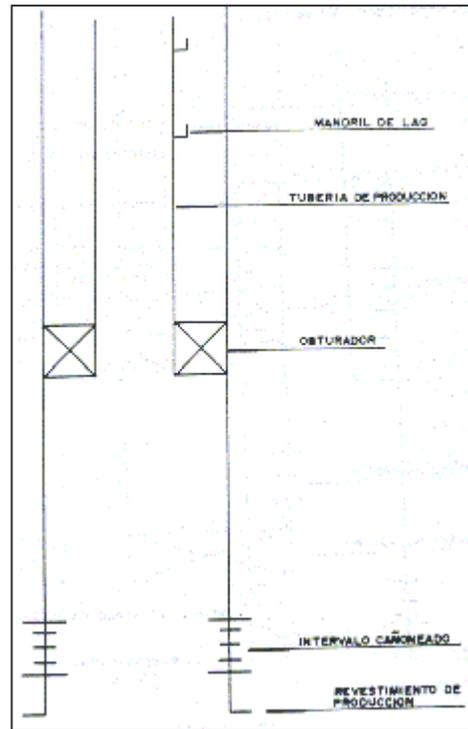
De acuerdo con las dos clasificaciones

descritas pueden existir **cuatro** combinaciones de completación, como se describen a continuación:

- Sencilla Simple
- Sencilla Selectiva
- Múltiple Simples
- Múltiples Selectivas

iii) Completación Sencilla Simple

Es aquella que tiene como objetivo fundamental producir **una** sola formación [13]. Existen dos tipos de completación sencilla: Completaciones Sencillas sin Empacaduras y Completaciones Sencillas con Empacadura (ver Figura II.29).



II.29.- Completación Sencilla Simple

La Completación Sencilla sin Empacadura es aquella en donde no se colocan empacaduras para permitir el flujo en la tubería de producción y el revestidor. Este tipo de completación se aplica a pozos de muy alta productividad, ya sea de crudo o de gas.

La Completación Sencilla con Empacaduras es aquella donde se coloca una empacadura para impedir el flujo a través del espacio anular. Este tipo de completación es el más usado en Venezuela.

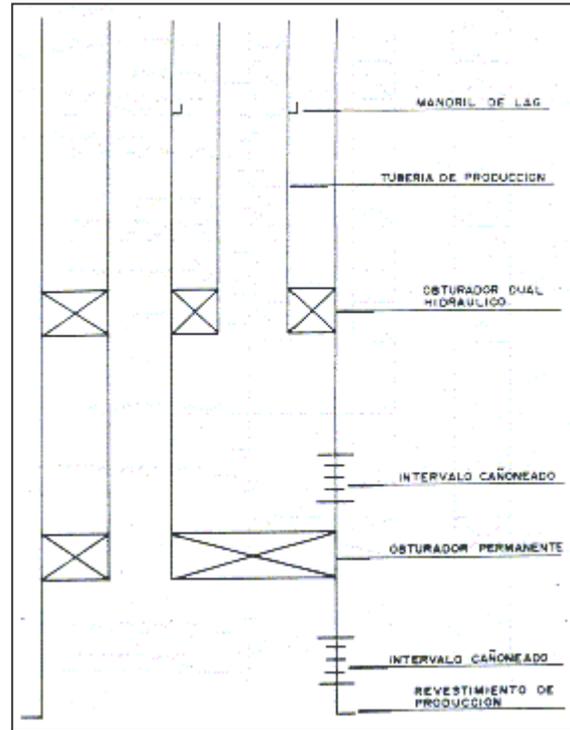
Para la completación sencilla se deben considerar los siguientes factores:

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

iv) Completación Sencilla

Selectiva: se denominan así las completaciones con una sola sarta de producción y con más de dos empacaduras ^[13].

v) Completación Múltiple: Es aquella que tiene como objetivo fundamental poner a producir dos o mas yacimientos, en el mismo pozo y **sin que se mezclen** los fluidos de los diferentes yacimientos ^[13](ver Figuras II.30 y II.31).



II.30.- Completación Múltiple Simple

Para la completación múltiple se tienen las siguientes Características y Ventajas/Desventajas ^[22]:

Ventajas

Se obtienen tasas de producción mas altas y menores tiempos de retorno del capital invertido

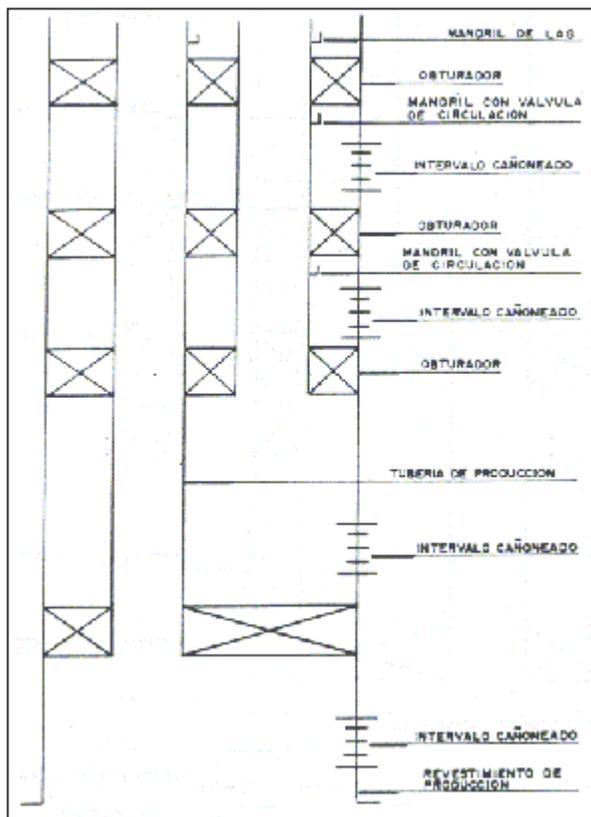
Para separar zonas que poseen distintos índices de productividad, con el fin de evitar que la zona de alta productividad inyecte petróleo en la zona de baja productividad

Para separar yacimientos con distintos mecanismos de producción, pues es indeseable producir yacimientos con empuje por agua con uno de empuje por gas

Para tener el control apropiado del yacimiento, con el fin de evitar zonas drenadas de petróleo que estén produciendo agua o gas

Para producir zonas de petróleo por debajo de su tasa crítica

Para observar el comportamiento de los yacimientos



II.31.- Completación Múltiple Selectiva

Desventajas

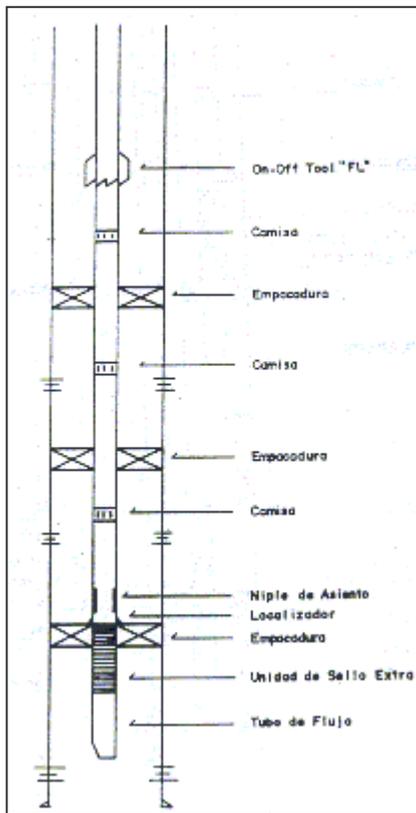
Inversión inicial alta para la tubería de producción, empacaduras y equipos de guaya fina

Posibilidades de fugas a través de la tubería de producción y de los empaques y sellos de las empacaduras de producción

Dudas para llevar a cabo tratamientos de estimulación y conversión a levantamiento artificial con gas

Probabilidades muy altas de que se originen pescados durante y después de la completación, lo que eleva los costos por equipo de pesca, servicios y tiempos adicionales de cabria.

A continuación se describen algunos tipos de completaciones múltiples:



II.32.- Completación Selectiva 3 zonas con una sarta

a) Completación de doble zona con una sarta. Este tipo de completación utiliza una sola tubería para producir una zona y dejar otra aislada. Utiliza por lo general dos empaaduras sencillas. En la Figura II.32 se puede observar la Completación Selectiva de 3 zonas con 1 sarta.

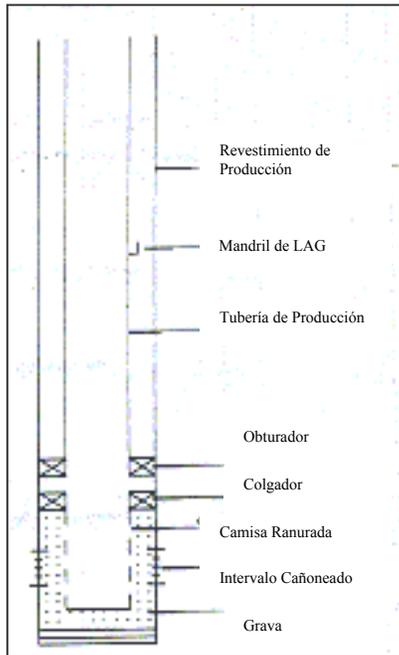
b) Completación de dos zonas con dos sarts. Este tipo de completación utiliza dos tuberías de producción y dos empaaduras: una sencilla, que por lo general es de tipo permanente, y una dual hidráulica, la cual puede ser convencional o de asentamiento selectivo (ver Figura II.34). Cualquiera de las zonas puede ser adaptada para producir por levantamiento artificial. Este diseño se puede completar con métodos para control de arena.

c) Completación de tres zonas con dos sarts. Este tipo de completación utiliza dos tuberías de producción y tres empaaduras: una sencilla y dos duales hidráulicas. Cualquiera de las zonas puede ser adaptada para producir por levantamiento artificial por gas.

II.3.1.2.- Completación a Hoyo Desnudo

En el caso de la completación tipo hoyo desnudo, se cementa el revestidor en el tope de la formación productora y luego se continúa la perforación del resto de la zona de interés ^[13].

El proceso de completación consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona objetivo, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Este tipo de completación se efectúa en yacimientos donde no se espera producción de agua y/o gas.



**II.33.- Completación de Hoyo
Revestido con Forro comúnmente
usado en arenas poco consolidadas**

Este tipo de completación tiene las siguientes Características y Ventajas/Desventajas ^[22]:

Ventajas:

El asentamiento del revestidor en el tope de la zona productora permite la utilización de técnicas especiales de perforación, que minimizan el daño a la formación

Todo el diámetro del hoyo está disponible para el flujo

Generalmente no se requiere cañoneo. Algunas veces se utiliza el cañoneo en hoyo desnudo debido al daño severo de la formación

Si la zona no se va a cañonear, la interpretación del perfil del hoyo no es crítica

El hoyo se puede profundizar fácilmente o cambiar a una completación con forro y empacar con grava

Desventajas:

No hay forma de regular el flujo hacia el hoyo

No se puede controlar efectivamente la producción de gas o agua

Es difícil tratar los intervalos productores en forma selectiva

Puede requerirse la limpieza periódica del hoyo

La completación a hoyo abierto o desnudo permite empacar con grava. Con ello aumenta su productividad o se controla la producción de arena en formaciones no consolidadas. La completación a hoyo abierto tiene mayor aplicación en formaciones de caliza, debido a su naturaleza consolidada.

Existen tres variantes de la completación a hoyo desnudo, las cuales depende de si se coloca o no un forro ranurado en la zona objetivo y de si este va empacado o no.

i) Completación a Hoyo Desnudo libre: la zona objetivo se deja sin ningún tipo de revestimiento ni forro ranurado. Se efectúa en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de arena o derrumbe de la formación.

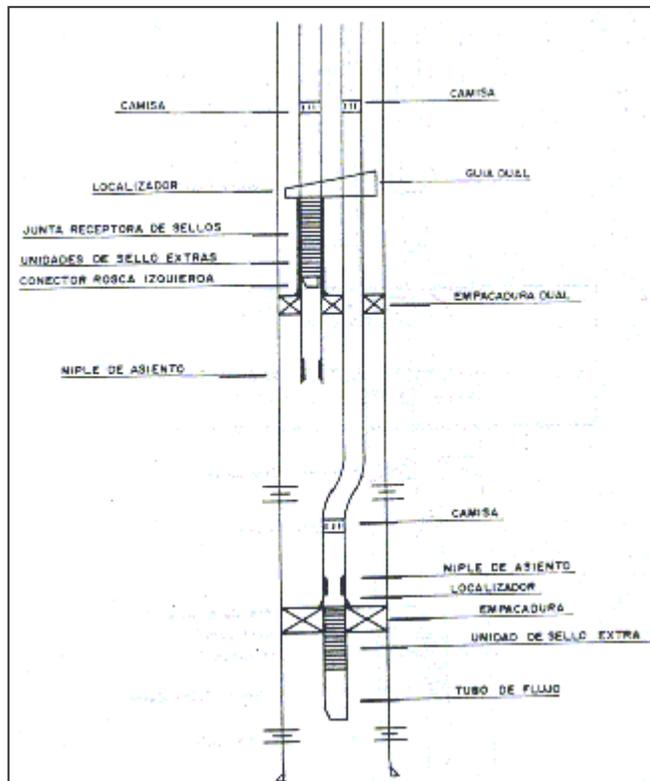
ii) Completación a Hoyo Desnudo con Forro Ranurado sin Empaque: consiste en colocar un forro ranurado frente a la zona objetivo, y se utiliza para controlar el derrumbe de la formación en yacimientos de arenas consolidadas.

iii) Completación a Hoyo Desnudo con Forro Ranurado Empacado: esta práctica es similar a la del forro ranurado sin empaque, con la diferencia de que se utiliza, generalmente, en pozos que muestran arenas no consolidadas, y donde se

empaca con grava como un método de control de arena, para producir sin problemas los fluidos del yacimiento. Cabe destacar que la grava que se empleará se selecciona de acuerdo con un análisis granulométrico efectuado a la arena de formación.

La configuración mecánica utilizada en esta completación consta fundamentalmente de la tubería de producción y del obturador. Según el propósito de la completación, la sarta de producción puede llevar dispositivos para circulación y/o levantamiento artificial por gas, anillos especiales para asentar tapones y equipos especiales, dependiendo del método de producción.

La selección adecuada, el diseño y la instalación de la tubería de producción son de gran importancia para preparar el Programa de Completación. El eductor debe diseñarse de tal forma que permita eficientemente las operaciones de producción. Además, debe resistir los esfuerzos de tensión, las presiones internas y externas y la corrosión.



II.34.- Completación Doble

La función primordial de los obturadores de producción es proporcionar un buen sello entre el eductor y revestidor o entre el eductor y el hoyo desnudo, para proteger al revestidor de presiones anormales y/o de la corrosión, y además facilitar el aislamiento de los intervalos cañoneados.

Los principales componentes de un obturador son: el sello, el cual es generalmente de goma, y las cuñas que permiten su anclaje al revestidor de producción. Los obturadores de producción puede ser permanentes o recuperables. Los permanentes, más indicados para altas presiones, requieren ser fresados para lograr removerlos.

II.3.1.3.- Completación de acuerdo a las condiciones Mecánicas y Geológicas

Existen varios tipos de completación de pozos. Cada tipo se elige para responder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento ^[2]. Sin embargo, siempre debe tenerse presente que la mejor completación es la menos aparatosa. Esto ya que durante la vida productiva del pozo, sin duda, se requerirá volver al hoyo para trabajos de limpieza o reacondicionamientos menores o mayores. Además, es muy importante el aspecto económico de la completación elegida por los **costos de trabajos posteriores** para conservar el pozo en producción.

La elección de la completación debe ajustarse al tipo y a la mecánica del flujo, del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, así como también al tipo de crudo. Si el yacimiento tiene suficiente presión para traer el petróleo hasta la superficie, al pozo se le cataloga como de flujo natural. Pero si la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo, entonces se deberá producir por medio del levantamiento artificial: bombeo mecánico o hidráulico ó por levantamiento artificial



II.35.- Las condiciones externas también juegan un papel importante en la selección de la completación adecuada, como por ejemplo el clima, las condiciones del terreno, etc.

por gas u otros. Además de las varias opciones para completar el pozo vertical, ahora existen las modalidades de completación para pozos desviados normalmente, los desviados de largo alcance, los inclinados y los que penetran el yacimiento en sentido horizontal.

A continuación una descripción de estos diferentes tipos de completación:

II.3.1.3.1.- Completación Vertical Sencilla

La completación sencilla contempla, generalmente, la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo ^[2]. Sin embargo, existen varias modalidades de completación sencilla. La completación sencilla clásica, con el revestidor cementado hasta la profundidad total del hoyo, consiste en que el revestidor sea cañoneado a bala o por proyectil a chorro, para abrir tantos orificios (perforaciones) de determinado diámetro por metro lineal helicoidal para establecer el flujo del yacimiento hacia el pozo.

El diámetro del cañón, que puede ser de 3,2677 a 4,7637 pulgadas y diámetros intermedios, se escoge de acuerdo al diámetro del revestidor, que generalmente puede ser de 5 a 7 pulgadas y diámetros intermedios convencionales. El diámetro del proyectil comúnmente es de 0,236 a 0,354 pulgadas, con incrementos convencionales para diámetros intermedios deseados que pueden ser de 3,74; 0,5 y 0,625 pulgadas. Como el fluido de perforación se utiliza generalmente para controlar la presión de las formaciones, se decidirá si será utilizado durante el cañoneo en su estado actual o si se opta por **dosificarlo con aditivos específicos** o cambiarlo totalmente por un **fluido especial**. Esto, pues durante el cañoneo y las tareas subsecuentes, el pozo debe estar controlado por el fluido. Por tanto, esta etapa de completación puede tornarse crítica. Luego de cañoneado el intervalo o los intervalos seleccionados, se procede a extraer el cañón del pozo para comenzar después a meter la tubería de producción, llamada también de educación o euductora ^[2].

Para el caso básico de completación sencilla, la tubería de producción lleva en su parte inferior una empaadura adecuada que se asienta contra la pared del revestidor. La parte superior de la sarta se cuelga del cabezal del pozo. Del cabezal sale la tubería de flujo que lleva el petróleo hasta el múltiple de la instalación de separadores donde se separa el gas, el petróleo y el agua. De aquí en adelante, en la Estación de Flujo y Almacenamiento, se procede al manejo de estos tres fluidos de acuerdo a sus características. En el cabezal del pozo se instalan dispositivos, tales como un manómetro, para verificar la presión del flujo del pozo, un estrangulador (fijo o graduable) para regular el flujo del pozo y las válvulas para cerrar el pozo y tener acceso al espacio anular en caso necesario.

Otra versión de completación sencilla, permite que **selectivamente** pueda ponerse en producción determinado intervalo. Para esto se requiere adaptar a la sarta de producción las empaaduras de obturación requeridas y las válvulas especiales frente a cada intervalo para permitir que el petróleo fluya del intervalo deseado y **los otros estratos se mantengan sin producir** ^[2].

Por las características petrofísicas de la roca, especialmente en el caso de caliza o dolomita, la completación sencilla puede hacerse a hoyo desnudo, o sea que el revestidor se cementa más arriba del intervalo productor. Luego se puede estimular o fracturar el intervalo productor. Algunas veces se puede optar por revestir el intervalo productor utilizando un revestidor corto, tubería ranurada, que cuelga del revestidor de producción.

Otra opción de completación para controlar arenas muy deleznales, que se emplea mucho en pozos que producen a bombeo mecánico, es la de empaar el intervalo productor con grava de diámetro escogido, de manera que los granos sueltos de arena, impulsados por el flujo, al escurrirse por la grava se traben, formando así un apilamiento firme y estable que evita que la arena llegue hasta el interior del pozo.

El empaque puede lograrse colgando una tubería ranurada especial, previamente empacada o con una tubería ranurada por medio de la cual, antes de colgarla, se rellena el espacio anular con la grava seleccionada.

II.3.1.3.2.- Completación vertical doble

Cuando es necesario producir independientemente dos yacimientos por un mismo pozo, se recurre a la completación doble ^[2]. Generalmente, el yacimiento superior produce por el espacio anular creado por el revestidor y la tubería de producción y el inferior por la tubería de producción, cuya empacadura de obturación se asienta entre los dos intervalos productores. Algunas veces se requiere que el intervalo productor inferior fluya por el espacio anular y el superior por la tubería de producción única que desea instalarse. En este caso se puede elegir una instalación que por debajo del obturador superior tenga una derivación a semejanza de una Y, que permite invertir la descarga del flujo y que se denomina Herramienta de Cruce (“Cross-Over-Tool”). Otras veces se puede optar por instalar dos tuberías de producción para que los fluidos de cada intervalo fluyan cada uno por una tubería sin tener que utilizar el espacio anular para uno u otro intervalo. Esto último protege el revestidor, y es más seguro.

II.3.1.3.3.- Completación vertical triple

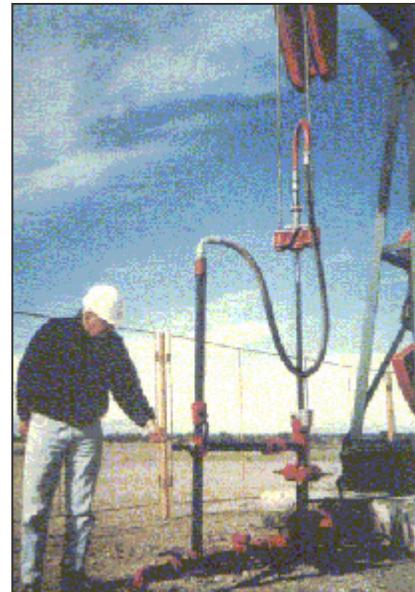
Cuando se requiere la producción vertical independiente de **tres estratos** se opta por la completación triple ^[2]. La selección del ensamblaje de las tuberías de producción depende, naturalmente, de las condiciones de flujo de cada yacimiento. Generalmente puede optarse por la inserción de dos sartas para dos estratos y el tercero se hará fluir por el espacio anular. Otra opción es la de usar tres sartas de producción. Esto último es muy inusual por los diámetros de manejo disponible.

II.3.1.4.- Otras modalidades de completación

Las terminaciones mencionadas corresponden todas a las de un pozo fluyendo por flujo natural. Para pozos que desde el mismo comienzo de su vida productiva no puedan fluir por flujo natural, se recurre entonces a la completación para levantamiento artificial (bombeo mecánico, bombeo hidráulico, levantamiento artificial por gas o bombeo mecánico asociado con inyección de vapor y otras), según las características del yacimiento e intervalos seleccionados para producir [2].

II.3.1.4.1.- Bombeo mecánico

El revestimiento y la manera de completar o terminar el pozo puede ser muy parecida a la antes descrita para pozos de flujo natural, excepto que la diferencia estriba en cómo hacer llegar el petróleo desde el fondo del pozo a la superficie. El yacimiento que ha de producir por bombeo mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo [2]. Por tanto, el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de “levantamiento y transferencia” casi continua del petróleo hasta la superficie (ver Figuras II.36 y II.37).



II.36.- Bombeo Mecánico

El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción o de educación, a cierta profundidad del fondo del pozo. La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba. En la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula

viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de producción. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre petróleo a la bomba.

La repetición cíclica y continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie. Como en el bombeo mecánico hay que balancear el ascenso y descenso de la sarta de varillas, el contrapeso puede ubicarse en la parte trasera del mismo balancín o en la manivela. Otra modalidad es el balanceo neumático, cuya construcción y funcionamiento de la recámara se asemeja a un amortiguador neumático. Este dispositivo generalmente se ubica en la parte delantera del balancín. Este tipo de balanceo se utiliza para bombeo profundo ^[2].

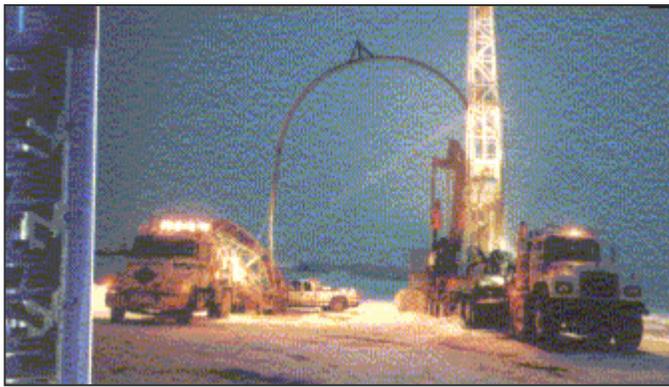
Los diámetros de la bomba generalmente varían de 1 a 4,724 pulgadas. El desplazamiento de fluido para cada diámetro de bomba depende del número de emboladas por minuto y de la longitud de la embolada, que puede ser de varios centímetros hasta 29,5 pies. Por tanto, el bombeo puede ser de pocos barriles por día hasta unos 2956 bbl/día. Las bombas son del tipo llamado de tubería de producción, ya que el cilindro o pistón de la bomba va conectado a la tubería de producción y se coloca en el pozo como parte integral de la sarta, a la profundidad deseada de bombeo. El émbolo de la bomba, que lleva la válvula viajera, constituye la parte extrema inferior de la sarta de varillas que opera la bomba ^[2].

La sarta de varillas se coloca o introduce en la tubería de producción hasta llegar a la válvula fija, ubicada en el fondo del cilindro. Luego se sube la sarta de varillas cierta distancia y por medio del vástago pulido, colgador y riendas se fija en el balancín, de manera que en la carrera descendente no golpee la válvula fija.

Otro tipo de bomba es la “integral”, en la cual todos sus elementos conforman una sola pieza, así, utilizando la sarta de varillas se puede colocar o extraer, sin necesidad de sacar la sarta de producción, para cambiarle alguno de sus componentes

o reemplazarla por otra del mismo diseño. Este tipo requiere que la sarta de producción sea provista de un niple adecuado o dispositivo similar para encajarla. Como las válvulas fija y viajera deben ser resistentes a la corrosión y a la abrasión, sus esferas y asientos se fabrican de acero inoxidable, acero templado, metal monel, aleaciones de cobalto, acero tungsteno o bronce.

Las varillas de bombeo son fabricadas de varias aleaciones de metales. Están sometidas a un funcionamiento mecánico que les impone esfuerzos de estiramiento,



II.37.- Instalación de un Equipo de Bombeo Mecánico (Balancín)

encogimiento y vibración; fatiga, corrosión, erosión, etc. Cada varilla tiene en un extremo una espiga (macho) redonda, sólida y roscada, y más abajo del hombrillo, en forma cuadrada, una muesca para encajar la llave para el enrosque y desenrosque. En el otro extremo lleva la caja o conexión hembra, roscada internamente, con muesca exterior o con muesca por debajo de la caja, para otra llave que facilita el enrosque o desenrosque de la varillas una tras otra.

Las varillas generalmente se fabrican, en diámetros de 0,625; 0,748; 0,874; 1 y 1,125 pulgadas, con sus correspondientes dimensiones para la espiga, hombrillo, caja, muesca, etc. La longitud de las varillas es de 24,934 y 30 pies. El peso de las varillas, en kg/30 metros de longitud, va desde 32,7 a 167,3 kilogramos. Para cada diámetro de tubería de producción existe un diámetro adecuado de varillas, para lograr el funcionamiento, seguro y efectivo del sistema, con mínimo riesgo ^[2].

II.3.1.4.2.- Bombeo hidráulico

En este tipo de mecanismo de extracción del petróleo del fondo del pozo, se usa como medio impelente de la bomba un fluido que se bombea por la tubería de producción. El petróleo producido y el fluido impelente suben a la superficie por el espacio anular. La mezcla pasa por un separador o desgasificador y luego a un tanque de donde el petróleo producido pasa al almacenamiento y un volumen suficiente de impelente permanece en el tanque para ser succionado por la bomba y ser bombeado otra vez al pozo ^[2].

Existe una selección variada de bombas de fondo y equipos afines de superficie para el diseño de bombeo hidráulico continuo o intermitente, de acuerdo con las características de flujo del yacimiento y requerimientos de los pozos.

II.3.1.4.3.- Levantamiento artificial por gas

El levantamiento artificial por gas, de los tipos intermitente y continuo, se usa desde hace mucho tiempo. El tipo de inyección continua ofrece ventaja para hacer producir pozos que mantengan una presión razonable de fondo que sostenga un índice de productividad de líquidos no menor de 1,45 bbl/día. La selección de uno u otro tipo depende de la presión de fondo, de la disponibilidad del volumen y presión de gas requeridos, así como de las características y condiciones del yacimiento ^[2].

El diseño y la instalación del sistema dependen de la selección de los elementos que van en el pozo: tipo de válvulas; espaciamiento y profundidad de colocación de las válvulas en la sarta; características de las sargas de revestimiento final y de producción; tipo de completación del pozo y previsiones para posterior desensaje, cambio e inserción de elementos de la sarta, utilizando herramientas manipuladas desde la superficie por medio de cable o guaya.

En la superficie, se dispone todo lo concerniente al manejo del gas que debe utilizarse: características, recolección, presiones, tratamiento, medición, control de volúmenes, compresión, distribución e inyección para la red de pozos del sistema. De igual manera, existen también en la superficie las instalaciones requeridas para recibir la producción de los pozos: gas-petróleo-agua, y efectuar su separación, tratamiento, almacenamiento, distribución y despacho.

II.3.1.4.4.- Completación de pozos horizontales



II.38.- Perforación Horizontal

Los tipos de completación clásica del pozo vertical, descritos en secciones anteriores, representan la evolución de la tecnología petrolera desde los comienzos de la industria, 1859, hasta hoy. El éxito de la opción para completar y producir económica y eficientemente el pozo depende de los

conocimientos que se tengan de la geología del subsuelo; de los detalles del programa general de perforación; de las evaluaciones petrofísicas y comerciales de los intervalos petrolíferos delineados y del plan de seguimiento del comportamiento de la producción de hidrocarburos con fines de lograr la más larga vida comercial posible de los yacimientos ^[2]. En resumen, se espera extraer el mayor volumen de hidrocarburos correspondiente al área de drenaje de cada pozo. Precisamente, en la década de los setenta, en la industria surgió la idea del pozo horizontal para extraer el mayor volumen de los hidrocarburos **in situ** del área de drenaje de cada pozo y por ende de todo el yacimiento.

Los adelantos en las aplicaciones y tecnología de la completación de pozos horizontales han sido espectaculares (ver Figura II.38). Prácticamente, en todas las áreas petrolíferas del mundo se perfora hoy un gran número de pozos horizontales. Sin embargo, como se discutirá aquí, por razones operacionales, el pozo horizontal definitivamente no sustituye al pozo vertical. Cada tipo tiene sus méritos, según las características geológicas del yacimiento, las características de las formaciones y las propiedades de los hidrocarburos **in situ**.

De los estudios y experimentos de laboratorio, conjuntamente con experiencias derivadas de los trabajos de campo, se ha logrado en los últimos diez años un desarrollo rápido de herramientas y tecnología que incluyen los siguientes procedimientos ^[2]:

- Cementación de la tubería de revestimiento y de producción en el hoyo horizontal, entre cuyos aspectos destacan: la longitud de la tubería, que a veces puede ser muy larga; centralización de la tubería; características del fluido de perforación y de la mezcla diluida de cemento; diámetro y horizontalidad del hoyo, de manera de evitar escurrimiento del cemento y dejar ciertos tramos de la parte superior de la tubería sin el recubrimiento y protección requerido para esa parte “superior” del hoyo

- Tomar secciones sísmicas utilizando equipo de superficie y el de fondo desplazándolo a lo largo del hoyo horizontal para hacer correlaciones lo más exactas posibles

- Hacer perfiles del hoyo horizontal mediante las técnicas de “Medición Mientras se Perfora” (MMSP y su equivalente en inglés LWD)

- Utilizar tubería enrollada para correr ciertos perfiles

- Aplicaciones de fluidos de perforación y de completación, apropiadamente dosificados para aumentar la capacidad y eficiencia de penetración de la barrena, disminución de la turbulencia del flujo del fluido, mantenimiento de sólidos en suspensión, y reducción importante del filtrado hacia la formación

- Mantenimiento de la trayectoria del hoyo en la formación de pequeño espesor y de contacto crítico petróleo/agua, donde la columna petrolífera es muy corta

- Fracturamiento y empaque con grava

- Completación en hoyo desnudo o con tubería ranurada. Utilización de obturadores inflables. Aislamiento y taponamiento de tramos indeseables por flujo de gas o agua

- Mediante modelos y ejercicios de simulacro con las características y datos de los yacimientos, determinar y comparar el comportamiento de pozos verticales y horizontales para decidir lo mas apropiado

- Realización de pruebas especiales de producción de pozos para verificar volumen de petróleo, relación gas/petróleo/agua, comportamiento de la presión del pozo, índices de productividad y otros factores

II.3.1.4.5.- Completación de pozos costafuera

La completación de pozos verticales, desviados y horizontales costafuera, en lo que se refiere a las sartas de producción y sus aditamentos, no difiere mucho de las terminaciones en tierra ^[2]. Sin embargo, la profundidad de las aguas influye mucho en varios aspectos de la completación (ver Figura II.39).

Generalmente, en aguas muy llanas, el cabezal del pozo queda montado sobre una plataforma. Del fondo a la superficie del agua y de allí al piso de la plataforma, como las distancias no son muy largas no hay mucho inconveniente en que las tuberías de superficie, revestidoras y de producción lleguen a la plataforma. En ocasiones, desde una plataforma de cierto tamaño se perforan direccionalmente un grupo de pozos. La plataforma tiene suficiente área propia o área auxiliar adyacente para acomodar separadores, tanques de prueba, de transferencia o de tratamiento, bombas y todo cuanto sea necesario para manejar en el sitio los fluidos producidos. Cuando las distancias a la costa son muy largas, las plataformas están provistas de instalaciones y comodidades para el alojamiento y permanencia del personal de trabajo.



III.39.- Plataforma. Perforación Costa Afuera



II.40.- Complejo Off-Shore

A medida que la

profundidad de las aguas ha ido aumentando, porque las operaciones se realizan cada vez más lejos de la costa, se ha evolucionado en la preparación de diseños de cabezales y sus componentes. Por ejemplo, el cabezal puede permanecer en el fondo del mar (ver Figura II.40). Si la instalación está en contacto directo con el agua se llama “cabezal submarino húmedo”, pero si está aislado del agua por medio de una cámara u otro dispositivo, se le llama “cabezal submarino seco”.

Los tipos de completaciones submarinas y los avances tecnológicos logrados son fruto de adelantos en la electrónica, el radar, la telemetría, la televisión, la soldadura acuática, la electrohidráulica, la metalurgia, los aditamentos y sellos, las válvulas y sensores, la telekinesia, el buceo, la cibernética, la computación, y muchas otras ciencias y tecnologías afines [2].

Así, hoy se puede perforar en profundidad de aguas a más de 1.325 metros. En el fondo del agua y sobre el lecho acuático se dispone la base del cabezal, que primero servirá para la perforación y luego para la producción. Del barco al fondo acuático se hace contacto por medio de una conexión especial denominada “Riser” que facilita el control y manejo de las herramientas de perforación.

Después, el “Riser” o conexión servirá para producir el pozo a la superficie, si no es el caso que su producción se maneje con estaciones submarinas de recolección. Las experiencias que durante muchos años de operaciones costafuera (ver Figura II.41) en aguas llanas ha cosechado la industria en Venezuela, en el Golfo de México, en el Mar Caspio y otros sitios, han servido de base y referencia para operaciones a mayores profundidades de



II.41.- Perforación Costa Afuera

agua como en el Mar del Norte, las costas de California, Alaska, el mismo Golfo de México y otras zonas marinas alrededor del mundo. De igual manera, las nuevas experiencias e innovaciones aplicadas en estas zonas mar adentro a veces se emplean ventajosamente, con o sin modificaciones, en las operaciones en tierra o en zonas de aguas menos profundas.

II.3.1.5.- Sarta de Producción o Tubería Eductora

Al discutir los diferentes tipos de completación de pozos, aparece la utilización de una, dos y hasta tres sartas de producción, según el número de estratos que ameriten ser producidos independientemente. Tan importantes son las especificaciones y diseño de **cada** sarta de producción como las de las sartas de revestimiento ^[2]. Esto, pues ambas por sí y en conjunto, además de representar una gran inversión para cada pozo, son el pozo mismo. Por tanto, el funcionamiento eficaz y durabilidad de cada sarta son garantía de la seguridad y permanencia del pozo.

La manufactura y características de los tubos para sartas de producción se rigen por normas y propiedades físicas recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo (API), que cubren los siguientes parámetros:

- Diámetro nominal
- Diámetro externo
- Peso nominal, con acoplamiento liso o excéntrico (EUE)
- Espesor
- Grado (H-40, J-55, C-75, N-80, P-105, P-110)
- Resistencia a la tensión, colapso y estallido
- Esfuerzo de torsión de enroscado
- Inspección, transporte, mantenimiento y uso

Para satisfacer la variedad de necesidades y condiciones en los pozos, los diámetros externos nominales disponibles son: 19,5; 25,40; 31,75; 38,10; 52,39; 60,32; 73,02; 88,90; 101,60 y 114,30 milímetros, que corresponden respectivamente a $\frac{3}{4}$, 1, $1\frac{1}{4}$, $1\frac{1}{2}$, $2\frac{1}{16}$, $2\frac{3}{8}$, $2\frac{7}{8}$, $3\frac{1}{2}$, 4 y $4\frac{1}{2}$ pulgadas. Generalmente, la longitud de cada tubo para el Rango 1 es de 6,1 a 7,42 metros (20 - 24 pies, inclusive) y para el Rango 2 de 8,54 a 9,76 metros (28 - 32 pies, inclusive). Para cada diámetro hay una serie de grados (H-40, J-55, etc.) y sus correspondientes espesores, según la resistencia a la tensión, colapso y estallido requeridos, que se relacionan con el peso integral de cada tubo.

Todo es importante en cada tubo, pero al elegir la “sarta” hay una parte que requiere especial atención, como lo es el acoplamiento o enrosque de los extremos de los tubos entre sí para “formar la sarta”. Cada tubo tiene en un extremo (macho) un cordón de roscas externas y en el otro (hembra) una unión o niple, de mayor diámetro que el cuerpo del tubo, con su cordón interno de roscas. Como el enroscamiento de los tubos debe formar un empalme integral que no filtre, las roscas juegan un papel muy importante y por ello el número de roscas, generalmente de 3 a 4 por centímetro lineal, aproximadamente, tienen configuraciones variadas para que junto con el hombrillo donde se asienta el borde del macho en la hembra se produzca un sello de metal a prueba de fuga. Además, de la fortaleza del acoplamiento depende que la carga colgada que representa la sarta **no se desprenda**.

Por eso, la resistencia del acoplamiento es esencialmente igual a la que posee la totalidad del tubo. Para darle a la unión la fortaleza requerida es que el metal es más grueso en ese punto y el recalce se hace externamente. También se fabrican conexiones sin recalce. Las tuberías para revestimiento de pozos, las tuberías de producción y las tuberías ranuradas se fabrican sin costura, de piezas integrales o soldadas eléctricamente, de acuerdo con normas y especificaciones que rigen el aspecto químico-metalúrgico de los aceros escogidos; así como también el proceso

térmico empleado en la manufactura de las tuberías; el control de calidad de fabricación, que incluye pruebas químicas y físicas de tensión, colapso y estallido.

Aditamentos para la sarta de producción

Debido a los requerimientos y opciones de la completación, el diseño de la sarta de producción puede ser sencillo o complejo. Habida cuenta de la profundidad, presiones, estratos a producir y características de la producción, hay disponibles una variedad de aditamentos complementarios para la instalación y fijación de la sarta en el pozo y otros que, formando parte integral de la sarta, sirven para ciertas funciones y acciones mecánicas que de vez en cuando deban hacerse en el pozo por medio de la sarta o a través de ella ^[2].

En el primer caso, se tiene la válvula de “charnela”, que se enrosca en el extremo inferior de la sarta. La zapata guía, en caso de circulación o cementación, que también puede enroscarse en el extremo inferior. Centralizadores, que pueden ser ubicados a profundidades escogidas para centrar la sarta en el hoyo. Obturadores o empacaduras para fijar la sarta en diferentes sitios o para aislar zonas diferentes de producción, como en el caso de completación con varias zonas. Niples o válvulas deslizables, que por medio de su manipulación con herramientas colgadas de una guaya o cable pueden abrirse o cerrarse desde la superficie para cerrar o iniciar el flujo, inyectar fluidos, etc. Válvulas de seguridad para controlar el flujo del pozo en caso de averías en el cabezal. Estranguladores de fondo. Mandriles para el asiento de válvulas para levantamiento artificial por gas. Además, hay disponibles algunos otros dispositivos para medición permanente de temperatura, presión de fondo, medidores de corrosión, o tuberías de muy pequeño diámetro para circulación de diluyente o aditivos anticorrosivos.

Tubería continua o devanada de producción (Coiled Tubing)

En la década de los años sesenta se hicieron intentos por establecer en la industria petrolera el uso de la tubería continua de producción o tubería enrollada, especialmente en tareas de servicio y mantenimiento de pozos que necesiten una tubería de diámetro pequeño. Los esfuerzos de entonces no echaron raíces.

La utilización de tubería continua (o sea la tubería que a semejanza de un cable se enrolla en un carrete) nació de las necesidades de suministros rápidos y de flujos constantes de combustibles para los ejércitos aliados durante la invasión de Normandía, Francia, en junio de 1944, Segunda Guerra Mundial ^[2].

El servicio logrado con estos poliductos, de 76,2 milímetros de diámetro interno (3 pulgadas), fue extraordinario. Desde la costa inglesa, 23 tuberías cruzaron el Canal de la Mancha para llegar a cada playa de desembarque dominada por las tropas invasoras de la costa francesa. Individualmente, 17 tuberías alcanzaron 48 kilómetros de longitud y otras seis se extendieron 112 kilómetros tierra adentro.

Desde 1976 en adelante se avanzó en la técnica de fabricación de tubería enrollada y ya para 1980 se habían logrado establecer las categorías técnicas deseadas. A partir de noviembre de 1991 hasta junio de 1993, Alexander Sas-Jaworsky II et al. escribieron para la revista World Oil una serie de 16 artículos sobre “Tubería enrollada... operaciones y servicios”, que cubren detalladamente los logros y los siguientes aspectos:

- Seguridad en el trabajo con tubería enrollada
- Diámetro del tubo, resistencia y comportamiento (pandeo y dobladuras residuales)

- Capacidad de la tubería enrollada en operaciones y servicios
- Lavado de arena y limpieza de pozos, descarga de sólidos a chorro
- Empleo de la tubería enrollada en el hoyo en trabajos con guaya fina y registros de pozos
- Estimulaciones de pozos, inyección de ácido y lavado a través de las perforaciones a bala
- Consolidación de arena deleznable
- Cementación
- Ensanchamiento del hoyo
- Rescate de piezas y fresado a través de la tubería de producción
- Perforación con tubería enrollada
- Tubería enrollada utilizada como tubería de achique y tubería de producción
- Uso futuro de la tubería enrollada.
- Por las aplicaciones actuales de la tubería enrollada se pueden apreciar los adelantos que han enriquecido y ampliado la tecnología de reacondicionamiento de pozos, tarea a la que han contribuido empresas petroleras, empresas de servicio y fabricantes de material tubular, de herramientas y de equipos requeridos para las diferentes etapas de las operaciones de campo. Las propiedades y características de la tubería

enrollada responden a determinadas especificaciones técnicas incluidas en la serie de publicaciones, que se ha indicado.

Los procedimientos de fabricación de tubería enrollada son básicamente los mismos que se emplean cuando para este tipo de tubería se utiliza el acero convencional al carbono pero después la tubería se somete a calibración del diámetro y al proceso de templado rápido. Las propiedades mecánicas de la tubería se ajustan a las especificaciones divulgadas por el API en su Boletín 5C3, “Fórmulas y Cálculos para Tuberías de Revestimiento, de Producción, de Perforación y de Ductos”.

Por las características de fabricación y por sus propiedades mecánicas, la tubería enrollada de hoy puede utilizarse como tubería de permanente producción del pozo, bajo ciertas condiciones de la modalidad de flujo del yacimiento y otros aspectos de funcionamiento de la sarta en el hoyo. Hay tuberías hasta de 3,5 pulgadas de diámetro normal (88,9 mm). Como la sarta no tiene conexiones, es toda hermética y no hay fugas. Sin embargo, el procedimiento mecánico de meter y sacar tubería continua del hoyo conlleva que se hagan seis pasos que implican doblar y desdoblar la tubería en la distancia entre el carrete y el cabezal del pozo, tres a la metida y tres a la sacada. El arco de dobladura depende del diámetro del eje del carrete y del radio de la guía sobre el cabezal. Ejemplos de otras muy variadas aplicaciones de tubería enrollada en trabajos de campo se han efectuado en diferentes regiones petrolíferas del mundo, con marcado énfasis en los Estados Unidos (Alaska, Texas y la costa estadounidense del Golfo de México), Canadá, Noruega y otras áreas del Mar del Norte.

De los avances tecnológicos logrados hasta hoy en la manufactura y aplicaciones de la tubería enrollada en actividades de perforación y producción, se aprecia que se obtendrán en el futuro mayores contribuciones en la medida en que se generalice el uso de este tipo de tubería.

II.3.2.- Práctica de Completación

Ejemplo 1: Programa General de Completación. (N. Bueno. Clases Pozos II. Noviembre 2003)

Procedimiento de Trabajo:

- 1.- Verificar presiones y condiciones de superficie
- 2.- Controlar el pozo
- 3.- Recuperar la completación existente con tubería y empacadura hidráulica. Circular, sacar y reportar las condiciones de la empacadura en superficie
- 4.- Bajar la sarta de tubería (existente en el pozo), empacadura mecánica para revestidor de producción y tapón puente. Asentar empacadura, probar revestimiento, tubería y tapón con 2000 lppc contra el tapón
- 5.- Bajar tubería con cañones según programa
- 6.- Llenar tubería con gas oil, para mantener el sistema
- 7.- Bajar tubería con obturador mecánico y fijar, llenar anular con gas oil
- 8.- Llenar anular con gas oil, observar mantenimiento del nivel
- 9.- Circular gas oil y observar retornos
- 10.- Realizar Step-Rate-Test, Step-Down-Test y Minifrac para obtener información necesaria para ajustar diseño final

11.- Realizar los arreglos necesarios para efectuar procedimiento de High Sand con arenas resinadas

12.- Desasentar obturador, circular bien, sacar sarta

13.- Bajar tubería y limpiar arena resinada hasta el tope del tapón puente. Sacar mecha a superficie

14.- Completación con Gas Lift de la siguiente manera:

Realizar una reunión aclaratoria del trabajo recalcando los roles y procedimientos a seguir.

Ejemplo 2: Programa de Completación (M. Hércules, 1998)

El pozo UCV-1 perteneciente al programa de desarrollo del campo La Facultad por parte de EIP, Distrito Universitario, se estima ser perforado hasta la profundidad vertical de 15845'. Se estima bajar y cementar revestimiento de 9 ⁵/₈" a 13537', Igualmente se estima colgar la camisa de 7" a 13200'. El objetivo de este pozo es completarlo como productor sencillo, para lo cual se emite el siguiente Procedimiento de Trabajo.

Procedimiento de Trabajo

1.- Bajar con mecha de 8 ³/₈" y raspador, limpiar cemento dentro del revestidor de 9 ⁵/₈" hasta el tope del colgador de la camisa de 7" estimada a 13200'. Sacar tubería.

2.- Bajar con empackadura y realizar prueba seca según programa hasta un equivalente de 8,33 lpg.

3.- Bajar con mecha tricónica de 5 $\frac{7}{8}$ " y raspador con tubería combinada de perforación 3 $\frac{1}{2}$ " y 5" (se requiere bajar a aproximadamente 2550' de tubería de 3 $\frac{1}{2}$ ") y limpiar costras de cemento dentro del colgador de 7" hasta el Landing Collar a 15750' (E).

4.- Realizar el desplazamiento del lodo 100% aceite densificado con CaCO₃ de 11,5 lpg, por agua tratada de 8,33 lpg, con 50 bls de gasoil como espaciador, seguidos de píldoras de limpieza y continuar circulando el pozo con agua fresca hasta observar retorno limpio (dejar en el fondo agua tratada).

Nota: a) El agua fresca debe ser tratada con los siguiente productos químicos y en las concentraciones indicadas.

- NALCO 780 (ó equivalente Lipsea 351) = 1 gal/100 bls
- NALCO 321 (ó equivalente Lipsea 106) = 4 gal/100 bls
- VISCO 938 (ó equivalente Lipsea 22) = 4 gal/100 bls

b) Colocar el agua tratada que se utilizará para la completación en los tanques de reserva del taladro (previamente bien limpios), para después ser bombeada en la última circulación cuando ya se obtenga el retorno limpio.

5.- Sacar quebrando tubería de 3 $\frac{1}{2}$ "

6.- Bajar con tubería de 5" y Dresser Mill (fresadora) de 7 $\frac{3}{8}$ " y limpiar el receptáculo pulido del colgador a 13200' (E)

7.- Medir y calibrar empaaduras y revestimiento de 9 $\frac{5}{8}$ "

8.- Bajar con tubería de perforación de 5" y empaadura permanente de 9 $\frac{5}{8}$ " hasta el tope del colgador de 9 $\frac{5}{8}$ " x 7" a 13200'

9.- Introducir unidad de sellos (TIE BACK) 7 ³/₈" en el tope del colgador a 13200' (E) colocar 15000 lbs de peso hasta localizar tope (longitud de espiga de sello 6')

10.- Cerrar los sellos superiores y presurizar por anular de 9 ⁵/₈" x 5" con 1000 lppc manteniendo la integridad de los sellos

11.- Lanzar bola de acero maleable de 1 ³/₄" y esperar por descenso de la misma +/- 01:30 Hrs:min. Asentar empacadura colocando 2000 lppc por la tubería de perforación, tensionar con +/- 30000 lbs por encima del peso para verificar el asentamiento de las cuñas. Desahogar presión de la tubería

12.- Probar nuevamente por anular con 2000 lppc para verificar integridad de la empacadura, manteniendo la tubería abierta

13.- Liberar Setting Tool, sacar tubería de perforación quebrando 1 a 1

Nota: Un representante de los equipos de completación deberá estar presente durante las operaciones de completación del pozo

14.- Medir y calibrar espigas de sellos

15.- Ensamblar y bajar sarta de completación CS hydril, 4 ¹/₂", C-90, 12,75 #/pie, (ID: 3,958") hasta tope de la empacadura permanente (12662' (E)). Conectar líneas de bombeo del taladro y establecer circulación, continuar bajando hasta observar incremento de presión (Presión Máxima 600 lppc), desahogar presión y continuar bajando hasta localizar tope de la empacadura con +/- 15000 lbs de peso.

Nota:

- Extremar medidas de seguridad y supervisión durante la bajada de la tubería de completación para evitar fallas operacionales tales como caída de sarta o herramienta dentro del hoyo.
- Disponer de Collarín (grampa de seguridad) para ser utilizado como medida preventiva al inicio de la bajada de la tubería.
- Disponer de Pop-Joint “adaptadores” de 2’, 4’, 6’, 8’ y 10’ de 4 1/2”, 12,75 #/pie CS HYD (ID: 3,958”), C-90 para espaciar la sarta.
- Utilizar un torque en la tubería de 4 1/2”, 12,75 #/pie, CS hyd, C-90, DE 4500 lbs/pie.
- Utilizar machaca para el manejo de la tubería de completación.
- Disponer de una conexión doble pin 4 1/2”, 12,75 #/pie CS hyd, C-90 para conectar la tubería al colgador de la tubería.

16.- Cerrar Sellos Superiores y probar integridad de la espiga de sellos con 2000 lppc por el anular de 9 5/8” x 4 1/2”. Desahogar presión

17.- Espaciar y colgar 2’ sobre la empacadura

18.- Energizar sellos. Probar sellado presurizando por el anular de 9 5/8” x 4 1/2” con 2000 lppc a través de la válvula del Flange de la sección “D”, manteniendo la tubería abierta

19.- Realizar viaje de calibración con guaya fina y cortador de 2 3/4”, chequear fondo

20.- Instalar válvula de contrapresión BPV en el colgador de 4 1/2”

21.- Retirar válvula BOP’S e instalar el cabezal de producción, recuperar válvula de contrapresión. Instalar tapón de prueba en el colgador y probar los sellos de las válvulas

22.- Cerrar cabezal de inyección para asegurar el pozo. Mudar el taladro a la nueva localización indicada por el Operador del Pozo.

Verificar fluido a dejar en el pozo con la completación. Verificar la corrida de los revestidores, características, diámetros y calibración realizada.

Bajar la sarta de completación.

Durante la bajada de la sarta verificar se coloque grasa sellante en cantidad suficiente a cada unión.

Bajar sarta de completación hasta posicionar los obturadores cercanos a la profundidad de asentamiento.

Proceder a circular un ciclo completo, para evitar lavar gomas de la empacadura. Verificar la presión de circulación.

Proceder a realizar el espaciado de la sarta. Asentar empacadura mecánica.

Presurizar la sarta y probar asentamiento del obturador.

Instalar válvula check. Quitar set de BOP'S. Instalar árbol de navidad, recuperar válvula check e instalar tapón ciego. Probar árbol de navidad.

Recuperar tapón ciego.

II.3.3.- Fluidos de Completación

II.3.3.1.- Fluidos de Completación y/o Reacondicionamiento de Pozos

Es cualquier fluido colocado frente a una zona de producción, antes o inmediatamente después del agujeramiento por cañoneo, o un fluido inyectado a través de la formación durante las operaciones de reparación, tales como los ampliaciones, los empaques de grava o cualquier trabajo de reparación que deba ejecutarse para mejorar la producción ^[13].

II.3.3.2.- Funciones de los Fluidos de Completación y/o Reacondicionamiento

Controlar las presiones del yacimiento

Eliminar del hoyo todos los sólidos móviles (ripios, arena, etc.), suspenderlos y transportarlos hacia la superficie

Enfriar y lubricar la sarta de trabajo y las herramientas, hoyo abajo

Reducir a un mínimo, tanto las pérdidas por fricción mecánica como por el fluido

No dañar las zonas productivas

Ser estable, no tóxico, no corrosivo e inherentemente limpio

Ser inerte a la contaminación por sales solubles, minerales, cemento, etc

Ser técnicamente estable

Ser biodegradable

Ser económico

II.3.3.3.- Tipos de Fluidos

i) De Base Acuosa

Generalmente, son fluidos modificados de perforación; salmueras, agua dulce, o fluidos especialmente diseñados con diferentes propósitos (empaque, pérdida de circulación y otros).

En la actualidad, el uso de los fluidos de perforación, aun modificados, no es una práctica común en los trabajos de rehabilitación, ya que debido al alto contenido de sólidos ocasionan daños a la formación productora. Las salmueras son las más utilizadas, dado que no contienen sólidos insolubles. Por consiguiente, no ponen ningún material de control de pérdida de fluido ^[13].

El uso apropiado de sales o mezcla de ellas proporciona un fluido que no contiene sólidos y posee suficiente densidad como para controlar las presiones del pozo. Las investigaciones recientes han llevado al desarrollo de una variedad de salmueras, cuya densidad alcanza **hasta 20,2 lb/gal**; entre ellas se tiene:

II.3.- Salmueras y densidades alcanzadas por las mismas

Salmueras naturales, que varían en su densidad; pero, normalmente, se encuentran entre 8,5 a 9,5 lb/gal, incluyendo agua de mar.		
KCl	Máxima Densidad Alcanzada	9,7 lb/gal
NaCl	Máxima Densidad Alcanzada	10,0 lb/gal
CaCl ₂	Máxima Densidad Alcanzada	11,7 lb/gal
NaBr	Máxima Densidad Alcanzada	12,7 lb/gal
CaBr ₂	Máxima Densidad Alcanzada	15,1 lb/gal
(ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂)	Máxima Densidad Alcanzada	19,2 lb/gal
(CaBr ₂ /ZnBr ₂)	Máxima Densidad Alcanzada	20,2 lb/gal

Fuente: Ingeniería de Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Centro de Formación y Adiestramiento de PDVSA y sus filiales ^[13]

Las salmueras preparadas apropiadamente están libres de sólidos, y su densidad se debe sólo a las sales disueltas.

Las salmueras con densidades por encima de 9 lb/gal, pueden inhibir parcialmente las arcillas. Así previenen el hinchamiento de las mismas. Por la relativa baja viscosidad de estas salmueras, proveen una excelente aplicación, especialmente en pozos susceptibles al efecto pistón.

Existen varios problemas asociados con salmueras de alto peso. Entre estos se tiene: la posible pérdida de grandes volúmenes de fluido a la formación, limitación en la capacidad de acarreo de ripios y su acción corrosiva.

La densidad de las salmueras depende de la temperatura. Por eso se requiere conocer el promedio de temperaturas de operación esperada, para preparar la densidad correcta en la superficie.

Por ejemplo, se requiere una mezcla de $\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$ de 13 lb/gal en pozos con estimados de temperatura de 200 °F. En este caso, la densidad de la salmuera en la superficie (80 °F) debe ser 13,2 lb/gal, para un buen control de la presión de formación.

Se dispone de tablas que muestran el efecto de la temperatura sobre salmueras. Las salmueras pesadas son costosas, por lo que se hace imperativo la precaución en su preparación y manejo. El uso de estas salmueras debe ser estrechamente supervisado, con el fin de evitar los problemas que se han indicado.

Si la presión hidrostática es muy alta con respecto a la presión de la formación, pueden ocurrir pérdidas severas de circulación. Esto podría ocasionar un bloqueo por agua, obstrucción por formación de emulsión, y/o bloqueo de sólidos, debido al paso de los finos de la formación. Por lo tanto, se necesitaría un mejor balance de presiones para **minimizar el riesgo** de que esto ocurra. Aunque se pueden utilizar viscosificantes en la mayoría de las salmueras, éstos normalmente no son efectivos para el control de pérdidas de circulación a gran escala, por lo que se requiere el uso de materiales que taponen temporalmente la formación.

La viscosidad de las salmueras es baja, y disminuye a medida que el agua es más fresca. Esto limita su uso en pozos con problemas de arenamiento. Las salmueras no tienen cualidades de suspensión y cuando el proceso de circulación se detiene, los sólidos se decantan rápidamente, por lo que resulta muy difícil limpiar el pozo con estas condiciones.

La temperatura de superficie es un parámetro crítico en el manejo de salmueras pesadas, ya que hay a un nivel de temperatura, por debajo del cual se transforman en una **solución sobresaturada** y las sales tienden a cristalizar o precipitar. Cuando esto ocurre, la salmuera se solidifica. El punto de cristalización debe determinarse **en cada salmuera que se va a utilizar**. Cuando este punto se alcanza a la temperatura de superficie y no puede disminuirse por ajuste de formulación, se tiene que elegir un sistema alternativo. Si la temperatura de superficie es alta, se recomienda usar concentraciones altas de material poco costoso, tal como cloruro de calcio. En caso contrario, deben emplearse altas concentraciones de sales más costosas, tales como bromuro de calcio o bromuro de zinc, para **reducir el punto de cristalización**.

Las salmueras son higroscópicas; por consiguiente, absorben humedad de la atmósfera. Esta agua absorbida por la salmuera da como resultado un descenso en densidad, y para su transporte y almacenamiento se hacen necesarios tanques herméticos. Esta situación se vuelve crítica cuando se utilizan salmueras que contienen cloruro de calcio, bromuro de calcio y/o bromuro de zinc. Además, las salmueras son corrosivas; por lo cual se transforman en un problema a medida que aumenta la temperatura y especialmente, a densidades por encima de 16 lb/gal. En esta situación, se dispone de pocos inhibidores de corrosión, y los que existen deben garantizar que, por sí solos, no causen daño a la formación. Antes de su uso en el pozo, todas las salmueras deben filtrarse, para eliminar las impurezas, o la presencia de sólidos indeseables.

El agua de mar, salmueras naturales o salmueras comerciales, pueden contener sólidos, los cuales deben removerse. De no realizarse esta operación, pueden causar la reducción a la permeabilidad, superior al 50%. Para evitar eso, se debe disponer en superficie, de sistemas capaces de remover sólidos.

ii) De Base Aceite

Se usan dos tipos generales: los aceites minerales y las emulsiones con la fase externa de aceite. (llamada lodos invertidos) ^[13].

Aceites Minerales

Estos son preparados bien sea de petróleo crudo puro, que no sea pesado debido a que tiene viscosidad insuficiente o gelación para suspender los materiales de peso, o de otros aceites. La viscosidad se induce por medio de un mejorador del índice de viscosidad, con el fin de “soportar el peso del material cuando se agrega”. La viscosidad de estos fluidos, por lo general, disminuye con el aumento de la temperatura. Esto podría hacer que existan problemas de inestabilidad a altas temperaturas o de control de corrosión.

iii) Emulsiones (invertidas) con Fase Externa de Aceite

Se han desarrollado los emulsificadores primarios, estables a alta temperatura, y los procedimientos de mezcla, para preparar una emulsión invertida, que sea estable a temperaturas por encima de 500°F y que pueda densificarse desde 8.0 lbs/gal hasta 20 lbs/gal. Estas emulsiones deberían cubrir la mayoría de los requerimientos en el campo petrolero. Se pueden densificar hasta 14 lbs/gal con un material soluble en ácido.

La pérdida de filtrado de la emulsión es prácticamente nula. Además, el filtrado que se pierde viene de la fase externa del aceite y, por lo tanto, **no hidrata** las arcillas. Sin embargo, podría ocurrir la humectación por aceite de la formación.

Cuando puede tolerarse el uso de productos derivados del petróleo, este es el mejor tipo de fluido que ha de usarse. El costo inicial por barril sería más alto que el

de fluidos de perforación modificados; pero, no tan elevado como los bromuros o algunos fluidos especialmente diseñados. En cualquier caso, sus propiedades son suficientes para garantizar su uso, si se desea la **mayor protección de la formación**. Igualmente, ofrece los siguientes beneficios: control de presión, disminución de los problemas de corrosión, fluidez con una fácil regulación y suficiente fuerza de geles para limpiar el hoyo y la suspensión de los sólidos mientras estén en reposo.

Adicionalmente, el uso de una emulsión invertida presenta las siguientes ventajas: la facilidad de su preparación y el hecho de que se pueda emplear un material de peso soluble en ácido. Para convertir este tipo de fluido en un de empaque ideal, deben realizarse muy pocas modificaciones.

Las desventajas de este fluido son las restricciones ecológicas y que sólo pueden lograrse 14 lbs/gal de peso máximo con el carbonato de calcio. Es posible obtener pesos más altos colocando algún tipo de sal en la fase interna del agua, u óxidos de hierro en la fase externa. La barita es la única sustancia que **no** puede utilizarse como material de peso en los fluidos de completación o de reacondicionamiento de pozos.

II.3.3.4.- Teoría de las Emulsiones ^[13]

Las condiciones ideales para producir una emulsión son las siguientes: dos fluidos inmiscibles (por ejemplo: agua y aceite), un agente emulsionante (llamado estabilizante) y la energía o trabajo que se aplica mediante la agitación. Este último requerimiento es muy importante, pero frecuentemente se descuida. Se puede afirmar que la turbulencia es indispensable para producir una emulsión estable, al igual que la calidad, composición y concentración del agente emulsionante en la interfase agua-aceite. Se ha determinado que la estabilización requiere una combinación de uno o más de los siguientes efectos, sobre la interfase agua-aceite:

Disminución de la tensión superficial e interfacial

Formación de películas insolubles estables

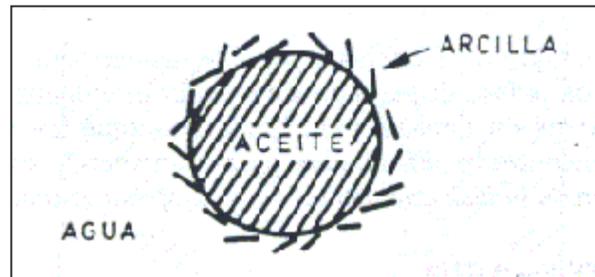
Absorción de partículas sólidas

Los tres efectos están muy relacionados con los tipos de agentes emulsionantes y con la clase de emulsión formada. Es probable que cada emulsión sea afectada, en distinto grado, por una combinación de estos mecanismos. Las emulsiones que se forman se denominan frecuentemente “emulsiones de tipo mecánico”, o “emulsiones de tipo químico”.

i) Emulsiones Mecánicas

Estas se forman añadiendo petróleo crudo o gasoil a un fluido de base acuosa (ver Figura II.42). Las más comunes contienen uno o varios agentes emulsionantes. Los componentes principales son materiales tales como: arcillas finamente divididas, agentes de control de pérdidas de agua y dispersantes.

Estas emulsiones mecánicas son menos estables que las emulsiones químicas, pero son fáciles de preparar. Un gran porcentaje de las emulsiones de aceite en agua pertenecen al tipo



II.42.- Emulsión Mecánica

“emulsión mecánica”. La inestabilidad de estas sustancias se produce debido a que, al aumentar la presión y temperatura, los glóbulos de aceite tienden a coalescer. Esta coalescencia es una de las razones por las cuales el aceite tiende a separarse en los tanques.

ii) Emulsiones Químicas

La mayor estabilidad de las emulsiones químicas se logra mediante la formación de una película resistente en la interfase agua-aceite. En una buena emulsión química, esta película es una fuerza poderosa de estabilización. La emulsión es estable, aun en las condiciones de alta presión y alta temperatura reinantes en el pozo. Una emulsión puede parecer buena, a las condiciones de superficie; pero, romperse a las condiciones de fondo. Por esto, es necesario, someter la emulsión a temperatura y presión “simuladas”, en un laboratorio, antes de intentar su uso.

La menor tensión superficial también reduce el daño a la formación, debido al bloqueo por agua. Los estimulantes utilizados en los pozos hacen uso de este principio de disminuir la tensión superficial, para romper bloqueos de agua dentro de la zona productiva.

Con el incremento en viscosidad de la fase continua, aumenta la estabilidad de una emulsión, pues disminuye el número de colisiones o choques entre las gotas.

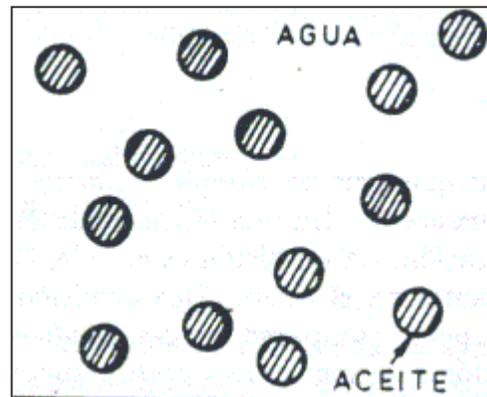
Similarmente, la estabilidad decrece con el incremento de la temperatura, porque aumenta el número de colisiones o choques entre las gotas. La viscosidad de una emulsión se incrementa en forma proporcional a la fase dispersa; pero, los aumentos más significativos tienen lugar cuando la proporción de la fase dispersa excede del 40%. Por ejemplo: una emulsión de petróleo es de 35cP si es de 60%, y 59cP cuando es de 70%.

Aunque el máximo conjunto de esferas o gotas de diámetro uniforme es 74% del volumen total, la proporción de la fase dispersa puede exceder este límite. Por una parte, porque las gotas no son uniformes en tamaño, pero también porque las mismas se deforman. Sin embargo, se han encontrado dificultades para mantener la

estabilidad de la emulsión **cuando la proporción de la fase dispersa se incrementa por encima del 75%**.

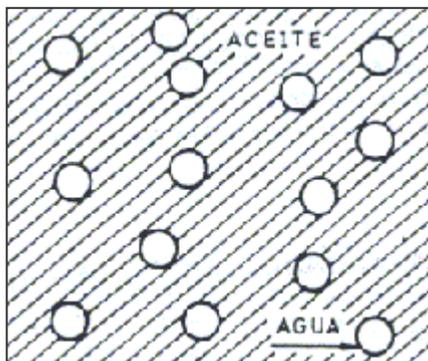
iii) Emulsión Aceite en Agua

En este tipo de emulsión, el agua es la fase externa o continua, y el aceite la fase interna o discontinua (ver Figura II.43). La función del agente emulsionante es doble: primero, disminuye la tensión interfacial entre el aceite y el agua, de forma que el aceite pueda ser dispersado en pequeñas gotas en la fase acuosa; segundo, debe estabilizar las gotas de aceite de manera que no se unan al ponerse en contacto a las condiciones del pozo (presión y temperatura).



II.43.- Emulsión Aceite en Agua

iv) Emulsión Inversa



II.44.- Emulsión Agua en Aceite

En una emulsión inversa, el agua se rompe en pequeñas gotas que se dispersan uniformemente en la fase oleosa (ver Figura II.44). Cuanta más agua esté presente en la emulsión (más de 5%), mayor será la posibilidad de que las gotas coalezcan. Siempre que el tamaño de la gota sea el mismo, el sistema con **menos agua será más estable**. La distancia entre las gotas se incrementa, la cual reduce la posibilidad de que coalezcan.

Para emulsionar totalmente el agua en gasoil, debe haber suficiente emulsionante químico como para formar una película alrededor de cada gota de agua; de lo contrario, la emulsión será **inestable**.

Desde el punto de vista de su estabilidad, mientras más pequeña es la gota, más estable es la emulsión. Las **gotas** grandes coalescen más fácilmente que las pequeñas. Un tamaño uniforme de gotas también hace que la emulsión sea más estable. Para obtener gotas pequeñas, de tamaño uniforme, debe aplicarse energía o trabajo en forma de esfuerzo constante. Esto se hace por agitación con las escopetas o bombas centrífugas.

Cuando el gasoil (fase continua) se agrega a una emulsión inversa, el sistema emulsionando se hace más estable ya que aumenta la distancia entre las gotas. En el caso inverso, es decir, con agregados adicionales de agua, disminuiría la estabilidad, debido a que se reduce la distancia entre las gotas de agua.

Agregar agua o gasoil afecta la viscosidad: la viscosidad disminuye al aumentar el gas-oil mientras que el agua la aumenta. Para el control de la viscosidad, gelaficación y filtrado es necesario un “balance” del agua y del petróleo (estabilidad).

El buen mezclado es esencial para formar una emulsión estable. La estabilidad de cualquier emulsión inversa depende mucho del tamaño de las gotas de agua dispersas. Como ya se dijo, las gotas grandes tienen tendencia a coalescer o juntarse mientras que las pequeñas se suspenden fácilmente y no coalescen.

Si en la preparación se utilizan bombas de desplazamiento positivo, deben hacerse todos los esfuerzos posibles para lograr la máxima presión en las escopetas (son deseables presiones mínimas de 250 lppc por escopeta). Las bombas centrífugas son capaces de proveer una emulsión muy estable en breves períodos. Esto se debe a

la capacidad de estas bombas de manejar grandes volúmenes de fluido y a la acción de corte de los impulsores.

II.3.3.5.- Ventajas y Desventajas de los Lodos a Base de Aceite

Aceites Minerales

Los lodos derivados del petróleo crudo limpio son, probablemente, los mejores fluidos que puedan colocarse frente a cualquier formación productiva. Éstos están fácilmente disponibles y, comparativamente, son económicos. Sin embargo, cuando se usan como la base para un fluido de completación o reacondicionamiento de pozos, en la mayoría de los casos, las desventajas sobrepasan las ventajas. Los aceites derivados del petróleo crudo limpio **no** pueden densificarse fácilmente sin agregarles viscosificantes, y esto aumenta considerablemente el costo. Ellos también constituyen un riesgo de incendio, especialmente si algo se está mezclando con estos a través de un tanque abierto. Además, ocasionan problemas de orden ecológico en las operaciones costa afuera.

II.3.3.6.- Factores que Afectan la Selección de un Fluido

i) Temperatura

A 300°F y más, se disminuye la corrosión del tipo picadura producida por el oxígeno en los fluidos a base de agua, pero sólo las soluciones minerales y algunos lodos a base de lignosulfonato son estables a estas temperaturas ^[13]. En estos momentos, los fluidos a base de aceite son los más conocidos, para la aplicación en este rango de temperatura. Se recomienda un máximo de 300°F para un fluido a base de agua viscosificado y densificado. Si este va a estar hoyo abajo por un período prolongado, no debe utilizarse como viscosificador la hidroxietilcelulosa, debido a

que este último no le imprime propiedades tixotrópicas al fluido, causando asentamiento de sólidos.

ii) Presión de la Formación

El peso del fluido, suficiente para controlar la presión del pozo, es una prioridad. Pero, mientras más material de peso se requiere para lograr esto, habrá más oportunidad de asentamiento de sólidos que pueden causar problemas ^[13]. Esto se relaciona, muy de cerca, con la estabilidad de temperatura, ya que algunos fluidos suspenden fácilmente sólidos a bajas temperaturas, pero no a altas temperaturas.

II.3.3.7.- Requerimientos de un Fluido

i) Material del Pozo

El tipo de material utilizado para densificar el fluido es un factor importante. Si se maneja en forma de partículas sólidas, el material debería ser preferiblemente soluble en ácido, con el fin de que pueda eliminarse con ácidos desde el hoyo perforado, en caso de que la formación perforada esté obstruida por cañoneo ^[13].

La gravedad específica debe ser tan alta como sea posible para minimizar la cantidad requerida para lograr el peso necesario. Muchos materiales, tales como la barita, galena u óxido de hierro, tienen gravedades específicas más altas que el carbonato de calcio (el cual se usa comúnmente). Así se pueden obtener mezclas de pesos altos y utilizar menos material para alcanzar el peso de una mezcla equivalente. Sin embargo, estos materiales no son solubles completamente en ácidos y su remoción de la formación, o aun el trabajo del cañoneo, es prácticamente imposible.

También es importante el tamaño de las partículas del material. Tanto el tamaño seleccionado de las partículas como la distribución de las mismas pueden

ayudar en el control de la pérdida de filtrado y aun más a la pérdida de la mezcla hacia las cavidades de la formación. La suspensión de partículas de tamaño muy grande será más difícil, mientras que para unas partículas demasiado pequeñas se requiere de una gran cantidad de fluido para humedecer las áreas superficiales grandes. Esto ocasiona que la viscosidad aumente o que se requieran más fluidos, lo cual, a su vez, reduce el efecto del material de peso.

ii) Propiedades de los Sólidos Suspendidos

En muchos casos en los cuales se deban utilizar procedimientos de reacondicionamiento de pozos o empaques de grava, y las presiones sean lo suficientemente altas como para que las salmueras más económicas no sean lo suficientemente pesadas para controlar el pozo, debe elegirse, entonces, entre usar salmuera costosa o emplear como material de peso un material de partículas solubles en ácidos. Con el fin de suspender este material, debe aumentarse la viscosidad o la fuerza de gelación del fluido que va a suspender estas partículas ^[13]. Esto se logra por medio de algún tipo de viscosificador. El mismo debe poseer las siguientes características: (1) tener bajos residuos de sólidos o ser degradable en ácido (2) poseer estabilidad de temperatura, y mantener la viscosidad y la fuerza de geles necesarias para suspender el material de peso y proporcionar un control de la pérdida de filtrado (3) estar fácilmente disponible y (4) que su costo no sea prohibitivo.

iii) Corrosión

La corrosión es uno de los problemas que requiere mayor atención cuando se coloca un fluido en el pozo por un periodo prolongado ^[13]. Algunas de las soluciones de salmuera sin sólidos pueden ser corrosivas, tales como aquellas que contienen ciertas concentraciones de cloruro de zinc. Por el contrario, otras no son tan corrosivas, tales como las que contienen bromuro de calcio. Las combinaciones de

cloruro de calcio y cloruro de sodio tienden a ser menos corrosivas que cualquiera de las mismas usadas en forma independiente.

La corrosión inducida por algunos fluidos puede controlarse. Sin embargo, ello tan sólo a un nivel aceptable. Es posible minimizar la corrosión, aumentando el pH del fluido a base de agua a 10 o más. Pero, la mayoría de los operadores todavía prefieren agregar materiales inhibidores. Los cromatos de sodio se usan como capas protectoras de amina, con éxito variable. Es decir, que cuando se utilizan las capas finas de amina, debe tenerse cuidado de agregar las cantidades suficientes para cubrir todas las superficies; o de lo contrario se puede producir corrosión localizada en las áreas desprotegidas.

Los depuradores de oxígeno pueden agregarse a los fluidos a base de agua, para reducir la corrosión por oxidación. Sin embargo, si el fluido se bombea o se agita en contacto con la atmósfera, debe repararse de tiempo en tiempo. Cuando los fluidos están en reposo, la tasa de corrosión disminuye con el tiempo, a medida que se agota la cantidad de oxígeno, siempre y cuando el pH no disminuya.

Todavía no se han concluido las pruebas relacionadas con la evolución del gas H_2S proveniente de la descomposición, a altas temperaturas, del lodo a base de lignosulfonato. Tampoco se han finalizado las referentes a la influencia de dicho gas en la corrosión. Por otra parte, en la industria petrolera la mayoría de los operadores tienden a creer que estas situaciones no son un problema.

En efecto, se piensa que los lignosulfonatos ayudan a prevenir la corrosión, ya que forman una capa protectora sobre el metal y a depurar el oxígeno presente en el fluido.

Sin embargo, conviene señalar que, a pesar de la práctica comúnmente establecida, al utilizar este tipo de fluido debería agregarse un bactericida.

Así se evitaría que actuara la bacteria reductora del sulfato. Un compuesto de zinc alkylado, soluble en agua, depuraría cualquier sulfuro que entrara en el fluido usado.

Los fluidos a base de aceite (bien sea aceites minerales, o una emulsión que contenga aceite en su fase continua) son los que mejor protegen a los metales en el pozo.

iv) Control de la Pérdida de Filtrado

Como ya se indicó, las emulsiones experimentan poca pérdida de filtrado, y el fluido que se pierde es aceite. Por consiguiente, estas emulsiones causan pocos problemas de hidratación en arcillas ^[13]. El control de la pérdida de filtrado de las soluciones de salmuera hacia la formación puede lograrse, hasta cierto límite, mediante el uso de resinas solubles en aceite. Sin embargo, estas probablemente no controlen la pérdida de filtrado hacia las fisuras o grietas.

En mezclas que contengan hidroxietilcelulosa (HEC) como viscosificador, la pérdida de fluido se controla mediante la hidroxietilcelulosa y mediante el carbonato de calcio, si se usa como material de peso para el fluido. El carbonato de calcio, con partículas de tamaño y distribución controlado, está disponible y también puede sellar pequeñas grietas o fisuras, con lo que se minimiza la pérdida de la mezcla hacia la formación.

v) Efectos al Medio Ambiente

Ni los fluidos a base de aceite ni los a base de agua, los cuales se les aumenta el peso con material que presenta partículas finas, contienen algún químico que pudiera constituir un problema durante las operaciones terrestres. Sin embargo, en las operaciones costa afuera, hay objeción al uso de cualquier tipo de lodo base a aceite,

si se necesitara descartar el fluido o si existiera la posibilidad de algún derrame. De hecho se imponen programas muy restrictivos del manejo de estos materiales ^[13].

El cloruro de zinc podría ser más problemático cuando se trata de descartarlo de una solución concentrada. Las sales de bromuro tienen usos farmacéuticos, y en el agua salada siempre está presente una pequeña cantidad de bromuro de calcio. Por lo tanto, con dilución suficiente, podría causar menos preocupación que el propio cloruro de zinc; pero debe evitarse cualquier punto de concentración, al igual que con otro tipo de fluido.

vi) Factores Económicos – Fluido de Completación

Costo Inicial y Costo a Largo Plazo: El lodo de perforación que se esté usándose en el pozo sería indudablemente el fluido más económico que puede utilizarse. Sin embargo, usualmente, tiene muchas desventajas. Los sólidos, normalmente no son solubles en ácido. Algunos de los lodos a base agua tienen una tendencia a solidificarse con el tiempo al ponerse en una condición de reposo, o la fuerza de los geles se hace insuficiente para soportar el material de peso y se produce el asentamiento. Estas características de los lodos podría ocasionar trabajos muy costosos de reacondicionamiento de pozos, debido al tiempo requerido para remover estos sólidos del pozo, y hasta se podría dañar la formación.

Lodo a Base de Aceite y Lodo a Base de Agua: Cualquiera de estos tipos de fluidos pueden formularse para alcanzar las propiedades deseadas. El lodo a base de aceite sería más costoso inicialmente. Sin embargo, la protección a la formación, el factor no corrosivo y la estabilidad a altas temperaturas podrían compensar esto. El aspecto no biodegradable ante el medio ambiente, cuando se usan los fluidos a base de aceite, es probablemente el factor negativo más importante.

vii) Material de Peso sin Sólidos vs. Soluble en Ácido

Los soluciones sin sólidos presentan limitaciones en relación con el peso que pueden lograr y, en algunos casos, son más corrosivas. También es más difícil y costoso lograr el control de la pérdida de filtrado. Aunque las soluciones salinas no acentúan la hidratación de las arcillas, podrían dañar la formación debido a que es posible que ocurra el paso de partículas pequeñas y desprendimiento salino ^[13].

En los fluidos sin sólidos, la pérdida de filtrado hacia las zonas realmente permeables puede controlarse en gran medida. Sin embargo, es probable que **no** se logre el control de la pérdida de filtrado en forma natural o inducida hacia las fracturas. Posiblemente, podrían entrar a la formación grandes volúmenes a través de una fractura, cubriendo una gran área superficial. Esto, por consiguiente, reduciría la productividad.

II.3.3.8.- Fluidos de Limpieza de las Perforaciones después del Cañoneo

En este respecto, deben considerarse dos tipos de fluidos como recomiendan las empresas especialistas en el tema y se describen a continuación:

a) Fluido de Limpieza sin Control de Filtrado

Normalmente, un fluido sin sólidos se perdería hasta la formación. Sin embargo, el fluido recoge los sólidos en el lodo, los desechos de los agujeros de cañoneo y las partículas finas de la formación. Estos sólidos pueden desplazarse y sellar la zona permeable, con lo cual impiden los retornos. El daño que pueden causar a la permeabilidad, a veces es tan profundo que es difícil eliminarlo. Sin embargo, si no ocurriera este sellamiento, no habría apoyo para las posibles cavidades formadas y estas podrían colapsar y, por consiguiente, bloquearían los canales de flujo ^[13].

b) Fluido de Limpieza con Control de Filtrado

Los materiales solubles de sellamiento, usados en el fluido de limpieza, permitirán la circulación de desperdicios provenientes del hoyo y darán soporte a las paredes de la cavidad, de modo que la grava o cemento colocado pueda asentarse antes de que colapse. Estos materiales pueden ser solubles en ácidos o en gasoil. El material que no fluye desde el empaque de grava debido a la producción, puede eliminarse con ácidos o gasoil ^[13].

II.3.3.9.- Áreas de Mayor Interés

En el tema de los fluidos de completación, las áreas o tópicos de mayor interés se discuten a continuación.

a) Pesos Requeridos

Con el cloruro de sodio pueden lograrse pesos desde 8,3 lbs/gal a 9,9 lbs/gal; y hasta 15,1 lbs/gal, con la mezcla de CaBr-CaCl₂. Usando un material soluble en ácido, se puede obtener un peso de la mezcla de 16 lbs/gal en un fluido a base de agua, y de 14 lbs/gal en una emulsión con la fase externa de aceite. Aquí, de nuevo, se debe tomar en cuenta y evaluar el control de la pérdida de filtrado y su costo ^[13].

b) Daño a la Formación

Cualquier fluido perdido hacia la formación es un reductor potencial de producción, debido a la hidratación de las arcillas, el bloqueo de agua, la formación de emulsión, el desalojamiento y movimiento de partículas, o el cambio en la condición humectante del área superficial de la formación. La invasión de partículas de una formación es siempre una posibilidad. Por consiguiente, cualquier material

usado en partículas debe ser soluble en ácido o aceite, y proporcionar al menos una posibilidad de ser removido o eliminado ^[13].

c) Pérdida de Filtrado

Los aspectos relevantes de esta condición se desarrollan en las secciones correspondientes a las Salmueras y el Daño a la Formación ^[13].

d) Efectos de la Temperatura en el Fluido

Las soluciones de agua sin sólidos no se ven afectadas significativamente por los cambios de temperatura, con la excepción de una temperatura lo suficientemente baja como para que se “congelen” o se solidifiquen, o a una temperatura suficientemente alta como para reducir la viscosidad. A las emulsiones con la fase externa de aceite y a los aceites minerales se les reduce más drásticamente su viscosidad, a temperaturas elevadas. Esto podría constituir un problema, si está presente un material de peso o se necesita una viscosidad suficiente para eliminar algunos tipos de sólidos desde el hoyo perforado. A las mezclas a base de agua, que contienen HEC como viscosificador, también se les reducirá la viscosidad a temperaturas más altas. Si la temperatura estable hoyo abajo se conoce por adelantado, se puede agregar HEC adicional para evitar que la viscosidad se reduzca hasta el punto en que pueda permitir que los sólidos se asienten.

Algunas mezclas tienen tendencia a solidificarse a altas temperaturas. Por lo tanto, este tipo de mezclas deben someterse a pruebas antes de utilizarse. También se debe tomar en cuenta la posibilidad de que se pueda perder cierta cantidad de líquido hacia la formación, lo cual agravaría la solidificación de una mezcla que tenga esta tendencia a solidificarse. Mientras más sólidos contenga la mezcla, mayor será la posibilidad de que esto suceda, si no se controla la pérdida de filtrado ^[13].

e) Control de la Corrosión

Esta es una de las áreas de mayor interés cuando se planifica un sistema de fluido para los propósitos que se están discutiendo, especialmente los fluidos de empaque, cuando el tiempo de contacto puede ser largo. Se han desarrollado algunos medios para reducir al mínimo la corrosión, en la mayoría de los tipos de fluido, al menos por períodos cortos.

Aun en condiciones similares, los efectos de la corrosión varían. Los materiales más ampliamente aceptados en la industria para controlar la corrosión son: depuradores de oxígeno, las capas de amina, los aditivos para controlar el pH de fluido, los depuradores de sulfuro de hidrógeno y los bactericidas ^[13].

II.3.3.10.- Fluidos de Empaque

Son aquellos que con ciertos propósitos, se colocan por encima de la empacadura de producción o entre el revestidor y la tubería de producción, después que se han ejecutado las actividades de completación o de reacondicionamiento ^[13].

Función del Fluido de Empaque

Cualquier fluido seleccionado como fluido de empaque debe tener la propiedad de permanecer mecánica y químicamente estable por largos períodos; y, por consiguiente, permitir la remoción de la tubería de producción (y la empacadura, si fuera necesario), sin dificultad y en cualquier momento, durante su extracción del pozo. El fluido debe, por supuesto, proporcionar suficiente gradiente hidrostático para controlar las presiones de la formación y no debe ser corrosivo para los equipos tubulares.

Sin embargo, se debe entender que un fluido densificado no resuelve todos los problemas potenciales, tales como una fuga interna poco profunda hacia la tubería cuando se está forzando una carga adicional que pueda colocarse sobre el revestidor y producir el colapso en la tubería. Una fuga hacia la parte interna de la tubería en la parte profunda del pozo, podría ocasionar un retorno de los fluidos y una evacuación lenta del fluido que fue colocado en el revestidor/tubería anular.

Las características de sellamiento, los problemas de manejo y el costo son también factores que deben tomarse en cuenta cuando se selecciona un fluido de empaque.

Tipos de Fluido de Empaque

i) A Base de Agua

Fluidos que contengan material en partículas. En épocas pasadas fue una práctica común usar un lodo de perforación como un fluido de empaque en pozos, a alta temperatura.

Las ventajas aparentes, de este método fueron las que se indican:

- 1.- El fluido estaba disponible, sin costo inicial adicional
- 2.- En caso de que ocurriera una fuga interna hacia la tubería, la columna hidrostática podría ser suficiente para matar el pozo y evitar cualquier situación problemática de presión dentro del revestidor
- 3.- Si ocurriera una fuga interna en un revestidor, los sólidos del lodo de perforación tienen excelentes características sellantes

No obstante, las desventajas de usar lodo de perforación como fluido de empaque aparecen **posteriormente** en la vida del pozo, y tienen un efecto notable en los costos de los trabajos de reacondicionamiento. Estos problemas son, usualmente, uno o más de los siguientes:

1.- El asentamiento de la barita ocasiona operaciones prolongadas de pesca para sacar la tubería

2.- Los fluidos a base de cal pueden adoptar un aspecto gelatinoso ocasionado por las altas temperaturas, o igual sucede los fluidos que hayan sido tratados o se les haya agregado soda cáustica. Por lo tanto, se requieren operaciones de lavado para limpiar bien el pozo

3.- Hay reducción gradual del pH, debido al ataque de bacterias o al sulfuro de hidrógeno generado por los componentes que contengan sulfuro

4.- Por la inestabilidad del fluido, la tasa de corrosión aumenta con el tiempo, o se depositan células corrosivas debido a los depósitos de sólidos del lodo que se va acumulando en las partes tubulares

5.- Se producen cantidades desconocidas de contaminantes, así como también la variación en la naturaleza de los sólidos

Si se usa un enfoque correcto en la formulación de un fluido para una aplicación particular, pueden utilizarse los sistemas a base de polímeros/carbonato, a fin de proporcionar inhibición, propiedades de sellamiento, estabilidad a largo plazo y fácil manejo.

Durante muchos años, numerosas compañías de servicio han proporcionado fluidos de empaque de muy buena estabilidad, basados en el uso de salmueras como

fluido base. A estos, subsecuentemente, se les han agregado polímeros, calcio y/o carbonato de hierro, más dispersantes del tipo lignosulfanatos en los esfuerzos para obtener fluidos de empaque. Estos fluidos han sido satisfactorios para solucionar varios problemas, tales como:

1.- El asentamiento del carbonato con el transcurso del tiempo, debido a la reducción de la viscosidad hoyo abajo. Esto es causado por la reducción de la viscosidad del agua, debido a un incremento de temperatura; y el efecto de la máxima dispersión de los lignosulfanatos que se produce a temperaturas entre 120 y 200°F. Por consiguiente, la viscosidad hoyo abajo es mucho menor que la viscosidad en la superficie

2.- La imposibilidad de obtener peso por sobre 13,5 lbs/gal, sin experimentar cambios en la viscosidad en la superficie que puedan ser muy altos de manejar. Esto es causado por la ineficiencia de los químicos de tratamiento debido a las altas concentraciones de sal

3.- En los sistemas se produce una copiosa espuma, debido a la combinación del agua salada con los lignosulfanatos

4.- La entrada de oxígeno ocasiona que la tasa de corrosión sea alta y los pesos sean bajos

Tomando en cuenta todas estas desventajas, estos tipos de fluidos están bien caracterizados y calificados en pruebas comparativas con otros tipos de fluidos.

Las desventajas indicadas pueden eliminarse de este tipo de fluido comenzando con agua de una salinidad mucho más baja que las salmueras saturadas. Por ejemplo, para inhibir las arcillas hidratables, se puede usar agua a la que se le haya agregado suficiente cloruro de potasio. Luego, se selecciona un dispersante (que

no sea a base de lignosulfonato) que pueda permitir el aumento de peso del fluido, desde 8,34 lbs/gal a 17,5 lbs/gal utilizando carbonatos.

Para lograr estabilidad a largo plazo, se puede agregar un polímero estable a alta temperatura, lo que evitará el asentamiento de los carbonatos cuando el fluido esté sometido a temperatura por períodos prolongados.

Bajo condiciones estables, al fluido no se pone espumoso y la viscosidad hoyo abajo estará nivelada y se estabilizará con un punto cedente y una fuerza de geles suficiente para suspender los sólidos o material de peso, y todavía lo suficientemente baja para restablecer la circulación sin excesiva acumulación de presión. Por lo tanto, eliminando estas desventajas de los sistemas de polímero/carbonato, se puede obtener un fluido de empaque de calidad superior, a un precio razonable. Los sistemas a base de sal/atapulguita se han usado con éxito, pero tienen capacidades limitadas de peso y viscosidades variables.

Fluidos que no contienen sólidos insolubles. Mientras las salmueras limpias no experimentan problemas de asentamiento, hay limitaciones en cuanto a peso y están limitadas a pesos bajos sin costo excesivo. Los fluidos proporcionan propiedades inhibidoras, pero no ofrecen propiedades de sellamiento. Debido a los efectos deposicionales, pueden colocarse las celdas o cupones de corrosión cuando se usen fluidos limpios, así como también cuando se empleen los fluidos que contengan sólidos.

ii) A Base de Aceite

Desde el punto de vista de corrosión, un fluido de base aceite sería ideal. Sin embargo, conlleva problemas en relación con el ambiente y los factores de costo, debido al asentamiento de los materiales de peso. Algunas causas de estos problemas

son: la reducción de este tipo de fluido una vez pesado con gasoil, y la falta de tiempo disponible para probar el fluido **antes** de ser colocado en el espacio anular.

El embudo consistómetro modificado ha sido una ayuda en la evaluación de las viscosidades, según las condiciones hoyo abajo, pero no pueden ejecutarse las pruebas basadas en el asentamiento a largo plazo.

Usando un carbonato en lugar de barita, y el emulsificador apropiado con base en una relación aceite-agua, se pueden diseñar los fluidos para que se desempeñen bien dentro de los parámetros predecibles. Estos fluidos deben diseñarse para su función en particular, y deben prepararse con materiales cuidadosamente seleccionados y no con lodos que contengan sólidos provenientes de perforación. Se puede agregar un polímero térmicamente estable para darle suficiente viscosidad hoyo abajo, y prevenir el asentamiento. Con los carbonatos, la gravedad específica es menor que con la barita y la tendencia al asentamiento es menor.

En conclusión, en la mayoría de las circunstancias puede diseñarse y prepararse un fluido de empaque, tanto de base agua como de base aceite, que cumpla con los parámetros necesarios para un rendimiento óptimo. Estos fluidos, especialmente diseñados, son más costosos que los fluidos convencionales de perforación, pero darán sus dividendos debido a un rendimiento superior y evitarán la pérdida de tiempo para posteriores operaciones mecánicas.

II.3.3.11.- ¿Porqué se usan los Fluidos de Empaque?

Hay una serie de factores que llevan al uso de fluidos de empaque y se enumeran a continuación:

- mantener la presión hidrostática necesaria
- controlar el pozo si la empacadura falla o filtra

- reducir la presión diferencial entre el diámetro interno del eductor y anular, las zonas cañoneadas y el espacio anular
- proteger de la corrosión las superficies metálicas del eductor y revestidor (el interior del revestidor y el exterior del eductor)
- Prevenir el asentamiento de sólidos y mejorar la recuperación del eductor y la empaadura

II.3.3.12.- ¿Cuáles son las Propiedades Críticas de un Fluido de Empaque?

Una vez conocidas las funciones que debe cumplir el fluido de empaque, a continuación se enumeran las propiedades o requisitos que debe tener:

- Debe ser química y mecánicamente estable a condiciones de fondo; es decir, que no habrá asentamiento de sólidos sobre la empaadura, precipitados químicos si se mezclara con los fluidos producidos o gases, ni degradación de materias orgánicas (polímeros, inhibidores, etc)
- Debe permanecer bombeable durante la vida del pozo, es decir, que con el tiempo no desarrolle altos geles o solidificación
- No debe encausar corrosión (dentro del revestidor ni afuera del eductor)
- No debe dañar el yacimiento productor

II.3.3.13.- Aditivos Químicos de un Fluido de Control

a) Inhibidor de Corrosión

Estos son utilizados para retardar el deterioro de las partes metálicas expuestas a ambientes severos (H₂S, CO₂, salmueras, ácidos, etc.). Pueden ser del tipo orgánico o inorgánico ^[13].

b) Surfactantes o Tensoactivos

Son los compuestos químicos que poseen un grupo soluble en aceite (lipofílico) y uno soluble en agua (hidrofílico). Estos aditivos son capaces de reducir la tensión superficial entre dos fluidos inmiscibles (mediante la adsorción en las interfases líquido-gas) y entre líquido-sólido (por medio del cambio de ángulo de contacto entre las superficies) ^[13].

c) Densificantes

Estos son materiales sólidos que se mantienen en suspensión en un determinado fluido, con el objeto de incrementar y/o mantener la densidad del mismo. La barita (sulfato de bario) es el más conocido, aunque en algunos casos se utiliza la hematita y/o el carbonato de calcio (CaCO_3), entre otros. Existen algunas sales, como NaCl , CaCl_2 , etc., que aunque no se mantienen en suspensión, aumentan la densidad al fluido mediante saturación ^[13].

d) Demulsificantes

Se utilizan básicamente para evitar la formación de emulsiones entre agua-petróleo o gas-petróleo. En las operaciones se emplean durante el desplazamiento de un fluido por otro (agua por petróleo o viceversa) ^[13].

e) Viscosificantes

Son aditivos utilizados para incrementar la viscosidad de un fluido a base agua o aceite, según sea el caso. Los más comunes son: arcillas (montmorillonita, atapulgita u organofílica); polímeros (CMC, HEC, PACK, etc.) ^[13].

f) Dispersantes

Estos productos se usan para reducir la viscosidad de algunos fluidos empleados para limpieza de pozo, ejemplo: surfactantes, lignosulfanatos pirofosfato, ácido de sodio, etc ^[13].

g) Material Sellante

Estos son aditivos utilizados para crear un efecto de puente o sello (temporal o permanente) entre el fluido de control y la formación. Así por ejemplo algunos son: fibras, granos de sal, carbonato de calcio, barita, mica, etc ^[13].

h) Antiparafínicos

Estos aditivos son realmente una **mezcla** de solventes aromáticos y surfactantes dispersantes, los cuales disuelven los depósitos de parafina en la tubería, ocasionados por la producción de crudos parafínicos ^[13].

II.3.3.14.- Propiedades Físicas de los Fluidos

Un buen fluido de reacondicionamiento debe poseer las siguientes características físicas:

a) Densidad o Peso

Es la relación existente entre la masa por unidad de volumen de una sustancia en particular. En los fluidos utilizados para el control de pozos, esta relación viene dada en lbs/gal o lbs/pie³. ^[13]

b) Viscosidad

Es la medida de la resistencia de un líquido a fluir, y expresa la proporcionalidad entre la **tasa** de corte y el **esfuerzo** cortante ^[13].

c) Contenido de Sólidos

Es una medida de la proporción de sólidos presentes en un fluido, en relación con el volumen total (sólido + líquido). Normalmente, se expresa en %, en mg/lts o en ppm. Los sólidos que no son solubles en agua o ácido se consideran indeseables, ya que su entrada en la formación productora reducen considerablemente la permeabilidad original y en algunos casos, pueden ocasionar daños irreversibles ^[13].

d) Punto Cedente

Es una medida de la interacción eléctrica entre las partículas presentes en un fluido en condiciones dinámicas, y viene expresada en lbs/100 pie². Indica la capacidad que posee un fluido de acarrear sólidos durante la circulación en un pozo.

e) Geles

Es una medida de la interacción eléctrica entre las partículas presentes en un fluido en condiciones estáticas, y se expresa en lbs/100 pie². Indica la capacidad de suspensión de sólidos de un fluido en estado estático (tixotropía) ^[13].

f) pH

Es una medida de la alcalinidad en un lodo de perforación. El punto neutro es 7. Por encima de este valor, el fluido es más alcalino, y por debajo del mismo aumenta el carácter ácido ^[13].

II.3.3.15.- Importancia de la Filtración de los Fluidos

Es necesario que se filtren los fluidos debido a las siguientes razones:

- * Necesidad de fluidos de completación **limpios**

- * Para **evitar** daños a la formación

Anteriormente se mencionó el concepto de “daño a la formación” en relación con la productividad del pozo. Es conveniente una explicación y discusión adicional, como se presenta a continuación.

La productividad ha sido descrita como la suma de todos los parámetros del yacimiento que afectan la velocidad de producción de pozos. La relación entre estos parámetros ha sido descrita por la Ley de Darcy.

Como una simplificación, el aumento de la productividad del pozo requiere de un incremento en la permeabilidad de la formación, permeabilidad relativa, espesor de formación o radio de drenaje.

Además, la productividad depende de la disminución de la viscosidad del fluido que se va a extraer, del factor de volumen de formación y/o del radio de drenaje del pozo. Sin embargo, durante las operaciones de completación, la calidad del fluido que está en contacto directo con la zona de producción afecta de manera importante la permeabilidad de la formación y el factor de permeabilidad relativa.

En muchos casos la disminución en la permeabilidad es el resultado de la invasión de fluidos sucios, antes y durante la operación de completación, así como del movimiento natural de partículas finas, que ocurre dentro del yacimiento debido a la

diferencia del fluido en el pozo y el fluido propio del yacimiento. Los finos de formación se moverán sólo si la fase que fue mojada está en movimiento.

Los daños a la formación desmejoran la permeabilidad y no se pueden eliminar completamente, pero las causas pueden reconocerse de modo que sea posible prevenir gran parte del daño, y el pozo pueda hacerse más productivo, con un incremento total de recuperación.

El uso de fluidos limpios de completación, no dañinos, y buenas prácticas operacionales de limpieza, son factores importantes para atenuar el posible efecto de la disminución de la permeabilidad.

Las investigaciones realizadas acerca del daño por obstrucción mecánica demostraron que existe una correlación directa entre el contenido de sólidos del fluido de completación y la reducción de la permeabilidad. Subsecuentes flujos y tratamiento con soluciones ácidas restauraron sólo un 50% de la permeabilidad original del núcleo.^[15]

Otros investigadores encontraron que la productividad de un pozo puede ser severamente dañada debido a la compactación de ½ pulg. de espesor de la zona productora, durante el proceso de cañoneo.

El daño ocasionado a la formación **por cañoneo**, reduce la permeabilidad efectiva de la zona productora, la cual probablemente ya había sido desmejorada durante el proceso de perforación.

Trabajos realizados han mostrado que sólo un pequeño porcentaje de las perforaciones están abiertas y subsecuentemente trabajadas. En uno de sus ejemplos^[15], 50bbl de un fluido de completación con un contenido de sólidos de 0,5% se perdieron hacia la formación, y proporcionaron suficientes partículas de sólidos

para tapar totalmente 1200 TPT (Typical Perforation Tunnel). Para 0,05% de contenido de sólidos, la pérdida de fluido podía todavía taponar completamente 120 TPT. La limpieza y acidificación posterior mostraron ser ineficientes en su objetivo. Cabe señalar que la Ley de Darcy predice que no habrá producción significativa si hay obstrucción por finos, y que habrá disminuido significativamente la permeabilidad.

La permeabilidad efectiva fue sólo de 2 mD a través del empaque. La grava no contaminada tiene una permeabilidad de 15 Darcys, lo que indica una caída de permeabilidad del empaque de 7500 veces, como resultado de la contaminación y mezcla.

Por último, los finos contaminantes en un fluido de completación pueden obstruir parcial o totalmente los canales en el empaque, con lo cual reducen la productividad a un nivel inaceptable. Un control efectivo de arena requiere un sellamiento de tamaño correcto y grava limpia; los contaminantes de los empaques de grava empeoraron la productividad y construyen sellos inestables.

Cuando estos “puentes” ceden y descargan en condiciones de producción, generan altas tasas de flujo localizadas, las cuales pueden causar el deterioro y la falla total del empaque de grava.

Si esto ocurre, la producción del pozo tiende a empujar la grava intacta dentro del empaque, lo cual permite el ingreso de material de menor permeabilidad dentro de éste. Así, crea disturbios en el flujo establecido y, subsecuentemente, la producción disminuye. Un método de empaque de grava, alternativo y efectivo, es cuando se logra una consolidación plástica apropiada de la arena “in situ”. Se recomienda, también, limpieza y fluidos libres de sólidos para optimizar este tratamiento.

El uso poco frecuente de fluidos limpios ha ameritado que los empaques reusables deban extraerse periódicamente para asegurar su limpieza.

Se recomiendan como fluidos de empaque las salmueras limpias, libres de sólidos, formuladas para los requerimientos específicos de un pozo, a fin de minimizar los subsecuentes tiempos de reparación, gastos adicionales y optimizar la productividad del pozo.

Las reparaciones pueden simplificarse si se logra la ausencia de sólidos, los cuales de otra forma podrían asentarse en los empaques, y ocasionarían trabajos costosos, daños a la formación y pérdida en el tiempo de producción.

Cabe señalar la gran importancia que tienen para la productividad de los pozos los fluidos limpios de completación y las buenas prácticas operacionales.

Cuando se recomienda la acidificación para efectuarla con las operaciones de completación, es necesario un sistema de fluidos libre de partículas, para minimizar los daños al empaque de grava y a la formación productora.

En uno de cada siete tratamientos con ácido, los contaminantes que se obtienen en la superficie de los filtros podrían causar daños severos a la formación.

Se ha observado que los tratamientos de estimulación han sido exitosos sólo porque se han removido otros daños más que por la propia estimulación en sí. Pueden obtenerse buenos resultados en los tratamientos de fractura minimizando los contaminantes de los fluidos acarreadores, ya que éstos podrían mezclarse con los agentes de soporte y causar así una reducción de la capacidad del fluido de fractura, al obstruir los poros de la matriz de la formación. Estos fluidos limpios también son necesarios cuando la presión de fractura hidráulica requerida es muy elevada para

“vencer” los efectos de daños de formación y mejorar la baja permeabilidad natural del yacimiento.

Los fluidos que ofrecen suficiente densidad, bajas tasas de efecto corrosivo, mínimo daño a la formación, que no permitan asentamiento de sólidos y no solidifican con el tiempo, han sido reconocidos ampliamente como un sistema ideal en operaciones de completación.

Es sólo recientemente cuando se ha demostrado que los beneficios de estos avances tecnológicos han incrementado la productividad.

Se ha observado que la comparación con experiencias pasadas es difícil, porque la tecnología de completación está en un estado constante de evolución. Consecuentemente, el incremento de la productividad no puede atribuirse sólo a un simple parámetro, tal como el uso de fluidos de completación limpios, pero debe relacionarse en suma con **todos los cambios operacionales y tecnológicos**, los cuales ocurren en conjunción con el uso de fluidos limpios en situaciones de pozo similares y, por consiguiente, comparables.

El uso de tecnologías mejoradas (fluidos limpios, diámetro grande de perforación, buen lavado y buena suspensión de empaque) han incrementado los índices de productividad.

En 1979, se comparó un determinado número de pozos, donde se concluyó que los pozos trabajados con fluidos de completación filtrados a 10 micrones tienen como un mínimo 45% más de producción por día que aquellos pozos terminados con fluidos filtrados con 25 micrones. Como un ejemplo de esto se tiene una plataforma de la empresa Conoco, en el Golfo de México, donde se obtuvo un incremento de 5000 bpd a 11000 bpd. Los fluidos de completación limpios y filtrados fueron parte

importante del buen diseño y ejecución, necesarios para el empaque de grava, el cual pudo soportar las altas tasas de producción ^[13].

Se notará que el incremento de 6000 bpd, a un valor de 15,5 dólares por barril, produce un aumento adicional de 33 millones de dólares por año **en esta sola plataforma**. Tal incremento en productividad y “ganancias” adicionales justifican la aplicación de la tecnología de fluidos limpios con mejoras en técnicas de completación.

II.3.3.16.- Control de Pérdidas de Circulación

El problema de pérdida de fluido hacia la zona productora del yacimiento es importante porque la invasión del mismo puede afectar la producción de hidrocarburos. También con salmueras de alta densidad, si hay una pérdida incontrolada puede ocasionar un costo excesivo de fluido y de operación ^[13].

Tradicionalmente, se han aplicado tres métodos de control de pérdidas de fluido, bien sea en combinación o independientemente, como son:

Reducción de la densidad del fluido, para disminuir la presión hidrostática sobre la formación, pero se incrementa el riesgo de una arremetida del pozo

Incremento de la viscosidad de la salmuera a través de la adición de polímeros

Adición de partículas que taponen temporalmente la cara alrededor de la formación

Debido a la variedad de presiones dentro de la zona del yacimiento, se recomienda un pequeño sobrealance hidrostático para el control del pozo, utilizando algunas formas de control de pérdida de fluido. Si la pérdida de fluido se regula efectivamente y se mantiene un buen control del pozo, los daños a la formación son mínimos.

Se ha comprobado que el incremento de la viscosidad de las salmueras mediante la adición de polímeros, es un método aceptable para el control de pérdida de fluido durante las operaciones de completación. Un sistema polimérico, especialmente diseñado, usa polímeros como sustituto de la bentonita u otra arcilla con objeto de proveer viscosidad, capacidad de suspensión y como controlador de pérdidas de fluido. Estos sistemas se formulan en salmueras, para sustituir el uso de partículas sólidas como material de bloqueo y para reducir la pérdida de fluidos.

Puesto que muchos polímeros funcionan mejor en salmueras de baja concentración (fluido de baja densidad), se usan algunos sólidos como material densificante. Esto parece estar en oposición al uso de salmueras limpias (libre de sólidos), pero debe reconocerse que no todos los sólidos son dañinos. **Los sólidos apropiados son aquellos que son solubles en ácido, en agua, en aceite o solventes orgánicos.**

Se pueden preparar fluidos especiales de alta solubilidad y tamaño de partícula conocidos.

Dependiendo del tipo de polímero utilizando, los sistemas especiales de salmuera-polímeros pueden clasificarse en dos tipos: tixotrópicos y no-tixotrópicos.

Los sistemas de polímeros, no-tixotrópicos son viscosos y no tienen capacidad de formación de geles. Su uso está limitado a operaciones en las que es necesaria la capacidad de arrastre, mientras el fluido está en circulación.

Los sistemas de polímeros tixotrópicos tienen la propiedad tanto de impartir viscosidad como de formar gel, y ofrecen la ventaja de suspender los sólidos cuando se detiene la circulación. Los sistemas de polímeros-salmuera pesada son tixotrópicos y se dispone de varios polímeros para fluidos de completación y reparación. Sin embargo, la mayoría de los polímeros usados para viscosidad y suspensión son los

celulósicos, especialmente HEC, CMC, almidones, goma guar y biopolímero xantano o xantano.

La colocación de una píldora de fluido viscoso de completación frente a la zona de alta permeabilidad es una técnica común para reducir la pérdida de circulación, a una tasa aceptable. Sin embargo, para que este método sea efectivo, deben considerarse dos puntos:

1.- Los diferenciales de presión deben minimizarse para evitar un esfuerzo excesivo o deformación de polímero. Esto puede causar la pérdida de la píldora, así como fluidos adicionales de completación.

2.- Es necesario colocar un volumen “suficiente” de píldora de fluido viscoso, de tal manera que permita una suficiente penetración a la formación y, así, disminuir la pérdida de fluidos. Este volumen es sólo una aproximación, debido al desconocimiento de la tasa de pérdida de la permeabilidad del contorno y su alcance horizontal.

El **HEC** es un derivado de los polímeros celulósicos, modificado para impartirle solubilidad en agua a la molécula de celulosa. Estos polímeros proveen alta viscosidad a todo tipo de aguas tratadas, incluyendo la mayoría de las salmueras usadas para operaciones de completación y reparación. Los fluidos que utilizan HEC no son tixotrópicos y, por consiguiente, no suspenden sólidos. Los mismos pueden removerse en la superficie mediante métodos simples de sedimentación, en tanques inactivos (sin agitación) o comúnmente denominados trampas de arena.

La goma xantano o xantano es un biopolímero de alto peso molecular producido por la bacteria Xantomona campentris. Es un excelente agente viscosificante y de suspensión para la mayoría de las salmueras. Los fluidos que contienen este biopolímero son tixotrópicos. Por consiguiente, es un ingrediente clave

cuando se requieren cualidades de suspensión de sólidos. Sin embargo, se debe contar con un buen equipo de control de sólidos a nivel de superficie, para evitar que éstos sean recirculados y puedan trasladarse como finos a través de la formación.

El HEC es soluble en ácido clorhídrico al 15%, mientras que la goma xantano no es completamente soluble. Esto limita su uso como agente de suspensión. También se ha observado que el HEC crea pequeños residuos insolubles cuando se degrada. Los almidones y la goma guar producen cantidades apreciables de productos que causan daños a la formación.

Cuando se usa HEC para dar o aumentar la viscosidad a salmueras libres de sólidos, debe transcurrir suficiente tiempo para que ocurra una hidratación completa.

Algunas investigaciones han mostrado que una hidratación parcial del HEC produce “ojo de pescado” que pueden ser dañinos a la productividad del pozo, porque estos globos se hinchan mientras ocurre la hidratación. Si esto sucede en una operación de cañoneo o frente a una cavidad de formación, puede ocasionar obstrucciones permanentes.

Se ha sugerido el empleo de un nuevo aditivo viscosificante o HEC “activado” para disminuir la tasa de hidratación y eliminar el “ojo de pescado” del polímero.

En caso de pérdidas severas de circulación, se debe utilizar un fluido viscoso y limpio para mejorar el transporte de la grava en el empaque, minimizar la entremezcla con sólidos nativos de la formación y poder promover el empacamiento ajustado a la grava, a fin de maximizar la permeabilidad y la productividad.

También, se logra el control de pérdida de fluidos de estos sistemas salmuera-polímeros mediante el uso de una mezcla de polímeros y sólidos.

La clave para el sello de la zona productora está en la mezcla apropiada de sólidos, coloidales y subcoloidales. Esta combinación crea un sello impermeable a través de la zona productora, reduce la invasión por filtración y añade temporalmente una película impermeable que obstruye la cara de la formación. El sello se forma, en primer lugar, debido a las partículas gruesas que entran a los poros de la formación y reducen “temporalmente” su porosidad y permeabilidad. Un segundo sello se constituye, entonces, por las partículas coloidales y subcoloidales, las cuales tapan los espacios estrechos entre las partículas de la capa del primer sello, y permiten que sólo una pequeña cantidad de salmuera limpia entre a la formación.

La concentración de los sólidos de “punteo” en el sistema polimérico especial, debe ser suficiente para sellar bien toda la zona productora.

Las partículas, que son un tercio del tamaño medio de poro, son atrapadas en este, y así se inicia el sellamiento. Las partículas menores pasan a través de la formación, mientras que las mayores son detenidas en la superficie formando un sello apropiado.

Una regla rápida para determinar el tamaño medio de poro es calcular la raíz cuadrada de la permeabilidad, sabiendo que para 100 mD el tamaño medio de poro es de 10 micrones. El tamaño de grano medio del material sólido deberá estar alrededor de 3 y medio micrones.

En operaciones de completación se han aplicado tres tipos de sistemas de partículas solubles, que se describen a continuación:

- Solubles en ácido
- Solubles en aceite
- Solubles en salmuera/agua

Los materiales sólidos solubles más utilizados comúnmente son los carbonatos sódicos, ya que son relativamente fáciles de moler para obtener un tamaño de partícula apropiado y son totalmente solubles en ácido.

En investigaciones recientes se utiliza cloruro de sodio como sólido de sellamiento. Sin embargo, éste puede actuar sólo en un fluido saturado de cloruro de sodio. Obtener partículas pequeñas con cloruro de sodio es considerablemente más difícil, ya que es necesario molerlo en ambiente de humedad cero. Este agente de sellamiento temporal se disuelve posteriormente en el agua no saturada.

También el carbonato de calcio y el carbonato de hierro son algunos ejemplos de partículas solubles en ácido usadas luego con salmueras controladoras de pérdida de fluido. Ambos materiales le proporcionan densidad adicional al fluido de completación, mientras controlan la invasión dentro de la zona de producción.

El carbonato de calcio se utiliza ya que, debido a su forma de bloque, está disponible en varias distribuciones de tamaño. Además, posee buena solubilidad al ácido. La acidificación es un paso adicional requerido para remover el carbonato del reservorio cuando se desee.

También se ha observado que si se pierden grandes cantidades del carbonato de calcio incrustado a la formación, no todo este carbonato puede disolverse por acidificación debido al desvío y a la canalización a través de la formación. Esto resulta peligroso cuando penetran materiales obstructivos a la matriz de la formación y se ubican en áreas inaccesibles.

Una consideración adicional es que el lavado con ácido no es uniforme en todo el intervalo del hoyo, tanto por volumen expuesto como por el tiempo de contacto disponible para completar la reacción. Este problema es mucho más severo cuando se lava el carbonato de hierro, dado que su tasa de disolución es 30 veces

menor que la del carbonato de calcio. La acidificación también puede causar daño a la formación por liberación de partículas finas insolubles.

Las resinas solubles en aceite se utilizan como elementos sellantes. Estas partículas se disuelven posteriormente cuando se produce el crudo. Cuando se usa este tipo de agentes, su solubilidad en petróleo a diferentes temperaturas constituye un factor de control. Igualmente, se emplean en conjunción con un sistema de polímeros viscosificantes (HEC u otro polímero), los cuales minimizan la pérdida de fluido y mejoran la capacidad de arrastre de la salmuera.

Las resinas solubles en aceites están basadas en una distribución de tamaño de partícula que les permiten formar sellos sobre los poros de la cara de la formación, y se depositan como un revoque delgado. Esta capa, que no tiene una fuerza estructural adherente, finalmente cede y se rompe completamente durante las condiciones de balance del pozo en producción. Cuando las operaciones de completación se tardan más de dos días, es necesario mantener el tratamiento con resina para reemplazar la resina polimérica perdida a la formación y la eliminada por el sistema de control de sólidos. Las resinas solubles en aceite corriente pueden utilizarse con todas las salmueras y, dependiendo del producto, permanecen estables a temperaturas de pozo sobre los 250°F a 300°F. A temperaturas superiores, la resina se convierte en algo muy suave sin poder ejercer un efectivo control sobre la pérdida de fluido. Su efectividad también está limitada por el pH del fluido de completación empleado, así como por la cantidad de crudo contaminante presente en el sistema.

Se consigue un daño mínimo a la formación cuando se utiliza un sistema de resina soluble en crudo, en una salmuera viscosa libre de sólidos. Como la pérdida de fluidos y la invasión de las partículas están controladas, ocurre una limpieza natural del pozo durante la producción.

Para sellar los espacios vacíos en la pared del material sellante, se usa extensamente como sólido coloidal el lignosulfanato de calcio, conjuntamente con polímeros que funcionan como partículas subcoloidales.

La hidroxietilcelulosa (HEC), y especialmente el polímero XC, funcionan mejor con salmueras de baja densidad, tales como cloruro de sodio saturado o salmueras de 10,7 a 11,0 lb/gal de cloruro de calcio.

El material que impartirá densidad debe llenar las especificaciones, las cuales establecen que sea de fácil dispersión y suspensión. Esta mezcla, sin embargo, no es tan crítica como la de los agentes de sellado. No debe utilizarse material densificante extremadamente fino.

Algunos de los agentes densificantes más comunes para fluidos de completación y reparación, y sus respectivas gravedades específicas, son los que se resumen a continuación:

II.4.- Agentes densificantes más comunes

Cloruro de sodio	(NaCl)	GE: 2,17
Carbonato de calcio	(CaCO ₃)	GE: 2,71
Carbonato de hierro	(Fe ₂ CO ₂)	GE: 3,80
Hematita	(Fe ₂ O ₃)	GE: 5,0
Itabarita	(Fe ₂ O ₃)	GE: 5,0

- GE: Gravedad Específica
- GE del Agua (H₂O) = 1,00

Fuente: Ingeniería de Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Centro de Formación y Adiestramiento de PDVSA y sus filiales^[13]

El rango máximo de densidad que puede trabajarse en uno de los sistemas diseñados está limitado por la gravedad específica de los materiales densificantes utilizados. Los sistemas densificados con cloruro de sodio y/o carbonato de sodio se pueden trabajar hasta 14,5 lb/gal, mientras que los sistemas que contienen carbonatos de hierro, itabarita o hematita pueden llegar hasta 19 lb/gal.

Cuando la pérdida de circulación es severa, usualmente se utilizan partículas gruesas de carbonato de sodio o cloruro de sodio. Para combatir este problema (partículas granulares, fibras y escamas), recientemente se ha probado exitosamente, una mezcla de tres materiales de pérdida de circulación, todos solubles en ácido.

Los resultados de campo y de laboratorio sugieren que el uso de sistemas de polímeros, con tamaños apropiados de material sellante, son los mejores fluidos de completación y reparación, ya que forman un “puente” externo sobre la superficie de las paredes del hoyo y sellan las zonas agotadas, con un **mínimo de invasión** de sólidos libres. Esta capa o “puente” puede removerse mecánicamente o se puede solubilizar. Además, son inhibitorios y ofrecen un rango amplio de densidades, capacidad de levantamiento y de suspensión de sólidos. Estos sistemas poliméricos son económicos a altas densidades. La formación de un buen sellamiento externo es la clave del éxito de estos fluidos. Este sellamiento es especialmente efectivo en zonas agotadas, en las cuales no se puede mantener un gradiente de presión de agua o aceite. Los sistemas especiales poliméricos pueden controlar efectivamente la pérdida de fluido a presiones sobrebalanceadas en exceso, de hasta 2000 lpc, **con una mínima pérdida de fluido hacia la formación.**

El sellamiento actúa como un microfiltro que remueve los sólidos de la fase fluida antes que estos entren a la formación. Así se elimina el problema de invasión de sólidos debido a que el fluido tratado es usualmente salmuera, y la inhibición es suficiente para prevenir el hinchamiento de las arcillas.

Para remover este sellamiento externo, usualmente se emplea inyección de fluidos, o el pozo por sí solo lo elimina al producir. Si además es necesaria la limpieza de los sellos de cloruro de sodio, éstos se pueden remover con agua fresca o subsaturada. Para una resina soluble en aceite, se puede lavar con diesel o con crudo; y el carbonato de calcio con lavado ácido.

La disponibilidad de varios materiales densificantes, solubles en ácido, da a estos fluidos un rango de densidad que puede llevarse hasta 19 lb/gal. A mayores niveles de densidad, es preferible el uso de itabarita o hematita que el carbonato de calcio. La pureza del carbonato de calcio varía y, en algunos casos, puede contener un gran porcentaje de arcillas dañinas.

Existen desventajas con respecto a los sistemas poliméricos, particularmente, su bajo rendimiento en salmueras de alta densidad, su falta estabilidad térmica, la producción de espuma y su naturaleza corrosiva. En salmueras de alta densidad, la sal retiene un porcentaje de agua. Esto limita el rendimiento de los polímeros. Las salmueras de cloruro de calcio, hasta 11 lb/gal, son líquidas y aceptables para elaborar estos sistemas poliméricos.

La hidroxietilcelulosa viscosifica salmueras pesadas, pero la cantidad requerida es alta. El biopolímero XC es inefectivo a densidades superiores a 12 lb/gal, y la mayoría de los polímeros usados en estos sistemas están limitados por una temperatura de 250°F a 275°F. Los fluidos de este tipo no deben emplearse por encima de este nivel (especialmente si se dejan en el hoyo), pero éstos en ocasiones se tratan con “extendedores de temperatura”.

Se deben tomar precauciones para dar suspensión al material densificante, ya que la viscosidad del fluido en el fondo del hoyo es menor que la viscosidad en la superficie, debido al adelgazamiento por temperatura. Un sistema, que es estable a

80°F, puede perder esas propiedades rápidamente a 150°F. Por ello es recomendable realizar pruebas de laboratorio a temperaturas anticipadas, antes de usarlos.

La formación de espuma es otro problema de estos sistemas de salmueras viscosificadas, y por eso hay que usar algún antiespumante disponible en el campo.

La corrosión puede ser excesiva. Sin embargo, existen secuestradores de oxígeno e inhibidores de corrosión que pueden controlar este parámetro. En el caso de salmueras limpias, hay que estar seguro de que este inhibidor de corrosión no sea dañino para la formación.

II.3.3.17.- Manejo del Fluido

La clave para manejar los fluidos de completación o reparación es mantenerlos siempre limpios. Ellos no deben contener material considerado dañino para la formación. Si el equipo no es el adecuado, entonces los costos y esfuerzos en mantenerlos limpios y descontaminados se pierde ^[22].

Una lista de control incluye, cuando menos, las siguientes recomendaciones:

- Limpiar los equipos de transporte (camiones bomba, gabarras, etc.)
- Lavar los tanques de almacenamiento
- Limpiar con agua las bombas y líneas
- Inspeccionar las tuberías de trabajo y verificar que estén libres de parafinas, costras u otros desechos
- Controlar las propiedades físico-químicas del fluido durante la operación

II.3.3.18.- ¿Cómo obtener Fluidos Limpios de Completación?

La trayectoria que recorre el fluido a través de la tubería, incluyendo el espacio anular, debe librarse completamente de costras, moho, bacterias, exceso de lubricantes y todo sólido, si se quiere mantener un fluido limpio. Pueden ser necesarios dos o tres sistemas raspadores para remover los sólidos de lodos de perforación, costra de lodo y partículas corrosivas. Los tanques de preparación y almacenamiento deben mantenerse limpios. La sarta y las herramientas en el fondo del pozo deben usarse sin pintura; el lubricante de tuberías debe aplicarse en pocas proporciones y sólo en las uniones. El anular entero se llenará con varios volúmenes de agua salada u otro fluido desplazante, para asegurar que en el sistema completo se hayan lavado los sólidos obstructores. Estas costosas prácticas operacionales de limpieza son necesarias, para no dañar la productividad.

Es menos costoso y más seguro que se obstruya un filtro en la superficie, a que se obstruya el pozo. Esto sugiere una filtración local final para prevenir la contaminación de la formación productora. Un estudio reciente indicó que es mejor filtrar en exceso que no hacerlo suficientemente. Tal “fluido limpio” no causa daño a la formación, y permite que el fluido por sí solo sea compatible con el fluido nativo de la formación.

Debido a la variabilidad de la carga de sólidos durante las operaciones de completación, se recomiendan varios pasos para removerlos y para mejorar el proceso de filtración, si se desea obtener un sistema libre de sólidos.

En orden descendente de tamaño de remoción de partículas, se incluyen los siguientes equipos: un cernidor o vibrador, un tanque de asentamiento o trampa de arena, una centrífuga-separadora y, finalmente un filtrado de alto rendimiento.

Existe un sistema de filtración de campo, que puede modificarse de serie a paralelo, de acuerdo con las necesidades. Están disponibles tres tipos de filtros de alto rendimiento, utilizados para obtener una buena filtración de las salmueras, necesarios para minimizar el daño por partículas a la formación: filtros comunes de cartuchos, filtros de tierra de diatomeas y cartuchos absolutos.

Los filtros comunes de cartucho son los sistemas de filtros de alto rendimiento más usados hoy en día en la industria petrolera. Ellos son tubos cilíndricos con material filtrante, que atrapan las partículas cuando el fluido pasa a través de su matriz permeable.

El material filtrante usado comúnmente incluye polipropileno, fibras tejidas de polipropileno, poliéster hilado de alta densidad, poliéster celulósico fenólico impregnado o algodón. El flujo a través de los cartuchos va de afuera hacia adentro porque la mayor cantidad de contaminantes son bloqueados en la superficie externa. Las partículas pequeñas se alojan convenientemente, por sí solas, dentro de la matriz del filtro. Las partículas bloqueadas son función de la variación en micrones del filtro de cartucho, la cual puede oscilar entre 1 μm y 100 μm . Se notará que ésta es una variación nominal, la cual se expresa mediante valores arbitrarios del fabricante y dependen del porcentaje de peso removido. Debido a la naturaleza arbitraria de esta variación del tamaño asignada en micras, se tiene poca capacidad de predicción en el funcionamiento real del cartucho. La filtración por cartucho es función de la tasa de flujo, caída de presión a través del medio, concentración de la carga de sólidos y otras variables.

Los cartuchos corrientes se ordenan dentro de un sistema de agrupado, el cual, usualmente se opera para permitir la filtración **en serie**. Usando dos sistemas de agrupación durante las operaciones de completación, es posible realizar filtración continua intercambiando el flujo al arreglo limpio o lavado. Este procedimiento siempre es necesario para reemplazar elementos obstructores. Debido a que una torta

de filtrado o revoque se genera sobre el filtro de cartuchos, las partículas más finas se remueven para transformar la filtración en un sistema más eficiente. De esta manera, el lado grueso del filtro necesita cambios más frecuentes que la parte delgada, corriente abajo. La tasa de flujo de filtración puede variar de 1 a 6 barriles por minuto.

Con evidencias de campo se ha demostrado que la eficiencia de la filtración se incrementa, mientras la caída de presión o diferencial de presión a través del cartucho no cause mezclas, división o descarga de las partículas atrapadas. Si estos sólidos se dejan en el pozo pueden ocasionar daño un significativo a la formación.

A través del tiempo se han notado problemas adicionales, tales como una alta incidencia de desvío (“bypass”) del flujo en el filtro debido al sellado defectuoso del recipiente, lo cual puede traducirse en daño a la formación. Pocos años atrás, las tierras de diatomeas (DE) fueron los primeros filtros usados en operaciones de completación y han sido utilizados conjuntamente con una variedad de diferentes sistemas de filtro, incluyendo: filtro de platos y filtros de marco, filtros tubulares y filtros de hojas verticales.

Independientemente del tipo de filtro que se emplee, la operación del filtrado con tierras de diatomeas es usualmente el mismo. Un sistema de filtración incluye los siguientes componentes: el filtro, un tanque precubierto, un tanque de alimentación y bombas asociadas.

Para usar el sistema DE, primero se recubren las tierras de diatomeas en el medio de preparación. Después del recubrimiento, el filtro se coloca en línea para dar comienzo al bombeo. Luego se abre la línea de alimentación al filtro y, simultáneamente, se cierra la línea del tanque de pre-recubrimiento. A la alimentación del filtro de “DE” se le suma fluido ya filtrado, pues se supone que los sólidos contaminantes pueden formar parte del medio de filtración. La tasa y la cantidad que

ha de añadirse está relacionada con el tipo y concentración de sólidos en el flujo de entrada y, usualmente, se determina experimentalmente. La alimentación de DE, debe introducirse continuamente, para así mantener la porosidad de la torta del filtro, la cual efectivamente forma un medio de estructuras aleatorias porosas que remueven los sólidos a través de su estructura. Como este medio no está mezclado, el filtro de tierra de diatomeas no puede garantizar una afluencia de cortes de tamaño determinado, aunque inicialmente puede crearse un tamaño definido de cortes, por la acción de bloqueo de las tierras de diatomeas.

Los filtros de cartuchos de 2 μm deberían colocarse corriente abajo del filtro DE, dado que las DE usualmente pueden descargarse a través del medio de preparación, y es posible que dañen permanentemente la formación.

El sistema de filtración que se utilizará puede resultar aparatoso. Un sistema típico de 6 bpm ocupa un volumen de 1000 pies³.

En la Costa de México, se ha usado exitosamente el filtrado con tierras de diatomeas en operaciones de completación.

Sin embargo, se ha publicado que de los filtros empleados en campos petroleros, el sistema de tierras de diatomeas es el más complicado para operar.

Otros investigadores han observado que se debe ser muy cuidadoso para asegurar que el flujo en el filtro sea continuo; de otra forma, las DE pueden caer al medio de preparación y pasar corriente abajo. También, como la filtración con DE involucra un medio **móvil**, existe la posibilidad de cambiar el flujo no tratado y liberar sólidos retenidos, especialmente si la carga es mayor de 100 ppm^[13].

Los cartuchos absolutos usados en trabajos de completación parecen ser similares, en comodidad y forma, a los cartuchos comunes. Sin embargo, las

funciones reales difieren significativamente. Los materiales de filtro que se usan incluyen resinas, fibra de vidrio, y todos los polipropilenos o resinas epóxicas impregnadas en celulosa. Estos filtros tienen una estructura fija, la cual está formada dentro de hojas que se pliegan dentro de una gran área de superficie del cartucho. El flujo a través del cartucho procede de afuera hacia adentro, con una torta de filtrado o revoque en la superficie externa. Este constituye el mecanismo primario de filtración. Estos cartuchos están disponibles para usos en fluidos de completación en intervalos absolutos de 2 μm a 34 μm .

Para varios tamaños de partículas, el valor β ^[13] (relación entre la concentración de flujo de entrada y la concentración de flujo de salida) se grafica versus el tamaño de partículas; esos puntos se extrapolan hasta un valor extendido de 10000 para β .

El tamaño correspondiente de partícula puede obtenerse directamente del valor β , y se calcula como sigue:

$$\frac{\beta - 1}{\beta} \times 100 = \text{Tamaño de la Partícula}$$

Las condiciones del ensayo se definen de tal modo que la variación de medidas, representará en lo posible como funcionará el filtro en servicio real de campo.

Aplicándose este método, se producirá un perfil de eficiente de remoción para cualquier otro filtro, y así se establece una buena base de comparación. Los cartuchos absolutos plegados se operan de manera similar, para que se puedan alinear **antes** de cartuchos comunes.

La tasa de filtración también puede variar a 8 bpm, o más, dependiendo de la configuración de disposición del material filtrante.

Un sistema típico de cartuchos de 6 bpm es compacto, y ocupa un volumen de sólo 360 pies³.

Algunas investigaciones han encontrado que, como el área efectiva de filtración se duplica en un cartucho, la capacidad de remoción de impurezas entonces se incrementa en forma exponencial, y hasta puede cuadruplicarse. Así, un cartucho absoluto **plegado** tiene mayor capacidad de remover material por filtrado y mayor vida que el cartucho común, el cual opera tanto por revoque como por grosor de filtro.

El costo por unidad de los cartuchos absolutos plegados es mayor que el del cartucho común.

II.3.3.19.- Determinación de la Limpieza de un Fluido

El control y seguimiento de prácticas operacionales y una filtración final local son la mejor forma de asegurar que durante las operaciones de completación se reduzcan las invasiones de partículas a la formación.

Tanto los suplidores como los usuarios necesitan información técnica para determinar la limpieza del fluido, la cual depende de los requerimientos de aplicación y limpieza. Esta información se puede limitar simplemente a medir la turbidez, con un medidor instalado en el campo, o puede hacerse en el laboratorio un análisis complejo de contaminantes, determinado por absorción atómica.

Los análisis de laboratorio son los métodos necesarios para examinar las posibilidades técnicas y económicas del sistema de fluido limpio, antes, durante y

después de las operaciones de filtración. Por ejemplo, para verificar el desempeño de la filtración y la remoción del total de sólidos suspendidos, tanto del flujo de entrada como el de salida, da una buena indicación de la limpieza del fluido y funcionamiento del sistema.

Los ensayos de fluidos pueden clasificarse en dos grandes categorías: análisis de campo y análisis de laboratorio. En el pasado, los análisis de campo se limitaron sólo a ensayos simples, tales como medidas de turbidez o pH. Pero, hoy en día, debido al desarrollo de las plataformas costa afuera, se han diseñado equipos portátiles de laboratorio que proveen facilidades para los análisis de fluidos. En caso de no poseer facilidades de laboratorios cercanos al campo, se puede utilizar un sistema portátil para así asegurar que se tomen muestras apropiadas, a fin de que la prueba sea válida y puedan realizarse las interpretaciones correctas. Un método preciso de campo es especialmente importante cuando las muestras de fluido están sujetas a cambios químicos o biológicos que sólo pueden ser determinados correctamente mediante un cuidadoso análisis local.

Debe tomarse una muestra representativa **antes** de que una prueba pueda evaluarse correctamente. El muestreo es una técnica muy delicada, la cual debe llevarse a cabo en forma apropiada para evitar subsecuentes resultados erróneos. La metodología del muestreo ha sido estandarizada por diferentes instituciones, tales como ASTM y NACE. La idea es obtener una muestra representativa, en el lugar y hora deseada, manteniendo limpios los equipos de muestreo. La muestra de fluido debe marcarse e identificarse por su localización, tipo, tiempo, cantidad, temperatura, presión y otra información relevante.

Las pruebas que se describen a continuación son las utilizadas más comúnmente:

Análisis Gravimétrico del Total de Sólidos Suspendidos

El resultado de esta prueba indica la cantidad de sólidos contaminantes, tales como: cortes de perforación, desechos o arena, existentes en un volumen determinado de muestra.

Generalmente, el resultado se registra en mg/l, ya que a menudo está sujeto a errores cuando se trata de representarlo en ppm. En salmueras de bajas densidades, la relación entre mg/l y ppm es bastante cercana, pero a medida que la densidad del fluido aumenta no existe conversión directa, y por esto se debe evitar esta comparación.

Cantidad de Partículas

En este ensayo, se miden y cuentan las partículas suspendidas, en un volumen dado de fluido de completación. Esos resultados usualmente se presentan como el número total de partículas de un tamaño específico por milímetro de muestra. Un ejemplo puede ser: 400 partículas en un intervalo de 10-20 micrones por mililitro de fluido.

Análisis de Turbidez

La turbidez es una medida óptima de la opacidad o pérdida de transmisibilidad de la luz del fluido causada por los sólidos suspendidos y otros contaminantes en trabajos de completación. Los resultados de turbidez comúnmente se registran en NTU (Nephelometric Turbidity Units), y dependen del aparato y fluido analizado.

Para identificar o cuantificar la contaminación del fluido de completación, también pueden emplearse otras pruebas, tales como el pH, contenido de aceite, composición química, contenido de cenizas por microscopía electrónica, etc.

II.3.3.20.- Daño a la Formación

Este término incluye:

Cualquier efecto que le ocurra a la formación (químico o físico) y que reduzca la productividad del pozo. Este daño puede ocurrir durante las operaciones de perforación, completación, estimulación, completación o producción.

El daño a la formación es algún tipo de restricción artificial en la vecindad inmediata del hoyo; por ejemplo, restricciones en los canales de flujo de la roca del reservorio, lo cual reduce o impide el flujo de petróleo o gas hacia el mismo ^[13].

Causas Básicas (Todas Inducidas)

El daño generalmente es inducido o es el resultado de uno o varios de los siguientes factores:

- Invasión de partículas extrañas
- Hinchazón de las arcillas de la formación
- Desalojo y movimiento de las partículas de la formación
- Afinidad por hidrocarburos del yacimiento
- Fluidos químicamente incompatibles
- Bloqueo con emulsión y bloqueo con agua

Como se ha indicado, una o más de estas causas pueden coexistir.

El daño causado a la formación se puede determinar por medio de ensayos de caída de presión. La caída de presión por velocidad de flujo unitario, está dominado o controlado por los siguientes factores:

Resistencia de la formación al flujo

Viscosidad del fluido producido

Resistencia adicional en la zona dañada alrededor del pozo, efecto pelicular (“skin effect”)

i) Invasión de Partículas Extrañas. Esto incluye invasión de arena, arcillas, baritina, bentonita, mica, hierro, cemento, lubricante de tubería, etc.

La causa más importante de daño a la formación es la invasión de partículas extrañas. Las partículas finas se desplazan **dentro de la roca** y taponan los poros. Las partículas que van hacia una formación tienen muchos caminos que elegir, cuanto más profundo penetren (menor resistencia yendo hacia adentro de una formación). Por el contrario, cuando se trata de remover estas partículas, el número de caminos **hacia el hoyo** disminuye rápidamente. Las partículas tratan de pasar a través de los canales, que van disminuyendo en número, y tienen la tendencia a taponar los canales.

ii) Hidratación de las Arcillas de Formación

En las operaciones de perforación y completación se introduce un fluido en la roca del yacimiento. El efecto del fluido sobre los minerales de esa roca dependerá de la composición química del fluido y del tipo de arcilla en los poros. Un revestimiento poral leve o cemento entre granos puede hidratarse y, efectivamente, bloquear un cuello poral. Todos los yacimientos de arenisca contienen arcillas, las cuales reaccionan rápidamente con los fluidos debido a su tamaño más pequeño y a su mayor área de superficie.

iii) Desalajo y Movimiento de las Partículas de Formación

Los precipitados de minerales de arcillas y otros minerales no arcillosos pueden desalojarse y convertirse en “agregados sueltos” en el espacio poral. En este estado, las partículas pueden trasladarse con el flujo, hasta producirse una restricción en el modelo poral y causar un bloqueo.

iv) Afinidad del Yacimiento

La capacidad de ser “mojado” o humectabilidad es un término que se usa para indicar si la superficie de la roca tiene la capacidad de ser cubierta preferentemente con una película de petróleo o por una de agua. La mayoría de los yacimientos son naturalmente “mojados” por agua. En efecto, una capa delgada de agua recubre las partículas de la roca y actúa como una “barrera lubricante” para el petróleo. Si se inyectan productos químicos que se humedecen con el petróleo del yacimiento, cuya roca está humedecida por agua, esto ocasiona que el aceite moje los granos. Si esto ocurre, la capilaridad y la fricción tratan de impedir el movimiento del petróleo a lo largo de los granos. Por consiguiente, la formación produce con **más facilidad** agua que petróleo.

v) Fluidos Químicamente Incompatibles

Si el fluido usado no es químicamente compatible con los fluidos naturales del reservorio, se produce precipitación de sólidos en el espacio poral y se reduce o se pierde la permeabilidad original de la roca. Las sales de sodio y de calcio y los compuestos de hierro son precipitados comunes que ocasionan daños severos a la formación.

vi) Bloqueo con Emulsión y Bloqueo con Agua

Los fluidos que contienen aditivos que reducen la tensión interfacial entre el petróleo y el agua y pueden actuar como emulsificantes, forman un bloqueo por emulsión entre el fluido invasor y el petróleo del yacimiento. Una emulsión de alta viscosidad se resiste al flujo, es decir, reduce la movilidad del sistema de fluidos.

El bloqueo con agua ocurre cuando se pierden grandes cantidades de agua en una formación parcialmente humedecida o humectada por petróleo. Entonces, se reduce la permeabilidad relativa del petróleo o gas cerca del hoyo.

Usualmente este problema se autocorrigue, pero puede persistir durante meses o ser corregido con la inyección de un surfactante con afinidad al agua.

II.3.3.21.- Control de Daño a la Formación

Para prevenir daño a la formación y evitar que los sólidos o el filtrado la invadan, se debe operar con una columna de fluido sometida a balance. La presión hidrostática debe ser **menor** que la presión de la formación. En algunos casos puede aplicarse este método, pero es muy arriesgado y requiere equipos especiales y personal bien entrenado. Para completar zonas de baja presión se está utilizando espuma, gas o hidrocarburos, a fin de mantener presiones hidrostáticas bajas. Sin embargo, en la mayoría de los pozos, debe mantenerse una condición de sobrebalance, y para prevenir el daño se requiere el uso de un fluido inocuo.

Para seleccionar el fluido adecuado para una zona de producción en particular se debe hacer un estudio de **sensibilidad del yacimiento**.

Deben realizarse pruebas de laboratorio para definir la causa del daño: taponamiento por sólidos, dispersión e hidratación de arcillas hidratables, traslado de

partículas finas, precipitación química de escamas, mojamiento o humectabilidad por petróleo, etc... La información obtenida indicará los valores críticos de cada problema, el grado del daño causando y la efectividad de las medidas correctivas. El costo de este estudio es mínimo, comparado con los beneficios que se generan si la productividad del campo mejora aun en un pequeño porcentaje.

Fluidos No Dañinos para el Yacimiento

Para prevenir daño y dejar al yacimiento en sus condiciones originales previo a la perforación y completación se deben formular fluidos apropiados, las cuales ocasionarían mínimo o ningún daño a la permeabilidad del yacimiento. Hoy en día se dispone de fluidos que no dañan la formación y deben considerarse para la completación y reparación de zonas productoras.

Estos fluidos tienen muchas características ya indicadas (libre de sólidos, no-reactivos, etc):

- Algunos de ellos son los siguientes:

Salmueras limpias filtradas

Fluidos naturales del yacimiento

Petróleo (crudo, diesel, no dañino o neutral)

- Además deben estar libres de arcillas con un mínimo posible de sólidos biodegradables y en todo caso que tengan las siguientes características:

Solubles en agua

Solubles en ácido

Solubles en aceite

II.3.3.22.- ¿Porqué No utilizar Lodo de Perforación como Fluido de Completación?

- Con una estadía prolongada en el hoyo a altas temperaturas, los materiales orgánicos del lodo de perforación se desagradan y forman CO₂ y H₂S
- La flora bacteriana puede descomponer los aditivos orgánicos
- Los lodos y aditivos sobre materiales metálicos por largos años pueden reaccionar electroquímicamente con dichas superficies metálicas y formar sulfitos, a una temperatura moderada
- Los lodos de aceite y las emulsiones invertidas son fluidos de empaque excelentes por no ser conductivos (no hay acciones de la célula corrosiva) y son empaques estables (tiempo y temperatura). No obstante, si la empaadura falla o se filtra, el crudo producido o gas disuelve el lodo de aceite, y destruye los sellos de las empaaduras, con lo cual se permite que el material densificante (barita, óxido de hierro, etc...) se asiente en el tope de la empaadura y atasque a esta y al eductor. Ahora la industria petrolera puede evitar estos problemas costosos empleando salmuera inhibida libre de sólidos como fluido de empaque.

II.4.- Cañoneo y Tipos de Cañoneo

II.4.1.- Cañoneo

El cañoneo es el proceso de crear aberturas a través de la tubería de revestimiento y del cemento, para establecer comunicación entre el hoyo, el pozo y las formaciones seleccionadas, todo mediante balas o cargas fulminantes especiales y detonadores eléctricos (cañones)^[1], de manera que se logren los siguientes objetivos:

- * Evaluar los intervalos productores
- * Optimizar la producción y el recobro
- * Optimizar la inyección y el recobro
- * Aislar zonas no deseables (cementación forzada)

El objetivo principal de la evaluación es identificar el método de cañoneo apropiado para la producción efectiva del pozo.

El logro de este objetivo requiere una planificación cuidadosa en la que es necesario tener en cuenta, principalmente, el tipo y tamaño de cañón, tamaño y peso del revestidor que se disparará y presión de la formación a cañonearse^[13].

Cada vez que se realiza un trabajo de cañoneo, las perforaciones tienen que penetrar al revestidor e ir más allá del cemento en la formación petrolífera. Estas perforaciones deben ser limpias, de tamaño y profundidad uniformes y no deben dañar el revestidor ni la adherencia del cemento.

La carga moldeada típica es un dispositivo sencillo^[13], el cual consta de cuatro componentes básicos:

- * Forro metálico cónico
- * Un fulminante
- * Carga explosiva
- * Cubierta o envoltura

Los comportamientos de las cargas dependen de un conjunto de parámetros de diseño. Los aspectos más importantes del forro son: geometría, ángulo, material, propiedades físicas, espesor y dimensiones. La configuración de la carga es importante y debe incluir la distancia entre el ápice del forro y el fulminante. La distribución del explosivo y la densidad del mismo (lo cual determina la velocidad de detonación) puede ser más importante que la cantidad total de explosivo.

Otro aspecto relevante que se debe considerar es el llamado juego del cañón, el cual es la distancia entre el cañón y el revestidor a lo largo del eje del mismo. La mayoría de los cañones tienden a descentrarse en el revestidor debido a la desviación del pozo. También la mayoría de los cañones son de varias etapas y apuntando en distintos ángulos (fases). Entonces la penetración y el tamaño de la perforación individual no son constantes debido a que el juego es variable.

Existen otros factores que se deben tomar en cuenta en el cañoneo de revestidores: por ejemplo el tipo y resistencia de la formación, espesor y resistencia del revestidor, soporte del revestidor por el cemento, espesor y resistencia del cemento, gradiente geotérmico y temperatura de fondo.

En cuanto a la temperatura, existen cargas diseñadas para que resistan hasta 300°F durante cierto tiempo, y otras diseñadas para soportar temperaturas superiores a 300°F.

A continuación se presentan algunos conceptos básicos necesarios para el mejor entendimiento del proceso, tipos y objetivos del cañoneo (ver Figura II.45):

i) Densidad de Cañoneo: se define como el número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son las de 2 a 4 **tiros por pie** (TPP). Con dispositivos especiales, esta densidad se puede elevar a 8 y 12 TPP ^[22].

ii) Dirección de Tiro (fases): indica el ángulo entre cargas. Así, por ejemplo, las cargas pueden ser disparadas, de acuerdo con el ángulo que puede ser de 0°, 90°, 120°, 180°. ^[22]

iii) Separación de Cargas: indica la distancia existente entre la pared interior del revestidor y la carga ^[22].

iv) Penetración: es la longitud de la perforación realizada por una carga dada. Usualmente se mide siguiendo el método API (API RP43 Standard Procedure for Evaluation of Well Perforations) ^[22].

v) Diámetro a la Entrada de la Perforación: representa el diámetro del agujero que se crea en el revestidor durante el proceso de cañoneo ^[22].

vi) Rendimiento de la Perforación: es el rendimiento real de la perforación en relación con el de una perforación ideal realizada con el núcleo experimental ^[22].

vii) Factores de Efectividad ^[12]

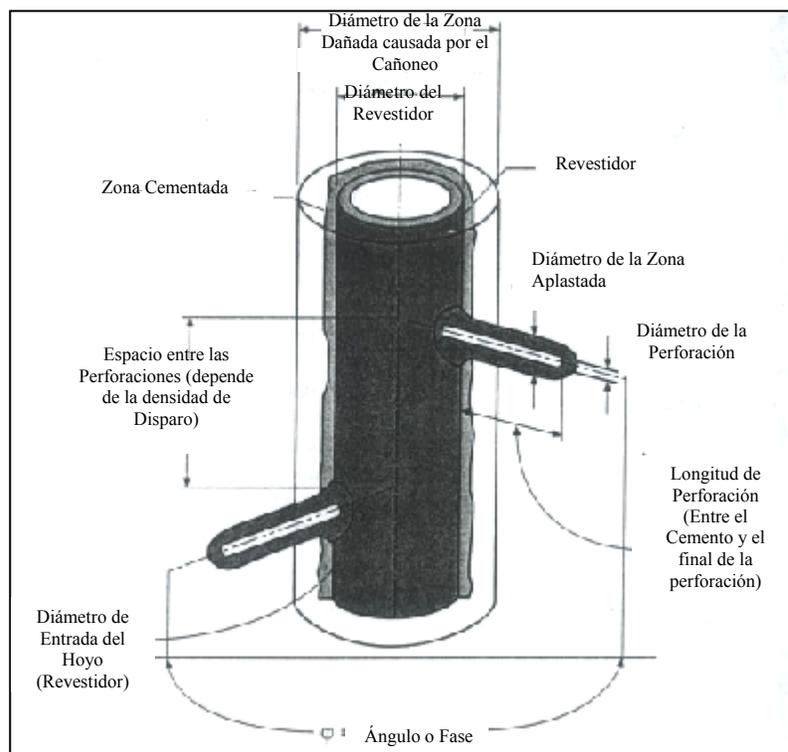
La efectividad del cañoneo depende fundamentalmente de los siguientes factores:

- * Tipo de equipo usado en el proceso
- * Cantidad y tipo de cargas del cañón

- * Técnicas usadas en la completación del pozo
- * Características de la tubería y del cemento
- * Procedimiento usado para el cañoneo

El diseño de un programa optimizado de completación de pozos incluye cuando menos los siguientes elementos:

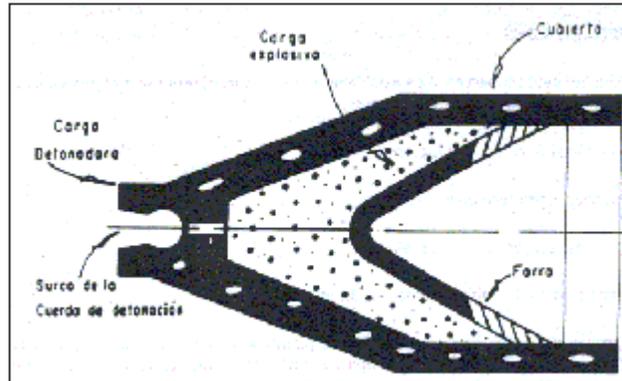
1. Selección del sistema de cañoneo más eficaz
2. Selección del tamaño de los orificios perforados y la densidad de disparo
3. Cálculo de la presión máxima de bajobalance que admitan la formación y/o sistema mecánico del pozo



II.45.- Geometría del Cañoneo

viii) Explosivos

Los explosivos utilizados en el cañoneo están expuestos a las temperaturas de fondo. Estos explosivos tienen un tiempo de vencimiento que depende de la temperatura.



II.46.- Carga Moldeada Típica utilizada en el proceso de cañoneo donde se indica sus componentes

II.4.2.- Métodos de Cañoneo de un Pozo ^[13]

Fundamentalmente existen tres técnicas de cañoneo como se indican a continuación:

- a) Técnica de disparo sobrebalance (“overbalance” $P_h > P_f$)
- b) Técnica de disparo bajo balance (“underbalance” $P_h < P_f$)
- c) Técnica híbrida (PACT “Positive Action Completion Technique”) ^[25]

a) Técnica de Disparo SobreBalance: La presión hidrostática ejercida por el fluido de completación siempre debe ser mayor que la presión del yacimiento, lo cual permite que durante la operación del cañoneo el pozo se mantenga estático. Dicha técnica se continúa utilizando en un 90% de los pozos nuevos y los reparados. Mediante esta técnica sólo se utilizan cañones transportados mediante guaya eléctrica,

ó cable energizado. Esta técnica tiene la ventaja de que se pueden disparar varios intervalos y el pozo se puede completar selectivamente, sin mayores problemas.

b) Técnica de Disparo BajoBalance: Se desarrolla después de muchos análisis a la técnica de sobrebalance, la cual no evitaba que el fluido de completación tuviera contacto con la formación y que los residuos del cañón se mantuvieran en los túneles de las perforaciones.

Mediante esta técnica, los cañones se bajan conectados mediante espaciadores del mismo diámetro de los cañones, con cargas distribuidas “en multifase” (orientación) y alta densidad de disparo. Dichos cañones pueden bajarse con una empacadura de prueba o con la completación permanente. La tubería de producción se baja seca, o parcialmente llena, para darle a la formación el diferencial de presión requerido en el momento del disparo. La sarta de cañones se ubica mediante un registro de correlación (Gamma Ray), y luego se asienta la empacadura. Durante el disparo, se abre una manga debajo de la empacadura, para igualar presiones y permitir el paso de fluidos del revestidor al interior de la tubería de producción.

Normalmente el cañón se equipa con una cabeza detonadora colocada en el tope de las perforaciones. Esta se detona dejando caer una barra o aplicando presión hidrostática. Al disparar, los fluidos del yacimiento entran violentamente a la tubería de producción a través de la camisa deslizante. El cañón y la barra se dejan caer al fondo del pozo, mediante un soldador mecánico o automático para así permitir los futuros trabajos de guaya en el pozo. Esto último sólo se hace, si el cañoneo ocurre con la sarta de completación en sitio. En los otros casos, se retiran los cañones y luego se procede a la completación. Esto se describe a continuación: Técnica Híbrida.

c) Técnica Híbrida: Como su nombre lo indica, combina la forma de cañonear el pozo en **sobrebalance** (“Casing Gun”), para luego correr en el pozo una sarta de prueba o de completación con una empacadura y un disco de cerámica o de

vidrio y la tubería parcialmente llena, a fin de producir el mismo efecto que causa el disparo bajobalance. Después de disparar el pozo en sobrebalance, se baja la sarta de completación, ajustando convenientemente el diferencial “a favor de la formación” y luego se deja caer una barra de acero para romper el disco de cerámica o de vidrio a fin de que la formación pueda fluir libremente limpiando las perforaciones. Se han reportado resultados favorables de productividad, ligeramente iguales a los obtenidos mediante la técnica de cañones transportados por tubería TCP. Para ejecutar esta técnica, se recomienda una selección adecuada del disco cerámico dependiendo del diferencial que se utilizará. Igualmente, es necesario correr en la tubería de producción un tapón inmediatamente encima del disco, con la finalidad de evitar su rotura antes de tiempo. Después de asentar la empacadura, se recupera el tapón y se prosigue con las operaciones.

La técnica de completación de pozos utilizando bajo-balance es ahora de uso común, ya que minimiza el daño de la formación debido al fluido de completación y limpia en lo posible las perforaciones. Sólo es necesario calcular el diferencial óptimo para obtener máxima productividad.

Adicionalmente, existen modificaciones de técnicas de cañoneo. Una de ellas se describe a continuación:

d) Técnica de Cañoneo de Revestimiento con Cañones Transportados con Tubería: ^[23] En los pozos petroleros terminados a hoyo entubado se requiere cañonear el revestimiento de producción, colocado frente a la zona productora, para producir los fluidos en el yacimiento. Tradicionalmente en Venezuela, este cañoneo se ha realizado con cañones transportados con guaya, de los cuales existen dos versiones: cañones de revestimiento y cañones de tubería. Los cañones de revestimiento son usados sin tubería dentro del hoyo en zonas conocidas, manteniéndose lleno el pozo con una columna de fluido que ejerce una presión

superior a la del yacimiento. Por lo general, este tipo de cañón es de 4" de diámetro externo y las cargas están orientadas en varias direcciones.

Los cañones de tubería se usan **con tubería dentro del hoyo**, lo que permite establecer el pase de fluidos del yacimiento hacia el hoyo por diferencia de presión. El diferencial de presión es efectivo únicamente al cañonear el primer intervalo, debido a que para los intervalos siguientes la presión en el intervalo del hoyo se estabiliza. Los cañones de tubería se presentan en tamaños de 2 1/8" y 2 11/16" con las cargas orientadas en un ángulo de cero (0) grados para obtener una mayor eficiencia.

Los cañones transportados con tubería (TT), a diferencia de los cañones transportados con guaya, permiten abrir todos los intervalos con flujo hacia el hoyo debido a que todos los intervalos son cañoneados **al mismo tiempo**. El cañoneo con flujo hacia el hoyo produce una limpieza instantánea de la zona productora. Además, los cañones transportados con tubería brindan la ventaja de poder usar diámetros externos cercanos al diámetro interno del revestimiento a cañonear; lo que hace posible orientar las cargas en diferentes direcciones sin pérdida de eficiencia.

Desarrollo y Discusión

i) Operación de los cañones transportados con tubería (TT): Los cañones transportados con tubería constituyen un método sencillo y seguro para cañonear los revestidores de pozos petroleros profundos. Una vez que se colocan los cañones en profundidad, según la medida de la tubería, se corre un registro de correlación (rayos gamma) que permite que con una marca radioactiva colocada en la sarta de tubería que se determine la profundidad real de los cañones. De acuerdo a la profundidad real, se procederá a bajar o levantar los cañones para colocarlos **frente a los intervalos a perforar**, según sea el caso.

Para tener precisión en la correlación se debe asentar el obturador. De esta manera se toma en cuenta para colocar los cañones tanto el desplazamiento del mandril del obturador como el pandeo de la tubería por efecto del peso aplicado. Si las medidas se toman correctamente, no es necesario otro registro de correlación después de mover la tubería, lo cual disminuye el costo de las operaciones.

Después de colocados los cañones frente a los intervalos de interés y asentado el obturador de producción con el peso adecuado, se procede a instalar y probar los equipos de superficie para la producción del pozo: líneas, múltiple de flujo, manómetros, etc. **Posteriormente**, se procede a detonar los cañones utilizando el sistema seleccionado: mecánico o hidráulico. **El pozo debe estar abierto a producción al momento de detonar los cañones**, a fin de obtener una limpieza inmediata de los canales abiertos en la formación. Después de concluido el período de limpieza o prueba de restauración de presión, según sea el caso, se procede a controlar el peso con el fluido requerido y **luego se recuperan los cañones detonados**.

ii) Evaluación: para la evaluación de los cañones transportados con tubería (TT) se realizaron comparaciones en cuanto a eficiencia de producción de fluido, problemas operacionales y costos involucrados. Las comparaciones se establecieron con tres zonas cañoneadas en el mismo pozo, con los cañones convencionales transportados con guaya. Para la eficiencia de flujo se consideraron el efecto superficial y la relación de daño. El efecto superficial representa la reducción en permeabilidad y capacidad de flujo en la vecindad del hoyo, y la relación de daño, queda definida por el cociente entre la producción **teórica** y **real** del pozo para unas condiciones determinadas. ^[25]

iii) Programación de los trabajos

a) Temperatura: la efectividad de las cargas está relacionada tanto con la temperatura del pozo como con el tiempo de exposición a dicha temperatura. El tiempo de exposición es de suma importancia debido a que los cañones TT están expuestos mayor tiempo a la temperatura del pozo que los cañones transportados por guaya.

b) Especificaciones de la Tubería, Camisa y Revestimiento de Producción: Las especificaciones de los tubulares del pozo se toman en consideración tanto para la selección del tamaño de los cañones como del método de detonación de los mismos. Los diámetros internos del revestimiento y camisa de producción definirán el diámetro externo de los cañones utilizados.

c) Zonas de Correlación: En vista de que con los cañones transportados con tuberías no se observan los cuellos del **revestimiento de producción** cuando se corre el registro de correlación, se necesita estudiar las zonas o puntos de correlación para colocar los cañones en **profundidad** con el registro de rayos gamma, el cual muestra la formación y el registro localizador de uniones de la tubería. Por zonas de correlación se entienden puntos discretos, generalmente zonas permeables que pueden ser distinguidas en cualquier registro de rayos gamma.

d) Fluido en el Pozo: la densidad y tipo de fluido dentro del pozo son factores de importancia que se toman en cuenta en la planificación de los trabajos con cañones transportados con tuberías. La densidad se utiliza en los cálculos de pasadores de corte del sistema de detonación hidráulico, así como también para los cálculos de la diferencia de presión al momento de detonar los cañones. En cuanto al tipo de fluido, siempre que se use lodo de perforación se debe tomar la previsión de utilizar el método de detonación hidráulico, en vez del método mecánico, debido a la

posibilidad que existe de precipitación de sólidos sobre el dispositivo de detonación mecánica, lo cual impediría que la barra de hierro detonara los cañones.

e) Seguridad: Además de los aspectos técnicos y operacionales considerados, también se toman previsiones en cuanto a las medidas de seguridad. Entre las medidas de seguridad que deben ser tomadas, se encuentran las siguientes: apagar los radios transistores desde el inicio del ensamblaje de los cañones hasta haber bajado \pm 1000' dentro del hoyo, al igual que las máquinas de soldar disponibles en el área. También, una medida importante es la de colocar el detonador de las cargas a unos 20' de los cañones, separado por un espaciador; lo que permite desactivar los cañones **antes** de ser sacados del equipo impidiendo reventones. En los casos cuando la barra lanzada desde la superficie para detonar los cañones se atasca en la tubería, existe la posibilidad de que dicha barra se salga de su posición de atascamiento y se detonen las cargas.

iv) Equipos usados en la Evaluación de Cañones Transportados con Tubería:

A continuación una descripción somera de estos equipos:

a) Cañones TT: los cañones son la parte del equipo que contiene las cargas explosivas que abren los orificios en el revestimiento de producción. Cuando el intervalo a cañonear no es continuo, se intercalan las cargas con secciones vacías o espaciadores.

b) Detonador de Cargas: es la parte del sistema que inicia la detonación de los cañones transportados por tuberías. En caso de ser un detonador mecánico, la parte superior del mismo presenta una reducción del diámetro que impide que objetos extraños puedan detonar los cañones. Por otra parte, en el caso del detonador hidráulico que inicia la detonación de los cañones por efecto de presión, el factor de seguridad se ajusta con los pasadores de corte.

c) Niple con Marcador Radioactivo: consiste en un niple de tubería normal con una marca radioactiva cuya función es la de facilitar la colocación de los cañones en la profundidad deseada. Cuando se corren los registros de correlación Rayos Gamma-CCL, dicho registro detecta la formación, la profundidad real y el niple radioactivo colocado en la tubería. Utilizando la distancia entre el niple radioactivo y la primera carga de los cañones, se colocan los mismos en la profundidad deseada. De allí la importancia de colocar el niple radioactivo **lo mas cerca posible de los cañones**. Dicho niple se prepara colocando una cinta radioactiva en la conexión del tubo o bien rellenando un pequeño orificio con material radioactivo.

d) Obturador Recuperable: tiene como función aislar el espacio anular entre la tubería y el revestimiento de producción, para evitar que el pozo fluya por dicho espacio. Además permite establecer la diferencia de presión entre el espacio anular y la tubería cuando se utiliza el sistema hidráulico para detonar los cañones. Con los equipos de prueba de formación se utilizan obturadores recuperables de doble agarre; los cuales aseguran el hermetismo del espacio anular.

e) Junta de Seguridad: es una herramienta que permite desconectar la tubería en caso de producirse atascamiento de la sarta.

f) Martillo Hidráulico: permite hacer impactos intermitentes en la sarta de tubería a nivel del punto de atascamiento, facilitando la recuperación de la misma. Dicha herramienta acumula presión hasta cierta tensión en la tubería, produciéndose luego la percusión o impacto sobre la sarta.

g) Portador de Bombas Amerada: es la parte del equipo de prueba que sirve para alojar los registradores de presión y temperatura utilizados en las pruebas de formación para registrar la información en el fondo del pozo. El impacto de los cañones al detonar produce daños en los registradores.

h) Válvulas de Prueba: es una válvula de acción hidráulica operada con presión anular (revestimiento-tubería) que permite cerrar el fondo del pozo. Dicha válvula se baja al pozo cerrada, lo cual permite bajar con la tubería vacía o parcialmente llena según la diferencia de presión deseada durante el cañoneo o prueba de formación. En los trabajos realizados con cañones transportados con tubería, activados por diferencia de presión, la válvula de prueba se calibra para que abra a la presión de detonación de los cañones TT.

i) Niple Transmisor de Presión: es un dispositivo para registrar la presión debajo de la válvula de prueba, cuando la misma esta cerrada. La presión se transmite a la superficie por medio de un cable eléctrico.

j) Válvula de Circulación: es un dispositivo que permite la comunicación entre la tubería y el espacio anular, bien sea para desplazar el fluido en la tubería por uno mas liviano o para controlar la presión del pozo con un fluido pesado.

II.4.3.- Determinación del Diferencial Óptimo para cañoneo Bajobalance ^[13]

El Ingeniero debe determinar cómo cañonear una arena, de tal manera que la caída de presión sea baja, la tasa de producción máxima, con bajo costo y alta seguridad.

El diferencial óptimo para cañonear bajobalance se determina por medio de ecuaciones.

Investigadores realizaron una correlación entre la permeabilidad y el diferencial mínimo para obtener perforaciones limpias en arenas. Las perforaciones limpias se definieron como aquellas que no mejoraban las tasas de producción en mas de 10%, luego de un tratamiento con ácido.

Para usar un diferencial de presión apropiado, necesario para minimizar el daño total en el momento del cañoneo, conviene definir claramente qué se entiende por formación consolidada.

a) Formación Consolidada

Se define una formación como consolidada cuando los granos de arena están cementados o compactados lo suficiente como para que queden inmóviles y no fluyan, aun en el caso de que haya flujo turbulento de fluido en sus espacios porosos. El grado de consolidación de una arenisca se identifica por contraste con las lutitas adyacentes (encima o debajo), que **están compactadas**, de tal manera que el tiempo de tránsito del registro sísmico en las lutitas es de 90 seg/pie, o menos.

Velocidad del registro sísmico menor de 90 MS/pie o densidad de lutita mayor de 2,4 gr/cc (formación consolidada)

b) Formación No Consolidada

Se define una formación como no consolidada cuando las formaciones de lutitas adyacentes tienen un tiempo de tránsito en el registro sísmico mayor a 90 seg/pie.

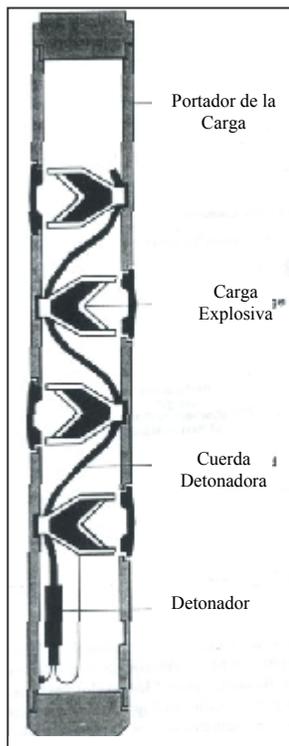
Velocidad de registro sísmico mayor de 90 MS/pie o densidad de lutita menor de 2,4 gr/cc (formación no consolidada).

c) Formaciones Laminadas

Presentan capas alternadas de arenas y lutitas, las cuales varían de 2-10 mm de espesor. Para yacimientos de petróleo y gas de esta naturaleza, en general, se hacen las siguientes observaciones:

- * Es difícil ver estas laminaciones en un perfil
- * La permeabilidad vertical baja drásticamente
- * Es difícil drenar el yacimiento si sólo se cañonea una parte en el tope del yacimiento
- * Es posible que las perforaciones en el tope se vengán en agua, lo que obliga a perforar en la parte inferior para tener un buen pozo
- * Se puede ayudar a drenar todo el intervalo, cañoneando con una alta densidad de disparos (12 TPP)
- * A manera de ejemplo, si las capas de arena forman el 25% del espesor total del intervalo, con una permeabilidad de 1 Darcy, la permeabilidad promedio en la totalidad del intervalo es de 250 mD.

II.4.4.- Tipos de Cañones



II.47.- Cañón y Explosivos

Básicamente, los cañones disponibles se pueden dividir en dos clases (ver Figura II.47 y II.49) ^[12]:

- * Cañones transportados y detonados mediante guaya eléctrica
- * Cañones transportados con tubería (TCP), los cuales son accionados mediante barra detonadora o mediante presión hidrostática

Dentro de la primera **clase** existen tres **tipos** de cañones ^[13], a saber:

- - Recuperables
- - Semirrecuperables
- - Desechables
-

i) Los Cañones Recuperables: Consisten en un tubo de acero en el cual se fija la carga moldeada. Este tubo se sella a prueba de presión hidrostática, de modo que la carga está rodeada de aire a presión atmosférica ^[13]. Cuando se detona la carga, las fuerzas explosivas expanden al tubo ligeramente pero éste se puede sacar fácilmente del pozo (ver Figura II.47).

Estos cañones recuperables tienen las siguientes Ventajas/Desventajas:

Ventajas:

- * No dejan residuo en el pozo
- * No causan deformación de la tubería revestimiento
- * Son seguros desde el punto de vista operacional, ya que los componentes explosivos están completamente encerrados
- * Se pueden operar a grandes profundidades y a presiones relativamente altas
- * Puede hacerse selectividad de zonas con su uso
- * Poseen buena resistencia química

Desventajas:

- * Son mas costosos que los otros tipos de cañones
- * Su rigidez limita la longitud de ensamblaje, especialmente para cañones de gran diámetro
- * En cañones pequeños, se limita la cantidad de explosivos que puede ser utilizada, debido al tamaño de la carga. Por lo tanto, se reduce la penetración que se puede alcanzar con este cañón

ii) Cañones Semirrecuperables: Constan de un fleje recuperable de acero o alambre donde van montadas las cargas ^[13]. Estas se encuentran recubiertas de cerámica o de vidrio, y los desechos después de la detonación se parecen a la arena o grava. Soportan la presión y desgaste, y las cubiertas de cerámica son resistentes a las sustancias químicas.

iii) Cañones Desechables o No Recuperables: Consisten en cargas cubiertas, selladas a presión, individualmente, fabricadas por lo común de un material perecedero, tal como: aluminio, cerámica, vidrio o hierro colado. Cuando la carga se detona, fragmenta la cubierta en pequeños pedazos. Estos desechos quedan en el pozo [13].

De los tres tipos de cañones descritos los más utilizados son los recuperables; le siguen en orden los semirrecuperables y luego los desechables. La preferencia por los recuperables se debe a que prácticamente no dejan residuos, hacen los huecos más uniformes y el daño al revestidor y al cemento es insignificante, a diferencia de los otros dos, los cuales normalmente se utilizan para cañoneo a través de tubería de producción. Todos estos cañones transportados con guaya eléctrica, normalmente, se disparan en condiciones de sobrebalance.

Dentro de la segunda clase se tiene un solo tipo de cañón, que es el más recientemente, denominado “Tubing Conveyed Perforator” (TCP) o cañones transportados con tubería (ver Figura II.48).

Estos cañones se bajan utilizando una tubería con empacadura de prueba. El procedimiento es el siguiente:

- 1.- Se baja la tubería con la empacadura de prueba
- 2.- Se establece un diferencial negativo de presión
- 3.- Se baja el cañón, con equipo de guaya. Generalmente se usan cañones no recuperables o parcialmente recuperables.

La tubería de producción con empacadura permite el desplazamiento del flujo de completación por un fluido de menor densidad como por ejemplo gasoil.

Este desplazamiento se puede realizar a través de las camisas de separación, las cuales se cierran con equipos de guayas. Otra alternativa consiste en achicar la tubería con empacadura asentada, hasta lograr una columna de fluido que permita obtener **un diferencial negativo** después del cañoneo.

Esta opción tiene las siguientes Ventajas/Desventajas:

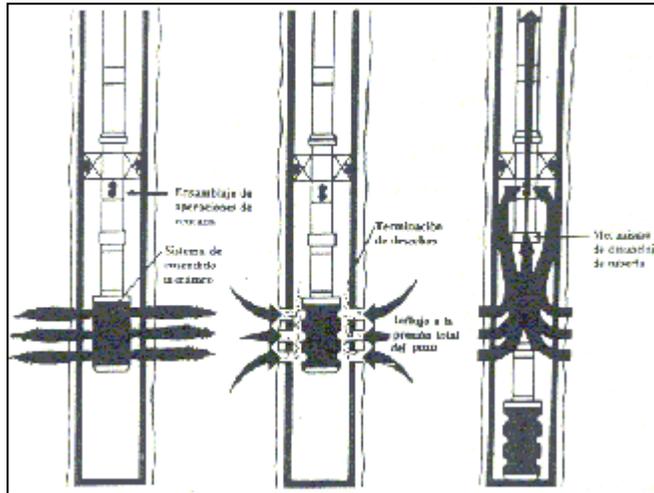
Ventajas:

- * Permite obtener una buena limpieza de las perforaciones
- * Puede utilizar diferencial de presión negativo junto con cañones grandes
- * Permite alta densidad de disparo
- * Se obtienen perforaciones de buena calidad
- * Alta aplicación en el control de arena para mejorar la tasa de penetración
- * Reduce el tiempo de operación
- * Mayor seguridad

Desventajas:

- * Alto costo
- * No puede haber selectividad en el cañoneo
- * Al probar otro intervalo, se debe controlar el pozo, con lo cual se exponen las zonas existentes a los fluidos de control

El hecho de que estos cañones TCP se bajen con tubería permite que la formación perforada se pueda disparar bajo-balance, o sea que al momento de disparar los cañones la presión hidrostática en la tubería sea **menor que la presión del yacimiento**. Esto origina flujo inmediato al pozo y permite que tanto la zona lavada como los túneles dejados por los disparos puedan limpiarse instantáneamente.



II.48.- Esquema Técnico del Cañón
Transportado por Tubería (TCP)

iv) Cañones por Revestidor (Casing Gun) ^[12]

Estos cañones se bajan por el revestidor utilizando una cabria o equipo de guaya. Generalmente la carga se coloca en soportes recuperables. El tamaño y rigidez de estos cañones no permite bajarlos por el eductor.

El procedimiento que se sigue generalmente es el siguiente:

1.- Se coloca fluido en el hoyo, de modo que la presión sea **mayor** que la presión del yacimiento

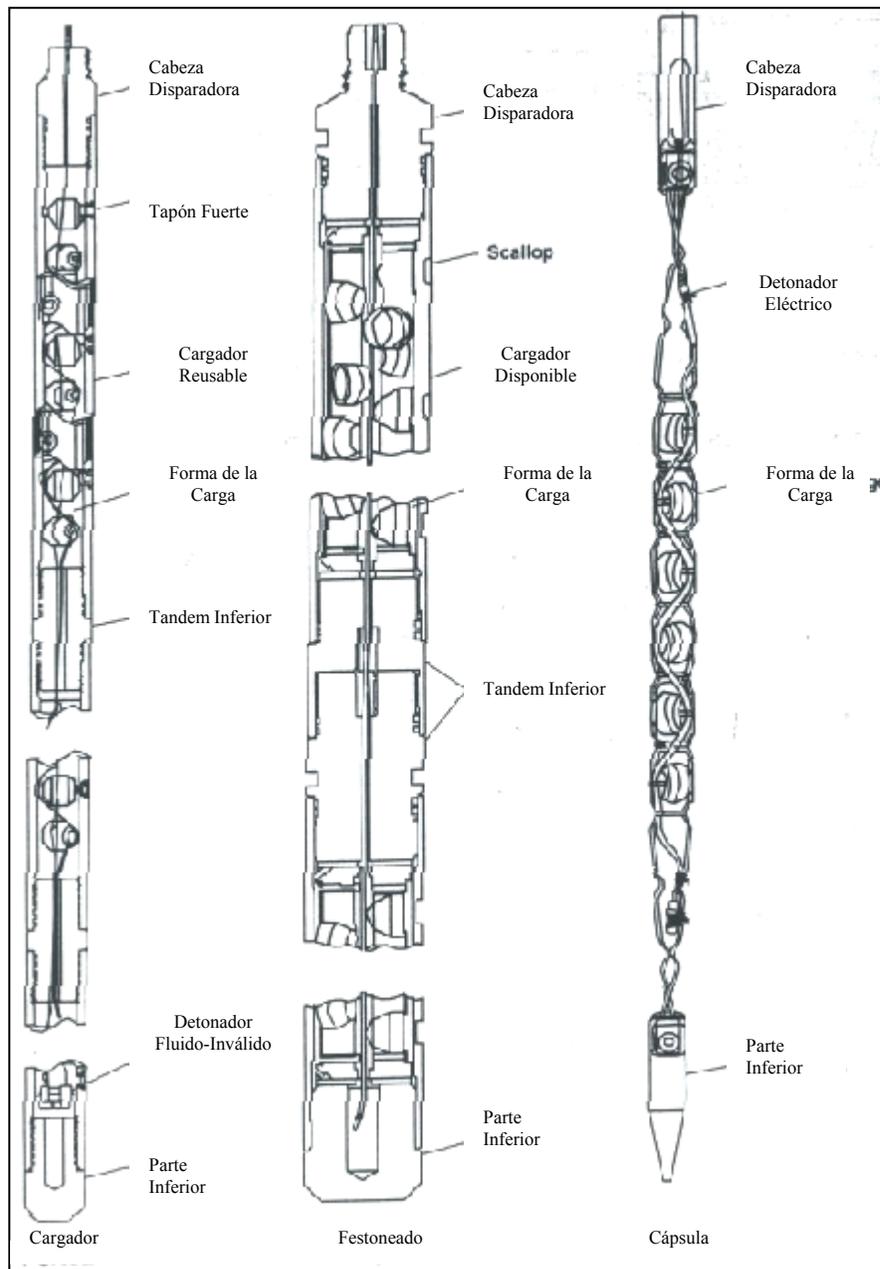
2.- Se procede al cañoneo

Esta operación (Casing Gun) tiene las siguientes Vestajas/Desventajas:

- Ventajas:***
- * Son mas eficientes que los de tubería en operaciones de fracturamiento o inyección

 - * No dañan el revestidor cuando se usan con carga tipo chorro

 - * Son útiles en perforaciones donde existen zonas dañadas por fluido de perforación o por deposición de escamas, debido a su alta capacidad de penetración
- Desventajas:***
- * Existe la posibilidad de cañonear en forma irregular, lo que permitiría que no funcionen las bolas sellantes utilizadas como desviadores en la acidificación o fracturamiento



II.49.- Tipos de Sistemas de Cañones

II.4.5.- Evaluación del Proceso de Cañoneo

Los cañones utilizados en la perforación de intervalos productores de hidrocarburos se evalúan según la Norma de Procedimientos API RP 43 (API Recommended Practices 43). Este boletín está dividido en dos secciones. La Sección 1 corresponde a la evaluación en condiciones de superficie y para ello se utiliza un “núcleo de prueba” de concreto. En la prueba se definen propiedades básicas de la perforación. La Sección 2 trata de la evaluación de las características físicas y de flujo mediante la utilización de un núcleo de arena Berea, la cual tiene una porosidad determinada y una permeabilidad saturada de kerosene ^[13].

II.4.6.- Operaciones de Cañoneo ^[12]

El cañoneo para la producción o evaluación de pozos petroleros se puede realizar bajo dos condiciones generales:

i) Diferencial de Presión Positivo

El diferencial de presión se define como la diferencia de la presión que ejerce la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada, menos la presión de formación de esa arena. En operaciones de cañoneo, la columna puede ser de: lodo, salmuera, diesel o fluidos especiales.

Cuando la presión de la columna es mayor que la presión de la formación se obtiene un diferencial de presión positivo.

Cuando se cañonea con un diferencial de presión positivo y con una columna de lodo, usualmente se producen taponamientos de algunas de las perforaciones. Esto se debe a que el lodo es fundamentalmente un fluido de control de perforación y, por lo tanto, causa obstrucción del flujo.

Generalmente, el daño causado por el lodo es parcialmente irreversible. Es decir, aún cuando se realizan luego operaciones para reducir la columna hidrostática (achique o suabeo) es prácticamente imposible obtener una limpieza completa de las perforaciones.

ii) Diferencial de Presión Negativo

Cuando la presión de la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada es menor que la presión de la formación, se obtiene un diferencial negativo. El cañoneo óptimo se obtiene con un diferencial de presión negativo y con fluidos libres de sólidos, es decir, limpios.

Es muy importante tomar las precauciones de seguridad necesarias, cuando se cañonea con un diferencial de presión negativo. Las altas presiones de la formación se manifiestan muy rápidamente en la superficie. Por lo tanto, es necesario controlar el pozo de una manera segura.

II.4.7.- Parámetros que afectan la Eficiencia del Cañoneo

Para discutir la eficiencia del cañoneo, los parámetros se deben separar entre los atribuibles o correspondientes a las operaciones, de aquellos que dependen de la formación objeto de las operaciones ^[12].

i) Atribuidos al proceso de cañoneo

Desde el punto de vista del proceso operacional se tiene:

a) Configuración de la Carga

La configuración de la carga es de importancia fundamental. Esto incluye su ubicación relativa dentro del pozo. Así, la distribución del explosivo y su densidad determinan la velocidad de la detonación y pueden tener una influencia aún mayor que la **cantidad** total de explosivo usada.

b) Diámetro del Cañón

Es evidente que para tener una mayor penetración no se requiere necesariamente un aumento en la carga explosiva.

Se puede concluir que el tamaño (diámetro) de la carga es el factor determinante de la penetración y **no** la cantidad de carga. Sin embargo, para estimar el grado de deformación del revestidor, **sí** es necesario tomar en consideración la cantidad de carga.

c) Separación entre el Cañón y la Zona Cañoneada

La separación existente entre la pared interior del revestidor y la carga, afecta el grado de penetración de la perforación.

d) Tipo de Material del Revestidor

Este es otro factor de importancia. Así, por ejemplo, al usar un revestidor N-80 en lugar de un J-55, se reduce el diámetro de la perforación en aproximadamente 10%. También se deben esperar variaciones en función del espesor de pared del revestidor.

ii) Atribuidos al yacimiento.

En lo referente a características del yacimiento que afectan el diseño y comportamiento del cañoneo, se tienen los siguientes:

a) Resistencia de la formación

La resistencia de la formación es un factor importante que influye en la penetrabilidad de las “balas” o “chorros” del cañoneo.

Por ejemplo, con la penetración a chorro de rocas de alta resistencia, se obtiene, aproximadamente, el doble de la penetración que se logra usando cañones de bala. En cambio, en rocas de baja resistencia (con esfuerzo de compresión menores de 6000 psi), el uso de balas es mas efectivo.

b) Temperatura

Este factor afecta la naturaleza de la carga. La mayoría de los cañones a chorro usan explosivos a base de ciclorita, los cuales se pueden usar igualmente hasta la temperatura de 340°F (171°C). Para pozos que exceden esta temperatura, es necesario usar un equipo especial de cañoneo. Es posible dañar el pozo, si no se usa el equipo especial cuando su temperatura excede los 340°F.

La mayoría de los cañones desechables que existen actualmente en el mercado no deben usarse en pozos de temperaturas sobre los 300°F (149°C).

b.1.) *Temperatura Alta:* El efecto negativo de un ambiente de alta temperatura en un proceso de cañoneo se puede resumir en las siguientes observaciones:

A medida que aumenta la temperatura, aumenta la posibilidad de tener explosiones espontáneas

Los cañones de alta temperatura producen, por lo general, una penetración menor que los convencionales

Los cañones de alta temperatura son, usualmente, más costosos y no permiten una selección muy amplia de las cargas

b.2.) *Temperatura Baja:* Cuando se opera un cañón de baja temperatura, cercano a su límite máximo de temperatura, es necesario tomar las siguientes precauciones:

Circular el pozo con fluidos de baja temperatura para disminuir la temperatura en el fondo del pozo. Esto se recomienda especialmente cuando se emplean cañones de tuberías, los cuales se pueden introducir al pozo después de detener el proceso de circulación

En algunos casos existe la interrogante acerca de si se pueda exceder el límite de temperatura del cañón, antes de que se produzca el disparo. En estas circunstancias se deben usar detonadores de alta temperatura, aun si el cañón posee cargas de baja temperatura. Esto evita que se efectúen disparos y perforaciones accidentales, debido a las altas temperatura. En este caso, las cargas se pueden quemar sin que se alcance el efecto perforador que sólo es posible lograr cuando el detonador se dispara. En pozos de temperatura muy alta, es posible que la única alternativa sea usar un sistema de cañoneo en el que todas las cargas están diseñadas para altas temperaturas. Sin embargo, aun en ese caso, lo fundamental es el detonador de la temperatura, ya que si este no se dispara, el resto de las cargas pueden no lograr el efecto de perforación

II.4.8.- Parámetros que determinan la Eficiencia de las Perforaciones

Los parámetros fundamentales que determinan la eficiencia de las perforaciones de un proceso de cañoneo son:

a) La Penetración de las Perforaciones

Las perforaciones deben extenderse algunas pulgadas dentro de la formación, preferiblemente más allá de la zona que se daña a consecuencia de la invasión de los fluidos de perforación.

b) Densidad y Distribución Radial de las Perforaciones

Es necesario establecer una combinación adecuada entre la penetración y el diámetro de entrada de la perforación. Evidentemente, las primeras pulgadas de penetración son las que poseen un mayor efecto en la profundidad. La influencia de la densidad del cañoneo también es notable.

Por ejemplo, una densidad de 4 TPP y de apenas 2 pulgadas de penetración ofrece una relación de productividad sustancialmente mayor que cuando la densidad es de tipo 1 TPP y con una penetración apreciable de 12 pulgadas.

c) Lavado de las Perforaciones

Al penetrar el chorro a la formación, se produce desplazamiento y compactación de la formación en la cercanía de la zona cañoneada, lo cual altera la permeabilidad original de esa zona. Además, la cavidad creada por el cañoneo se llena de material de la formación y de restos de explosivo pulverizado.

Este material usualmente se retira mediante el lavado de las perforaciones, hasta lograr la capacidad original de flujo.

La formación hace un lavado automático cuando se cañonea con un diferencial de presión “a favor de la formación”. Sin embargo, en pruebas con núcleo Berea se ha demostrado que la región compactada, después del cañoneo permanece con una reducción sustancial de permeabilidad con respecto a la zona sin daño.

II.4.9.- Determinación de la Densidad de Disparo ^[22]

El primer paso de un “Diseño Óptimo de Cañoneo” es elegir el sistema de cañoneo más eficaz, o sea, tipo y tamaño de la carga, etc. La mayoría de las selecciones se basan en las condiciones del pozo y del yacimiento. Como se han descrito en las Secciones 7.1 y 7.2. A manera de ejemplo, se tiene:

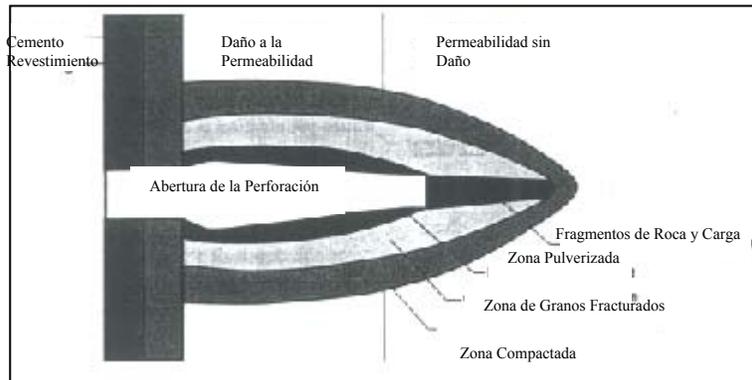
1. Se va a perforar con cañón transportado por tubería (TCP)
2. Se usarán cañones de 5” de diámetro exterior, para una tubería de revestimiento de 7”
3. Se va a utilizar la carga “Big Hole” (orificio grande) de 5”, para obtener un diámetro de orificio perforado de 0.71”

Considerando estas condiciones, hay que elegir la densidad de disparo que se va a necesitar para: (1) reducir las reparaciones durante los primeros años de vida del pozo y (2) mantener flujo laminar a través de los orificios, y también reducir al mínimo posible el potencial de producción de arena.

II.4.10.- Daño causado por el Cañoneo

El cañoneo contribuye como un componente del “daño total” que se detecta en las pruebas de restauración de presión. Este valor comprende el verdadero daño de la

formación y los pseudo-daños causados por el cañoneo, el flujo turbulento y la completación parcial del pozo (ver Figura II.50). El pseudo-daño por cañoneo se debe generalmente al cañoneo parcial.



II.50.- Daño causado por Cañoneo

El cañoneo parcial se utiliza para tratar de evitar estar cerca de contactos de gas y/o de agua. Es decir, la perforación de la arena objetivo, depende en gran parte de los contactos gas-petróleo y/o agua-petróleo. Sin embargo, el cañoneo parcial, si la arena es muy limpia y la permeabilidad vertical es alta, puede **agravar** la formación de conos en lugar de evitarlos, en razón de la distribución que crean en las líneas de flujo.

II.4.11.- Relación de Productividad

La relación de productividad (RP) de una formación es igual al caudal de producción de un intervalo cañoneado dividido por la producción de ese mismo intervalo terminado a hoyo abierto.

Si en un pozo se dan las condiciones de los daños supuestos y se le cañonea con presiones en equilibrio, levemente sobrelanceados hacia la formación, la producción se reduce drásticamente.

Es muy importante usar cañones con alta densidad de disparo y alta penetración, cuando se quiera cañonear una zona con daño significativo de formación.

II.4.12.- Diseño Óptimo de las Perforaciones

El diseño de un programa optimizado de completación incluye, cuando menos, los siguientes lineamientos o pasos:

Selección del sistema de cañoneo más eficaz

Selección del tamaño de los orificios perforados y la densidad de disparo

Cálculo de la presión máxima de bajo-balance que la formación y/o el sistema mecánico del pozo admitan

II.4.13.- Conclusiones

Después de esta discusión, se ofrecen las siguientes Conclusiones ^[13]:

- Los cañoneos bajobalanceados, generalmente crean perforaciones con mayor productividad que cañoneos sobrebalanceados. Los orificios quedan más limpios, y en algunos casos de mayor diámetro, debido a la remoción de una parte de la zona compactada.

- El cañoneo sobrebalanceado generalmente daña los yacimientos de hidrocarburos, en el orden siguiente (incrementando el daño):
 - - Zonas de Petróleo
 - - Zonas Gasíferas de Alta Presión
 - - Zonas Gasíferas de Baja Presión

- A medida que el gas es mas compresible, los poros no soportan tanto como si contuvieran petróleo, cuando la carga “Jet” está compactando la formación para crear los orificios y, por el otro lado, las zonas gasíferas permiten mayor invasión de filtrado de lodo, durante el proceso de perforación y cañoneo del pozo.
- El daño creado con cañoneo sobrebalanceado puede ser substancialmente reducido, achicando el pozo o produciendo con altas caídas de presión (grandes reductores), especialmente en los casos en que se presentan las siguientes condiciones:
- Permeabilidad de formación mayor de 2 Darcys
- Altas presiones de formación, que puedan contrarrestar la caída de presión en el yacimiento y la completación, mayores que el diferencial mínimo para obtener perforaciones limpias

II.4.14.- Recomendaciones

En base a la discusión que precede, para seleccionar el procedimiento de cañoneo en un pozo con diferencial a favor de la formación se recomienda seguir el siguiente procedimiento ^[13]:

Determinar o estimar los siguientes parámetros:

- Permeabilidad
- Presión de yacimiento
- Velocidad sónica en las lutitas adyacentes
- Densidad (registros FDC) de las lutitas adyacentes

- Estimar el mínimo diferencial bajobalance requerido
- Estimar el máximo diferencial permisible, como sigue:
 - Velocidad del registro sónico menor de 90 MS/pie o densidad de lutita mayor de 2,4 gr/cc (formación consolidada)
 - Velocidad de registro sónico mayor de 90 MS/pie o densidad de lutita menor de 2,4 gr/cc (formación no consolidada).
- Seleccionar un diferencial bajobalance intermedio entre el mínimo y el máximo calculado.
- Escoger un diferencial más cercano al mínimo, en caso de tener problemas de arenamiento en el área
- Escoger un valor más al máximo si no hay problemas de producción de arena en el área

Es conveniente observar que debido a la incertidumbre de las presiones del yacimiento y la hidrostática en el fondo, se recomienda que la presión seleccionada sea 10% (mínimo 100 psi.) por encima de la diferencia mínima, y 10% menor que la diferencia máxima calculada.

- Usar análisis de flujo del pozo (análisis nodal) a fin de pronosticar las tasas de flujo y las caídas de presión para las diferentes opciones de cañoneo que se estén considerando.
- Considerar siempre, en líneas generales, un cañoneo de alta densidad y cargas grandes. Estos producen mayor seguridad contra formaciones laminadas, que otras condiciones de cañoneo, y reducen las pérdidas de presión por turbulencia a través de las perforaciones.

- Considerar el cañoneo en sobrebalance si se va a perforar una formación de gas profunda con una presión de más de 6000 psi, y aun cuando el costo sea mayor que el de perforación de bajobalance.

II.4.15.- Práctica de Cañoneo

Ejemplo 1: Programa General de Cañoneo (Y. Moya. Clases de Pozos II. Enero 2004)

- Aspectos de seguridad y ambiente:
 - Evaluar posibles riesgos a presentarse durante la ejecución del trabajo
 - Evaluar y reportar cualquier anomalía o condiciones inseguras

1.- Notificación de Mudanza.

2.- Realizar reunión de seguridad exponiendo todos los riesgos inherentes a la operación, logística y secuencia operativa.

3.- Verificar las condiciones de superficie (si está abierta la Estación de Flujo, presiones, etc). Asegurar que el pozo disponga de estrangulador ajustable, para controlar la P_{wf} y por ende, controlar el diferencial de presión durante el cañoneo.

4.- Verificar que la válvula de seguridad esta abierta antes de hacer el viaje de calibración.

5.- Verificar que el pozo este abierto hacia la Estación de Flujo.

6.- Realizar viaje de calibración y constatar que el fondo está limpio, nivel del fluido, simular sarta de cañones y calibrar tubería. Sacar herramienta.

7.- Cañonear el intervalo establecido:

Con el Perforating-Record verificar el fondo después del cañoneo y las perforaciones.

Esperar que el pozo fluya. Cerrar el pozo. Sacar herramienta.

Mantener el pozo fluyendo, preferiblemente con reductor ajustable.

8.- Correr registro de presión y temperatura en condiciones dinámicas y verificar P_{wf} real:

Determinar el tamaño óptimo del reductor para el cañoneo programado restante.

Cerrar el pozo antes de bajar/sacar las herramientas del pozo a nivel de la válvula lateral.

9.- Cañonear los intervalos establecidos:

- a) Mantener en constante observación las presiones en el cabezal, antes y después de cada cañoneo y observar cualquier caída drástica.
- b) Realizar un registro de correlación **antes** de iniciar el cañoneo y **después** de finalizar el mismo, para verificar que todas las detonaciones fueron positivas.

10.- Al culminar el cañoneo dejar el pozo abierto hacia la Estación de Flujo.

11.- Bajar herramienta y correr registros de densidad, temperatura, presión, GR, CCL.

12.- Con el pozo fluyendo correr registro de producción

13.- Sacar herramienta.

14.- Desvestir unidad de cañoneo y dejar el pozo activo.

A continuación un ejemplo didáctico de Programa de Cañoneo:

Ejemplo 2: Programa de Cañoneo Típico (L. Gómez, 1998)

Objetivo: Adicionar Intervalos en la Formación Naricual Superior y Medio

Datos: Pozo: UCV-2 Inyector de Gas

Formación: Naricual Superior y Medio

Campo: La Facultad **Profundidad Total:** 14.113´

Taponamiento: 14.023´, “Cuello Flotador”

Fluido de Completación: Agua Salada de 10 lpg

Presión del Yacimiento: Naricual Sup-Medio...: 5.220 lppc@ 13.600´

Intervalos Cañoneados: Formación Naricual Sup-Med...: 13.496´ -
13.688´ (192´ Sel., 137´ Efect.)

Elevación del Terreno: 461´ **Elevación de la Mesa:** 490´

Cabezote: 11” x 5 1/8” x 10.000 lppc

El pozo UCV-2 IG, con el objeto de mejorar el perfil de inyección se le recomienda realizar cañoneo a los siguientes intervalos 13.356´ - 13.886´ (142´ efectivos).

Procedimiento de Trabajo

1.- Verificar presiones en la tubería de 5 1/2" y espacio anular de 9 5/8" x 5 1/2". Reportar.

2.- Vestir unidad de guaya eléctrica. Probar lubricador con 4000 lppc por 10 min.

3.- Proceder a cañonear utilizando cañones 2 1/2", 60° fase, 4 tpp, siguiendo la siguiente secuencia:

13356' - 13368'	12'
13414' - 13452'	38'
13468' - 13482'	14'
13734' - 13744'	10'
13746' - 13758'	12'
13774' - 13790'	16'
13796' - 13828'	32'
13878' - 13886'	<u>08'</u>
TOTAL	142'

- Nota:
- a.- La secuencia de cañoneo se realizará de **abajo hacia arriba** y con un máximo de 20' de cañón por viaje
 - b.- Verificar presión en el espacio anular de 9 5/8" x 5 1/2" durante cada cañoneo
 - c.- **Se deberá tener la válvula de seguridad colocada a 322' completamente abierta, por lo que se hace necesario mantener en sitio un operador de la válvula durante la operación**

4.- Desvestir y retirar equipo de guaya eléctrica

5.- Proceder a dejar el pozo inyectando con la planta de inyección y evaluar su comportamiento.

Evaluación Petrofísica:

Primera Fase de Cañoneo								
Interv	Tope (pies)	Base (pies)	Espes. (pies)	POR	SW	PER	VSH	KH
:AREN-S7	13496	13512	16	16.17	26.5	500.65	5.18	8010.4
:AREN-S8	13524	13544	20	16.71	17.64	766.37	3.54	15327.4
:AREN-S9	13548	13566	18	15.23	27.6	679.1	7.29	12223.8
:AREN-S11	13579	13608	29	14.77	18.74	784.84	1.54	22760.4
:AREN-M1	13628	13642	14	14.26	27.55	523.06	3.68	7322.84
:AREN-M2	13648	13688	40	15.51	11.47	712.13	2.05	28485.2
			137					
Segunda Fase de Cañoneo								
Interv	Tope (pies)	Base (pies)	Espes. (pies)	POR	SW	PER	VSH	KH
:AREN-S4	13356	13368	12	14.43	32.92	394.03	4.46	4728.36
:AREN-S5	13414	13452	38	13.9	15.33	476.06	3.69	18090.3
:AREN-S6	13468	13482	14	14.35	32.32	274.15	12.82	3838.1
:AREN-M7	13734	13744	10	12.84	36.88	241.59	3.85	2415.9
:AREN-M8	13746	13758	12	13.34	28.24	448.02	7.77	5376.24
:AREN-M9	13774	13790	16	12.04	40.67	132.58	4.14	2121.28
:AREN-M10	13796	13828	32	15.19	18.62	930.94	2.62	29790.1
:AREN-M11	13878	13886	8	14.33	43.47	416.72	5.5	3333.76
			142					

No se Cañonearan por Poco Espesor								
Interv	Tope (pies)	Base (pies)	Espes. (pies)	POR	SW	PER	VSH	KH
:AREN-S10	13570	13576	6	11.75	42.83	162.68	7.5	976.08
:AREN-M3	13690	13693	3	14.81	37.25	582.36	6.72	1747.08
:AREN-M4	13696	13702	6	13.15	37.38	397.9	4.29	2387.4
:AREN-M6	13727	13732	5	14.06	33.84	438.14	6.47	2190.7
			20					
No se Cañonearan por estar detrás de Doble Casing								
Interv	Tope (pies)	Base (pies)	Espes. (pies)	POR	SW	PER	VSH	KH
:AREN-S1	13242	13252	10	10.55	35.82	29.02	1.66	290.2
:AREN-S2	13309	13318	9	9.84	39.1	19.98	3.3	179.82
:AREN-S3	13321	13344	23	12.71	21.11	88.96	1.64	2046.08
			42					

Ejemplo 3: Procedimiento de Cañoneo, Estimulación y Empaque (E. Reverol, 2001)

Datos: Yacimiento: UCV-3

Permeabilidad Promedio: 850 mds

Intervalos a Cañonear: 3132' - 3146'

3164' - 3176'

Porosidad Promedio: 29% (Dato del Área)

Producción Esperada: 200 BPD

Procedimiento de Trabajo

1.- Bajar cañones TCP de 3 ³/₈" 6 tpp 60° fase Big Hole (BH) con carga de 22,7 gr.
Se debe usar cabezal de disparo **mecánico** encima de los cañones.

Nota: a.- Calibrar tubería con un calibrador de 2,347"

b.- Asegurarse de no asentar el obturador en un cuello.

2.- Llenar totalmente la sarta con agua filtrada y tratada con 3% de KCl para un sobrebalance de 46 lpc.

3.- Colgar tubería con cuñeros (spider) y sacar Niple Campana.

4.- Vestir equipo de guaya y bajar Gamma Ray para correlacionar cañones de TCP.

5.- Espaciar cañones de guaya e instalar cabezal de fractura. Fijar obturador Doble Gancho y probar con 15000 lbs. de peso.

6.- Conectar líneas de superficie a la Estación de Flujo.

7.- Lanzar barra para detonar cañones en el intervalo 3132' - 3176'. Observar al pozo por 30 minutos.

Nota: En caso de que el pozo acumule presión en superficie controlar el pozo con agua salada de mayor densidad hasta obtener un sobrebalance de 300 psi.

8.- Soltar espárragos de cabezal de fractura y desasentar obturador doble gancho. Circular inverso hasta obtener retornos limpios a la Estación de Flujo a 3 bpm.

9.- Sacar tubería con los cañones TCP. Observar el porcentaje de cañones detonados y reportarlos en el Informe de 24 horas.

10.- Bajar tubería con obturador doble gancho de 5 1/2" (17 lbs/pie) y fijar el obturador a 2500'. Probar revestidor y asentamiento del obturador con 1500 lppc. Instalar cabezote de fractura.

11.- Conectar y probar líneas de bombeo con 7000 psi.

12.- Realizar “Step-Rate-Test” para determinar la tasa en la cual se pasa de régimen matricial a turbulento.

13.- Realizar Minifrac para determinar Gradiente de Fractura Real. Rediseñar la fractura basada en los resultados de Gradiente de Fractura y Tasa de Bombeo obtenidos en el Step Rate Test y el Minifrac.

14.- Realizar estimulación utilizando técnica de fractura de alta conductividad bombeando inicialmente 45 bls de colchón o píldora a una presión de iniciación de fractura estimada de 1000 psi y una tasa continua y constante de 16 bpm. A continuación y sin parar de bombear, introducir en la fractura y a la misma tasa de 16 bpm 590 sacos de grava $16/30$ (importada) para fractura como agente apuntalante contra cierre, a una tasa de incremento de concentración de 0,5 ppa/min hasta alcanzar una concentración máxima de 8 lpg. y un incremento de presión sostenido de que indique que el Screenout (empaquete) ha ocurrido. El fluido de bombeo será agua filtrada como base.

Nota: Los parámetros para la fractura descritos se obtuvieron a partir de simulaciones, los parámetros reales dependerán de la interpretación del Step-Rate-Test y Minifrac.

Nota: Es necesario dejar el pozo lleno de arena de empaque aproximadamente a 3100'. Realizar Pruebas de compatibilidad del fluido de tratamiento con el crudo de formación. Use como fluido base, agua filtrada a 2 micrones, con surfactante que rompa las emulsiones en un 95% en menos de 1 minuto.

15.- Esperar $1\frac{1}{2}$ hora. para difusión de presión.

16.- Realizar viaje de limpieza hasta 3205' y dejar píldora viscosa de 40 cp. frente a las perforaciones antes de sacar la sarta de limpieza. Sacar sarta.

17.- Revisar dimensiones críticas del colgador y Setting Tool insertado. Revisar también las características del forro ranurado (ver Figura Anexa). Calibrar los tubos lavadores y verificar la conexión. El colgador, aparte de calibrarse, debe probarse en superficie el pase de fluido en ambas direcciones. Sujetar el colgador de grava en su parte inferior y probar con una llave 48" y contratuerca, girando el Setting Tool (herramienta de asentamiento) hacia la derecha para comprobar que esta floja al soltar. Regresar la vuelta dada hacia la izquierda hasta trancar.

Nota: Revisar el estado de los forros ranurados. Con un calibrador, verificar las ranuras para comprobar el tamaño de las aberturas según las especificaciones de la Tabla 1. Se recomienda usar tubería lavadora de 2" 3,25 lbs N-80 rosca 511 Hydrill o similar. Esta recomendación es para conservar una **relación** de diámetros entre el diámetro exterior de la tubería lavadora y el diámetro interno del forro ranurado de 0,8.

Nota: Verificar que los tubos ranurados tengan aletas centralizadoras.

18.- Bajar el Equipo de Empaque como se indica en la Tabla anexa a continuación, a una velocidad de 800 a 1000 ft/hr hasta la profundidad requerida, evitando que la tubería de trabajo gire. No se debe bajar el equipo de empaque demasiado rápido ya que esto trae como consecuencia la fricción excesiva de las copas de goma, debido al efecto pistón que ejercen las mismas.

Tabla - Equipos PACKER + LINER (Empacadura/colgador) en el pozo

DESCRIPCIÓN	TOPE (pies)	BASE (pies)	LARGO (pies)	OD. MAX (pulg.)	ID. MAX (pulg.)
Tubería de 2 7/8" 6.5 lbs N-80 EUE8rd	-110	2978	3088	2.875	2.441
Manga de Circulación 2 7/8" (2.313")	2978	2979	1	2.875	2.313
Tubería de 2 7/8" 6.5 lbs N-80 EUE8rd	2979	3009	30	2.875	2.441
Niple "X" 2 7/8", 2.313" Bore EUE8rd	3009	3010	1	2.875	2.313
Tubería de 2 7/8" 6.5 lbs N-80 EUE8rd	3010	3040	30	2.875	2.441
Setting Tool	3040	3043	3	4.992	1.380
Colgador Térmico 5 1/2" (15,5-17,5 lbs/pie) x 3" x 2 7/8"	3043	3049	6	4.992	3.000
Tubos Lisos de 2 7/8" 6.5 lbs N-80 FL4S	3049	3109	60	2.875	2.441
Tubería Ranurada de 2 7/8", 0,018", N-80, 6.5 lbs/pie, 511 HYD	3109	3199	90	2.875	2.441
Zapata 2 7/8" 511 HYD	3199	3200	1	2.875	0.000
Hoyo de Rata	3200	3205	5	N/A	4.875

19.- Bajar tapón PX y colocarlo en el niple "X". Bajar prong y colocarlo en el tapón "PX". Bajar herramienta tipo "B" y cerrar la manga de circulación. Probar tubería con 2000 psi. Recuperar tapón "PX".

20.- Probar línea de bombeo de la compañía de bombeo de grava con una presión de 1500 psi **mayor** a la presión máxima que se espera obtener durante el empaque. Luego proceder a cerrar el BOP.

21.- Circular de tubería a revestimiento y viceversa a una presión en cabezal no mayor a 400 psi, usando para ello agua filtrada y tratada (3% KCl) de 8,4 lpg. Esto se hace con la finalidad de revisar el paso libre de fluido.

Nota: Utilizar con el fluido un surfactante que rompa cualquier posible emulsión creada por el fluido de empaque (Realizar pruebas de compatibilidad con el crudo de la formación).

22.- Desplazar la capacidad de la tubería con agua filtrada y tratada (3% KCl) de 8.4 lpg a una presión de cabezal no mayor a 400 psi (observar y anotar la tasa de inyección inicial). No se debe iniciar el bombeo de grava hasta obtener retorno de fluido.

23.- Iniciar el bombeo continuo de fluido/grava a una concentración de 0.5 lpg y una presión constante de 400 psi en superficie. La cantidad teórica de sacos a bombear es de 14 sacos de arena 16-30, importada, para gravel pack (empaque con grava).

24.- Continuar bombeando grava hasta que ocurra un incremento de presión sostenido (este incremento de presión debe ocurrir al alcanzar el nivel de arena el tubo liso). Luego de desplazar con agua filtrada y tratada (3% KCl) de 8,4 lpg limpio (sin grava) hasta alcanzar la presión de empaque. Circular en reverso hasta sacar la cantidad de exceso de grava dentro de la tubería de trabajo. Probar de nuevo el empaque.

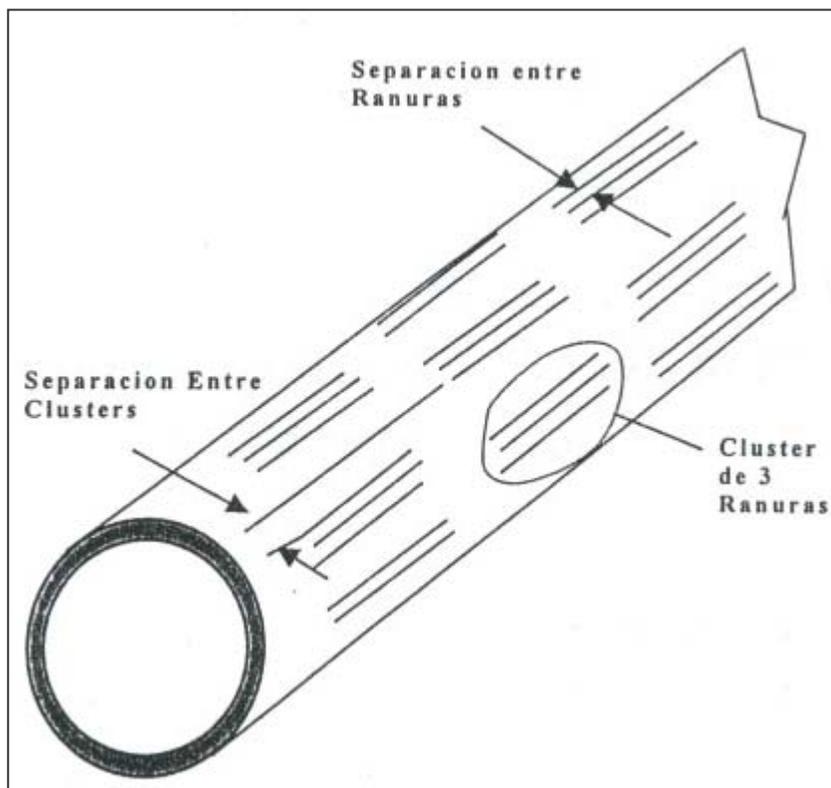
Nota: La presión de máxima empaque es 1200 psi en superficie.

25.- Abrir los BOP cuidando no exista presión acumulada en anular o tubería de trabajo o peso acumulado en el reloj de peso (Martín Decker). Tensar mas o menos 5000 lbs Overpull (sobrepeso de la sarta) para comprobar la efectividad del empaque. Luego eliminar el Overpull y peso del equipo de empaque y proceder a soltar el Setting Tool (herramienta de asentamiento) girando tubería de trabajo hacia la derecha 12 vueltas aproximadamente. Nunca gire la tubería de trabajo con la mesa rotatoria para sacar el Setting Tool ya que podría desenroscar la tubería de trabajo por torque reactivo.

26.- Levantar mas o menos 27” para cerrar el portacuello hacia la derecha, volver a bajar y tocar tope del colgador y probar portacuello con 1700 psi. Desahogar las presiones.

27.- Levantar mas o menos 54” y proceder a comprimir asbestos (Cabullina Grafitada) con 2500 a 3000 lbs/pie de torque. Tanto al cerrar portacuello como para comprimir la cabullina se debe reflejar algún torque en la mesa rotaria.

Nota: Reportar el número de vueltas efectivas al comprimir la cabullina así como el número de Vueltas que regresaron. Reportar el numero de sacos de arena reversados.



Forro Ranurado de 2 7/8” 6,5 # N-80 511 HYD 0,018” de Ancho de Ranura, 1,8” Largo de la Ranura en el Interior del Tubo, Clusters de 3 Ranuras cada uno, Configuración en Zigzag, 30 ft de Largo, Separación mínima entre ranuras de 0,2”, Separación mínima entre Clusters de 0,2”, 64 ranuras/pie con aletas centralizadoras.

28.- Sacar Setting Tool y proceder a bajar equipo de completación según especificaciones de la Comunidad de Conocimientos de Completación o el ente que este emitiendo especificaciones/normas de manejo.

Ejemplo 4: Efecto del Daño causado por el Cañoneo ^[6]

Asuma que un pozo con $r_w = 0.328$ ft es cañoneado con 2 tpp, $r_{perf} = 0.25$ in., (0.0208 ft), $l_{perf} = 8$ in. (0.667 ft), y $\theta = 180^\circ$. Calcular el daño causado por el cañoneo si $k_H/k_V = 10$. Repita los cálculos para $\theta = 0^\circ$ y $\theta = 60^\circ$.

Si $\theta = 180^\circ$, se muestra el efecto de la permeabilidad horizontal y vertical anisotrópica con $k_H/k_V = 1$.

Respuesta:

Constantes de Efecto Skin

Perforating Phasing	a_θ	a_1	a_2	b_1	b_2	c_1	c_2
0°	0.250	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672	1.6E-1	2.675
(360°)							
180°	0.500	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115	2.6E-2	4.532
120°	0.648	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770	6.6E-3	5.320
90°	0.726	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935	1.9E-3	6.155
60°	0.813	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490	3.0E-4	7.509
45°	0.860	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392	4.6E-5	8.791

Respuesta: con la siguiente ecuación y la tabla anexa, se tiene:

$$r'_w(\theta) = \begin{cases} \frac{l_{\text{perf}}}{4} & \text{para } \theta = 0 \\ a_0 (r_w + l_{\text{perf}}) & \text{para } \theta \neq 0 \end{cases} \Rightarrow$$

$$r'_w(\theta) = (0.5)(0.328 + 0.667) = 0.5$$

De la siguiente ecuación:

$$s_H = \ln \frac{r_w}{r'_w(\theta)} \Rightarrow s_H = \ln \frac{0.328}{0.5} = -0.4$$

Con la próxima ecuación y recordando que $h_{\text{perf}} = 1$ tpp

$$h_D = \frac{h_{\text{perf}}}{l_{\text{perf}}} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \Rightarrow h_D = \frac{0.5}{0.667} \cdot \sqrt{10} = 2.37$$

y:

$$r_D = \frac{r_{\text{perf}}}{2h_{\text{perf}}} \left[1 + \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \right]$$

$$\Rightarrow r_D = \frac{0.0208}{(2)(0.5)} (1 + \sqrt{0.1}) = 0.027$$

De las siguientes ecuaciones y la constante en la tabla anexa, se tiene que:

$$a = a_1 \log r_D + a_2 \Rightarrow a = -20.025 \log (0.027) + 0.0943 = 3.271$$

$$b = b_1 r_D + b_2 \Rightarrow b = (3.0373)(0.027) + 1.8115 = 1.894$$

Con la siguiente ecuación se estima s_v :

$$s_v = 10^a h_D^{b-1} r_D^b \quad \Rightarrow \quad s_v = 10^{3.271} 2.37^{0.894} 0.027^{1.894} = 4.3$$

Finalmente, de la siguiente expresión se obtiene r_{wD} :

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_{\text{perf}} + r_w} \quad \Rightarrow \quad r_{wD} = \frac{0.328}{0.667 + 0.328} = 0.33$$

y con la constante de la tabla y esta ecuación, se estima s_{wb} :

$$s_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wD}} \quad \Rightarrow \quad s_{wb} = (2.6 \times 10^{-2}) e^{(4.532)(0.33)} = 0.1$$

el total del Efecto de Daño causado por el cañoneo es:

$$s_p = -0.4 + 4.3 + 0.1 = 4$$

Si $\theta = 0^\circ$, entonces $s_H = 0.3$, $s_v = 3.6$, $s_{wb} = 0.4$, y el total sería $s_p = 4.3$

Si $\theta = 60^\circ$, entonces $s_H = -0.9$, $s_v = 4.9$, $s_{wb} = 0.004$, y el total sería $s_p = 4$

Para $\theta = 180^\circ$, y $k_H/k_V = 1$, s_H y s_{wb} no cambian; s_v , sin embargo, es solamente 1.2 para un $s_p = 0.9$, reflejando un efecto beneficioso de tener buena permeabilidad vertical, comparándolo con una densidad de cañoneo desfavorable (2 tpp).

Ejemplo 5: Densidad de Cañoneo ^[6]

Usando las características típicas de cañoneo tales como $r_{\text{perf}} = 0.25$ in. (0.0208 ft), $l_{\text{perf}} = 8$ in. (0.667 ft), $\theta = 120^\circ$, en un pozo con $r_w = 0.328$ ft. Desarrolle

una tabla de **Efecto de Daño (s_v) versus Densidad de cañoneo** para una permeabilidad anisotrópica de $k_H/k_V = 10, 5$ y 1 .

Respuesta: Usando las siguientes ecuaciones y sabiendo que $s_H = -0.7$ y $s_{wb} = 0.04$

$$h_D = \frac{h_{perf}}{l_{perf}} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left[1 + \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \right]$$

$$a = a_1 \log r_D + a_2 \quad b = b_1 r_D + b_2 \quad s_V = 10^a h_D^{b-1} r_D^b$$

tpp	S_v		
	$k_H/k_V = 10$	$k_H/k_V = 5$	$k_H/k_V = 1$
0.5	21.3	15.9	7.7
1	10.3	7.6	3.6
2	4.8	3.5	1.3
3	3.0	2.1	0.9
4	2.1	1.5	0.6

Se observan claramente los efectos que tiene la densidad de cañoneo sobre s_y para distintos escenarios de relación de permeabilidades k_h/k_v .

II.5.- Reacondicionamiento y Rehabilitación de Pozos

Los trabajos de Reacondicionamiento y Rehabilitación de Pozos se realizan para resolver “problemas” en los pozos. A continuación una revisión de los mismos:

II.5.1.- Problemas que presentan los pozos

1) Tasa de Producción Limitada

Los problemas de baja tasa de producción pueden resultar de varios factores, a nivel de yacimiento o del mismo pozo, que alteran la producción normal del sistema pozo-yacimiento ^[22]. Algunos de estos factores son los siguientes:

a) Baja Permeabilidad de la Formación: Esta puede ser una característica regional o local (pozo o área) de un yacimiento. Cuando se ha determinado que una de las causas de baja productividad es la baja permeabilidad, debe ser considerado siempre junto a otras posibles causas de baja productividad.

La característica básica de un yacimiento de baja permeabilidad es que existe una rápida declinación de producción. De no existir suficiente información petrofísica para definir la baja productividad, las pruebas de producción y presión pueden servir para diferenciar entre baja permeabilidad o daño de la formación, como causa de la baja productividad.

b) Baja Presión del Yacimiento: El nivel de presión del yacimiento está estrechamente relacionado con los mecanismos de producción presentes en el mismo. Por ello, se debe tener un buen control de las mediciones de presión que permitan definir a tiempo el comportamiento de ésta, lo cual ayudaría a definir los mecanismos dominantes de la producción.

Cuando se ha definido la **causa** de la baja presión en el yacimiento, se debe buscar una **solución** que permita restituirla, la forma mas común de realizar este trabajo es por medio de la recuperación mejorada, específicamente, por la inyección de fluidos.

c) Daño de la Formación: El daño de la formación se puede describir como una disminución de la productividad o inyectividad de un pozo, por efectos de restricciones en la vecindad del mismo, en las perforaciones, en el yacimiento o en la comunicación de las fracturas con el pozo.

Cuando existe algún tipo de daño en un pozo, este debe ser determinado, así como el grado o magnitud del mismo, para dar una solución que corrija sus efectos.

Los daños de la formación son indicados por: pruebas de producción, pruebas de restauración y/o declinación de presión, y comparación con el comportamiento de producción del pozo o pozos vecinos. Para esto se deben considerar las completaciones previas, los trabajos de reparación y operaciones de servicios que se hayan realizado.

A continuación se presentan algunas situaciones de daño a la formación:

- Cuando existen varias zonas abiertas a producción a través de la misma completación, se requiere de un registro de producción que permita determinar las zonas permeables que están contribuyendo o no a la producción. Las zonas de mayor permeabilidad (zonas con fracturas naturales o inducidas), pudieran estar taponadas.
- Para diferenciar la declinación de producción, por efecto de taponamiento de la formación o por caída de presión en el yacimiento, se requiere un estudio de yacimiento más detallado, ya que una comparación con los pozos vecinos podría

no resultar suficiente, debido a que todos los pozos podrían estar en las mismas condiciones de daño.

- Para un pozo sin **aparente** daño de formación pero con baja permeabilidad, existe una estabilización lenta de la presión. Esto requiere de días o semanas para lograr estabilizarla.
- Para un pozo con daño de formación y con alta permeabilidad del yacimiento, la presión podría estabilizar en poco tiempo, y el efecto del daño podría determinarse mediante pruebas de restauración o declinación de presión.

d) Taponamiento en la Vecindad del Pozo o de la Tubería de Producción:

Cuando existe una merma en la productividad de un pozo, la primera opción es revisar el sistema de levantamiento artificial y, como segunda opción, verificar el posible taponamiento de la tubería, perforaciones o vecindad del pozo.

El taponamiento puede ser causado por factores como: empaque inadecuado con grava, fracturamiento con arena, lodo, daño de formación, tubería de producción o revestidor colapsado, etc.

Antes de cualquier trabajo en un pozo, se debe hacer una revisión para determinar las restricciones que pueden existir. Para ello se toman muestras de petróleo y agua para analizar y aplicar los correctivos necesarios.

e) Alta Viscosidad del Petróleo: La tasa de producción es inversamente proporcional a la viscosidad del petróleo. Por lo tanto, cuando se aumenta la viscosidad, disminuye la producción.

Es normal observar alta viscosidad del petróleo cuando se está produciendo un yacimiento bajo el mecanismo de empuje por gas en solución, ya que a medida que se

libera gas, la viscosidad tiende a incrementarse. La solución para este tipo de problema puede ser el levantamiento artificial.

Si el problema de producción del pozo es por efecto de alta viscosidad debido a la presencia de una emulsión de agua en petróleo en la vecindad del pozo, la solución en este caso podría ser un tratamiento con surfactantes para romper o invertir la emulsión.

f) Excesiva Contrapresión sobre la Formación: La excesiva contrapresión sobre la formación puede causar una apreciable reducción de la producción de petróleo o gas y, más aún, la inactividad del pozo.

Este problema puede ser causado por: taponamiento de las perforaciones, reductores en fondo y en superficie, separadores gas-petróleo, taponamiento de líneas de flujo, tubería de producción o revestidor de pocas dimensiones, excesiva contrapresión en la línea de flujo, en el sistema de flujo o en el separador gas-petróleo.

g) Sistema Inadecuado de Levantamiento: Si el levantamiento artificial ya está instalado, puede existir un diseño inadecuado, un método inadecuado, o mal funcionamiento del equipo como causa de la declinación de producción.

Según el método que se esté aplicando (bombeo mecánico, levantamiento con gas o bombas electrosumergibles) se debe hacer el análisis del problema que puede estar ocasionando la declinación de producción.

2) Alta Producción de Agua

La alta producción de agua en pozos de petróleo o gas ^[22], puede ser causada por las siguientes razones:

1. Empuje natural del agua o influjo de agua debido al adedamiento o conificación de agua.
2. Fuentes extrañas de agua, lo que incluye: roturas del revestidor, fallas del equipo de completación o de la cementación primaria.
3. Fracturamiento o acidificación de zonas de agua adyacentes a la zona de petróleo.

Para yacimientos donde existe un empuje de agua, se podrían definir tres niveles o contactos agua-petróleo:

i) Contacto Original Agua-Petróleo: Se describe como la profundidad bajo la cual no existe petróleo que fluya (puede existir petróleo residual de migración).

ii) Contacto Agua-Petróleo Productor: Se refiere a la profundidad bajo la cual no existe petróleo producible. Este nivel avanza con la producción.

iii) Contacto Agua-Petróleo de Completación: Se describe como la profundidad bajo la cual se encuentra la zona de transición o la zona donde la primera agua de producción aparece (alta Saturación de Agua). Este nivel también avanza con la producción del yacimiento.

Para yacimientos estratificados, donde las características petrofísicas difieren, y se presentan algunos estratos con mejor permeabilidad que otros, el empuje de agua se hace presente en estratos o lentes **mas** permeables, causando **adedamiento**. Para estos tipos de yacimientos, se presentan varias alternativas para completar los pozos, dándose el caso de completaciones con selectividad de producción para cada lente o estrato, lo cual da flexibilidad de producción y hace menos costosa la operación de producción; pero complica operacionalmente las condiciones mecánicas del pozo.

Otra manera de completación podría ser en forma “sencilla en una zona”, lo cual facilita el drenaje homogéneo de **cada** lente, pero con mayores costos de operación. Otro problema que se presenta en yacimientos con acuíferos asociados, es la **conificación de agua**, la cual se describe como el movimiento preferencialmente vertical del agua que ha entrado a la zona productora. La conificación de agua no traspasa barreras verticales de permeabilidad, a menos que éstas sean rotas, bien sea por fracturas naturales o inducidas. Estos problemas son más severos en yacimientos con buena permeabilidad vertical, por lo cual se debe mantener un buen control de los diferenciales de presión generados en un pozo debido a las altas tasas de producción, ya que, cuando esto sucede, aumenta la permeabilidad relativa del agua. La evaluación de la conificación requiere un estudio del yacimiento que permita definir el avance del frente de agua-petróleo o gas-agua, para determinar la procedencia del agua. La eliminación de un cono de agua requiere reducir la tasa de producción o el cierre temporal para aliviar por un tiempo la entrada de agua. Otra posibilidad es mejorar la geometría de flujo con cañoneo adicional bien planificado.

Otra causa de que exista entrada de agua al pozo, es por canalización o conificación vertical, por falta de adherencia del cemento al revestidor o la formación. Una recompletación puede aliviar el problema si la conificación es por mala cementación o a través de fracturas verticales.

3) Alta Producción de Gas

El comportamiento de la relación gas-petróleo típica, para cada mecanismo de producción, debe tomarse en cuenta en el análisis de pozos-problema ^[22]. Las principales fuentes de gas en pozos de petróleo son:

i) Gas disuelto en el Petróleo: En yacimientos con empuje por gas disuelto, la saturación de gas se incrementa por la continua producción de petróleo y la

declinación de presión del yacimiento. Cuando el gas en solución se libera, fluye y adquiere gran movilidad en el yacimiento.

ii) Capas de Gas Primaria o Secundaria: Si no existen barreras para flujo vertical en un yacimiento con capa de gas, cuando la presión del yacimiento declina, se genera una expansión de la capa de gas, invadiendo el intervalo productor. Al haber altas caídas de presión en la vecindad del pozo, el gas tiende a conificarse en los pozos.

iii) Flujo de Gas de Zonas Infra o Suprayacentes: En yacimientos estratificados, también puede ocurrir barrido preferencial del gas o adedamiento por altas caídas de presión. Los adedamientos de gas ocurren por altas diferencias de permeabilidad entre zonas. En yacimientos lenticulares, el flujo de gas de zonas, puede ocurrir por encima o por debajo de la zona de petróleo, y en esos casos puede haber falla del cemento, comunicación de fracturas con la zona de gas, y rupturas o comunicación durante la acidificación de la zona de gas.

4) Problemas Mecánicos

Un gran número de tipos de fallas mecánicas puede causar pérdidas de producción y/o incremento en los costos de operaciones de un pozo ^[22]. Algunas de las fallas más comunes se enumeran a continuación:

i) Falla en la cementación primaria: Las fallas de la cementación entre revestidor-cemento-formación, son causadas frecuentemente por la aplicación de presiones de fractura durante trabajos de acidificación / estimulación.

ii) Filtración del revestidor, tubería de producción y de empacadura: Para la localización de fallas del revestidor los análisis de agua son de uso común para diferenciar si la producción del agua es por filtración o por empuje normal del agua

de formación. Los registros de temperatura y otros registros de producción son útiles para este fin.

iii) Fallas del equipo de levantamiento artificial: Generalmente obedecen a fallas en el asentamiento o averías de las válvulas.

iv) Comunicación por completaciones múltiples: Ocurren en el caso de completaciones de múltiples zonas. Pueden ser detectadas por pruebas de filtración de empaaduras, por cambios abruptos en las características de producción, u observando igual presión de cierre en dos o más zonas completadas.

II.5.2.- Mantenimiento ^[2]

Durante su vida productiva, generalmente todos los pozos requieren de mantenimiento, estimulación y reacondicionamiento.

Así, y de manera genérica, el mantenimiento de los pozos de flujo natural lleva a realizar inspecciones programadas para verificar que el cabezal y sus aditamentos: manómetros, válvulas, flujoductos y estranguladores están en buen estado, para así evitar fugas y desperfectos indeseables. Frecuentemente se toman muestras de petróleo en el cabezal para verificar la gravedad del crudo y porcentaje de agua y sedimentos producidos. Se observa la presión de flujo y presión en el espacio anular para determinar anomalías. A fechas determinadas se les hacen estudios de presión de fondo (estática y fluyente) y el pozo se pone en prueba específica de producción, a través de la Estación de Flujo, para determinar su comportamiento individual al fluirlo a través de instalaciones separadas (tren de prueba).

Se presta igual atención a aquellos pozos que producen por levantamiento artificial por gas. Es muy importante verificar el estado y funcionamiento de todos los

componentes del cabezal. Es esencial cerciorarse que la presión y el volumen de gas, continuo o intermitente, se ajustan a los volúmenes y presiones recomendadas, y que la producción del pozo y su relación gas-petróleo concuerdan con las estimaciones estipuladas. De todas estas observaciones puede deducirse si las válvulas de inyección de gas en la sarta de producción están funcionando adecuadamente, si la descarga de petróleo del yacimiento al pozo no ha sufrido deterioro debido a reducción de permeabilidad en las cercanías del pozo, arenamiento y/o influjo de agua.

En pozos que producen por bombeo hidráulico, se hacen inspecciones rutinarias para verificar que las instalaciones en la superficie, como son tanques, tuberías, medidores, válvulas, bombas y otros dispositivos funcionan de manera correcta. Por otra parte, es importante cerciorarse sobre el estado, la calidad, el volumen y la presión del fluido motriz que hace funcionar el sistema.

Los pozos que producen por bombeo mecánico, tipo balancín, pueden presentar una gran variedad de desperfectos mecánicos que surgen de las características mismas del sistema, tanto en la superficie como en el mismo pozo, desde el cabezal hasta el fondo.

Las fallas en la fuerza eléctrica o fuerza mecánica (motor de combustión interna) que impulsa el balancín para el bombeo, hacen que el tiempo perdido se transforme en merma de la cuota de producción del pozo.

Cualquier desperfecto en algunos de los elementos del propio balancín (engranajes, bielas, colgadores, etc.), ocasiona pérdida de bombeo de petróleo.

En el cabezal del pozo, los desperfectos en el vástago pulido y el prensa-estopa pueden ocasionar derrames leves o severos de petróleo. Generalmente, las varillas de succión se sueltan o se parten. En ocasiones, la sarta de varillas se

desenrosca de la bomba. En otros casos, debido a la fatiga, esfuerzos y vibración, la carrera ascendente y descendente de la sarta de varillas de succión no es sincrónica y por estiramiento causa golpeteo que puede dañar la bomba o partir las varillas. La válvula fija y la válvula viajera pueden perder su esfericidad debido a la corrosión de los fluidos o el escariamiento por la arena que se produce con los fluidos del yacimiento, y esto merma la eficiencia del bombeo debido al escurrimiento de los fluidos.

Los pozos inyectoros de gas, agua o vapor, utilizados para aumentar la producción de hidrocarburos del yacimiento, también son objeto de mantenimiento. Los elementos de sus respectivos cabezales (válvulas, conexiones, medidores de presión y de temperatura, registros de volúmenes inyectados, etc.), deben funcionar adecuadamente para facilitar el seguimiento de las operaciones y detectar fallas que puedan presentarse.

II.5.3.- Estimulación de pozos ^[2]

Después de haberse realizado un estudio detallado del yacimiento, suponiendo que hay un buen control y predicción del mismo y al confirmar que la merma de producción se debe a daño a la formación, se debe estudiar la posibilidad de realizar una estimulación con el fin de que el pozo siga siendo un productor comercialmente viable.

La reducción de la permeabilidad de la formación ocasionada por la invasión de fluidos y/o partículas, se conoce como Daño a la Formación. Para removerlo se puede hacer una estimulación química (matricial) o mecánica (fracturamiento).

El conocer los agentes invasores y la mineralogía de la formación permitirá predecir las reacciones químicas que ocurrirán y, con ello se evaluará si es posible

remover el daño, el volumen de matriz que se disolverá y si los productos de reacción podrían causar un daño adicional.

También es importante conocer la permeabilidad de la formación, a fin de determinar la velocidad de inyección del tratamiento y la presión de fractura.

Con todas estas incógnitas despejadas, se podrá escoger el tipo de estimulación a realizar.

II.5.3.1.- Achique

Durante la terminación, la estimulación más sencilla es el achique o suabeo. Mientras dura la perforación y la terminación, el fluido de perforación impone contra la pared del hoyo una presión algo mayor que la mayor presión que pueda tener cualquier estrato. Esta diferencia de presión hace que la parte líquida del fluido así como partículas micrométricas de sus componentes sólidos se filtren hacia la periferia del hoyo. Si esta invasión es muy severa y extensa puede deteriorar marcadamente la permeabilidad del estrato productor en las inmediaciones del hoyo ^[2].



II.52.- Varillas de Achique

Por tanto, cuando se hagan los intentos de poner el pozo a producir no se logrará el flujo esperado. Entonces, para remediar la situación se trata de inducir el pozo a fluir achicándolo. En la Figura II.52 se muestran las Varillas de Achique o Succión utilizadas en este tipo de trabajo.

Para esto, se utiliza la misma tubería de producción y un cable en cuyo extremo va colgado un émbolo especial de succión. El émbolo se introduce a una cierta profundidad en la tubería, y al sacarlo facilita la extracción de cierto volumen de fluido de la tubería y a la vez retira el peso de los fluidos por encima de las gomas de achique e inclusive puede crear un “vacío limitado”. Esto causa una “fuerza de succión” al estrato productor. La “succión” del estrato se va haciendo más fuerte a medida que el émbolo va achicando el pozo a mayor profundidad.

La aplicación del achique tiene como propósito limpiar la periferia o zona invadida del pozo, establecer la permeabilidad e inducir el flujo del pozo utilizando la energía natural del yacimiento.

En la práctica, un mínimo de achiques pueden ser suficientes para lograr el flujo, pero a veces se achica durante muchas horas o días sin éxito y entonces hay que recurrir a otros medios.

II.5.3.2.- Inyección de fluidos

Si durante las tareas de terminación el estrato productor no es capaz de fluir con facilidad, esto significa que el daño a la permeabilidad en la periferia del hoyo debe ser corregido ^[2].

La inyección de fluidos como petróleo liviano, querosén o destilados puede lograr arrancar o desplazar las obstrucciones y facilitar la limpieza de los canales de flujo durante el flujo que se produce al poner el pozo en pruebas de producción. Para coadyuvar la acción desplazante del fluido inyectado, se puede optar por agregarle desmulsificantes o agentes que activen su desplazamiento y su acción de barrido del material que obstruye los poros.

El volumen de fluidos y aditivos y la presión de inyección dependerán del espesor del estrato, de la competencia y características de la roca, según las apreciaciones derivadas de los datos logrados por análisis de ripio, núcleos y registros petrofísicos.

II.5.3.3.- Fracturamiento de estratos

En algunas ocasiones, la inyección de fluidos a un determinado estrato puede hacerse con la deliberada intención de fracturarlo, o sea abrir canales de flujo de mayor amplitud y penetración alrededor de la periferia y más allá del hoyo, debido a que la baja permeabilidad natural, más la invasión del filtrado y partículas del fluido de perforación depositadas en el estrato, dificultan que pueda existir flujo hacia el pozo ^[2].

Para estos casos es muy importante tomar en cuenta la viscosidad, peso y composición del fluido, así como también la presión de ruptura que debe aplicarse para fracturar el estrato. Como la inyección debe concentrarse en un determinado intervalo y la prolongación del resquebrajamiento del estrato debe ser radial, es muy importante que la cementación entre el revestidor y el estrato, por encima y por debajo del intervalo escogido para hacer la inyección, sea sólida y fuerte para evitar canalización y fuga del fluido hacia arriba y/o hacia abajo, a lo largo de la cementación, o que el fluido fracture intervalos no escogidos.

Como puede concluirse, el fluido inyectado a alta presión penetra en el estrato como una cuña vertical (fracturas verticales) que abre canales de flujo. Sin embargo, al descartar el fluido, durante el flujo desde el estrato al pozo, puede ser que “desaparezcan los canales” o sea que se cierran las fracturas al disiparse la presión de ruptura y asentarse el estrato, o quizás se haya logrado que permanezcan estables y abiertos los canales.

Por eso, otra modalidad común o variante de fracturamiento es que al fluido se le agrega, en relación de volumen por volumen, un material sólido y competente, generalmente arena de determinadas especificaciones con respecto a tamaño de granos, circularidad, distribución del agregado, resistencia, densidad y calidad. Al inyectarse la mezcla al estrato, la arena va depositándose en los canales como una “cuña” estable, porosa y permeable, que impedirá el asentamiento del estrato al retirarse la presión de ruptura y, por ende, mantendrá los canales de flujo abiertos. Este material se llama de “Soporte de Fractura” (“propping agent”).

Este procedimiento ha dado muy buenos resultados y, a medida que se ha acumulado mas experiencia de campo, la tecnología de aplicaciones de fracturamiento ha avanzado en lo concerniente al diseño y fabricación de equipos y herramientas y en la selección, preparación y utilización de sólidos y fluidos para atender una variedad de situaciones.

Todos estos adelantos permiten hacer hoy fracturamientos masivos que involucran altos volúmenes de fluidos y sólidos. Por ejemplo, en intervalos de gran espesor, arena muy compacta y de muy baja porosidad se han inyectado 3.262.518 litros (20.519 barriles) de fluido gelatinoso de alta viscosidad, preparado con polímeros, aditivos corrientes y cloruro de potasio, sin agregarle hidrocarburos. A este fluido se le mezclaron 711.364 kilos (0,22 kilos/litro) de arena de tamaño de tamiz 20-40. La inyección se efectuó sin contratiempos y se logró crear largos canales de flujo que permitieron al intervalo producir gas en cantidades comerciales (*Ingeniería de Rehabilitación de Pozos. Centro de Formación y Adiestramiento de PDVSA y sus Filiales*).

II.5.3.4.- Acidificación

La acidificación de estratos petrolíferos constituye una de las aplicaciones más tradicionales empleadas por la industria petrolera en la estimulación de pozos. Empezó a utilizarse desde 1895. Como las rocas petrolíferas pueden contener carbonato de calcio (CaCO_3 , caliza), el ácido clorhídrico (HCl) en solución de 15 %, ha sido un buen disolvente que ayuda a abrir canales de flujo en el estrato productor [2]. La reacción química ocurre según la siguiente expresión:



Después de la reacción, se obtiene cloruro de calcio, agua y dióxido de carbono, como resultado de la descomposición del carbonato de calcio por el ácido.

La cantidad de ácido requerido está en función del volumen de roca que se propone tratar. Para calcular ese volumen se recurre a ensayos de laboratorio, utilizando ripio y/o núcleos del estrato, así como también otros datos petrofísicos y experiencias de acidificaciones anteriores en el área o sitio de operaciones.

Durante mucho tiempo, el diseño y realización de tareas de acidificación de pozos petrolíferos ha evolucionado en todos los aspectos. Los análisis básicos de laboratorio son más extensos y fundamentales para determinar las características físicas y químicas de las rocas y sus reacciones a los diferentes tipos de ácidos aplicables como: puros, concentrados, diluidos o gelatinosos. Otros factores como la viscosidad, densidad, temperatura, presión, penetración y celeridad o retardo de la reacción se evalúa con miras a obtener el mejor resultado posible. Como los ácidos clorhídricos y fórmicos son corrosivos, se utilizan inhibidores y otros aditivos que permiten atenuar su corrosividad en el equipo de acidificación y las tuberías del pozo mismo.

II.5.3.5.- Técnicas de Control de Arena

Cuando se producen hidrocarburos de formaciones poco consolidadas, frecuentemente ocurre, migración de arena de la formación hacia el pozo, trayendo como consecuencia que el fluido contaminado con arena dañe el equipo superficial, tal como estranguladores, válvulas de seguridad o juntas de circulación, y si la velocidad de flujo es muy baja, se forman puentes y se restringe la tasa de producción. Las instalaciones superficiales (líneas de flujo, válvulas, estranguladores, bombas y separadores) también se dañan severamente por los procesos de abrasión, erosión y subsecuente corrosión ^[2].

Cuando se forma un puente en la sarta de flujo, el pozo se llena con arena, requiriéndose luego un trabajo de reparación, generalmente costoso; para remover la obstrucción y restaurar la producción.

II.5.3.6.- Empaque con Grava

Uno de los métodos utilizados para prevenir la acumulación de arena en los pozos es el empaque con grava ^[2].

Consideraciones para el Diseño de la Grava y Ranura de la Camisa

A continuación, se describen las consideraciones para diseñar el tipo de grava que se debe utilizar en el empaque y el tipo y tamaño de las ranuras correspondiente en la camisa:

Análisis de arena de la formación

Se necesita una muestra de la arena de la formación como punto de inicio del diseño en cualquier método de control de arena. La misma puede obtenerse de varias formas:

- Lo mejor son los núcleos completos, obtenidos durante la perforación del pozo.
- La segunda opción son los núcleos laterales de pared (sidewall samples).

Deben evitarse las muestras recuperadas del pozo con “cucharas”, y muestras de arena producida, recogidas alrededor de los separadores de sólidos, ya que esto conllevaría a una selección sesgada de la grava y de la ranura, lo cual podría ocasionar una reducción de la vida productiva del pozo, por funcionamiento inadecuado del empaque.

Análisis de Cedazo

Después de obtener una muestra aceptable, el próximo paso es acometer un análisis de malla, para definir la distribución de tamaños de grano de la arena de la formación.

II.5.3.7.- Cementación Forzada

La cementación forzada es un proceso o una operación de bombeo a presión de una lechada de cemento hacia abajo, por el hoyo perforado bajo presión y luego forzando o compactando la lechada contra las formaciones porosas, bien sea a través de los agujeros de cañoneo del revestidor o dentro del hoyo abierto. El objetivo de la

cementación forzada es lograr un aislamiento de zona en el anular entre el revestidor y la formación ^[2].

Las dos técnicas u opciones empleadas en cementación forzada por presión son: 1) alta presión y 2) presión moderada o baja presión.

La diferencia está en bombear el cemento a una presión mayor o menor que la presión de fractura de la formación. La experiencia ha demostrado que la segunda técnica da siempre mejores resultados, pero de todas maneras siempre hay casos en que se empleará la primera.

II.5.4.- Limpieza de pozos ^[2]

Desde el comienzo de la etapa de producción hasta la fecha en que cesa de ser productor comercial, cada pozo requiere de limpieza y reacondicionamientos, según los síntomas y dificultades mecánicas que presentan sus instalaciones hoyo abajo y/o el mismo estrato productor.

Los programas de limpieza y reacondicionamiento de pozos en los campos petroleros son parte importante del esfuerzo rutinario para mantener la producción de hidrocarburos a los niveles deseados. Además, estos programas, de por sí y conjuntamente con todas las otras actividades de apoyo que se requieren, representan un alto porcentaje del presupuesto de operaciones, especialmente si los pozos producen mayoritariamente por bombeo mecánico y los yacimientos tienen mucho tiempo produciendo.

II.5.4.1.- Arenamiento

A medida que el yacimiento descarga petróleo hacia el pozo, con el tiempo se va acumulando arena y sedimento en el fondo del mismo. Esta acumulación puede ser de tal magnitud y alcanzar tal altura que puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción del pozo ^[2].

Los casos de arenamiento son más graves y más frecuentes cuando los estratos son deleznales. Cuando se tienen estratos de este tipo, la terminación del pozo se hace de manera que, desde el inicio de la producción, el flujo de arena y sedimentos sea lo más baja posible por el tiempo más largo posible. Para lograr esto, el tramo de la sarta de revestimiento y de producción que cubre el estrato productor es de tubos ranurados especialmente. Las ranuras, cortadas de afuera hacia adentro y de apariencia cuneiforme, tienen una abertura lo suficiente estrecha, según análisis granulométrico de la arena, para retener la arena por fuera del hoyo y lograr que el apilamiento de los granos sea compacto y estable y, por ende, no fluyan junto con el petróleo hacia el pozo.

Además del método anterior, existen otras modalidades para contener el flujo de arena. Hay tuberías ranuradas y preempacadas, o sea que la tubería ranurada interna viene cubierta por otras tuberías internas y el espacio anular entre estas dos tuberías está relleno de arena o material granular, lo que en sí forma un filtro y retenedor prefabricado. Otra es, a semejanza de la anterior, que el empaque con grava especialmente seleccionada se hace en sitio. Para eso, la sarta de revestimiento y de producción se hinca y cementa por encima del estrato productor. Luego se hace el ensanche del hoyo frente al estrato productor. Para revestir el hoyo ensanchado se utilizará una tubería ranurada, la cual al final quedará colgada del revestidor cementado por encima del estrato productor. Antes de colgar la tubería ranurada, se bombea la cantidad determinada de grava para rellenar el espacio entre el estrato

productor y la tubería ranurada o colgador. Hecho esto, se cuelga la tubería ranurada y se continúa con las otras tareas para poner el pozo en producción.

El arenamiento de los pozos es de ocurrencia muy común. Para mantener los pozos en producción plena se recurre a desarenarlos y limpiarlos utilizando fluidos debidamente acondicionados que se bombean progresivamente hasta el fondo para extraer la arena y sedimentos hasta la superficie, por circulación continua.

Algunas veces no es suficiente la circulación de fluidos y hay que utilizar achicadores o bombas desarenadoras en el fondo del pozo para poder hacer la limpieza.

Además de disminuir la capacidad productiva del pozo, la presencia de arena en el pozo es dañina porque a medida que fluye con el petróleo causa escareo, corrosión o abrasión de las instalaciones en el pozo y en la superficie. En el caso de pozos de flujo natural, la velocidad del flujo hace que la arena y sedimentos acentúen su poder de desgaste sobre las instalaciones. En los pozos de bombeo mecánico, a veces es muy serio el daño que la arena causa a la bomba y sus partes, principalmente a las varillas de succión, al vástago pulido y a la sarta eductora.

II.5.4.2.- Acumulación de parafina

Cuando se habla de la densidad de los petróleos se dice, en sentido general, que son extrapesados, pesados, medianos, livianos o condensados. Cuando se habla de su composición, se dice que son de base parafínica, asfáltica o mixta. Ambas clasificaciones se emplean para apuntar las características físicas de los crudos: densidad o gravedad API, viscosidad o fluidez, hasta el color y posibles contenido de sal, azufre y metales, su flujo en el yacimiento, expectativas de extracción y modalidades de la producción primaria y subsecuentes aplicaciones de métodos de producción adicional ^[2].

Los crudos parafínicos tienen algo de asfalto y viceversa, de allí la catalogación de base mixta.

La temperatura es factor importante que afecta el comportamiento de la viscosidad del crudo, desde el yacimiento hasta la superficie. A medida que el crudo fluye del yacimiento al pozo y hasta la superficie, la disminución de la temperatura hace al crudo más viscoso, especialmente si el crudo es pesado o extrapesado, los cuales generalmente son de tipo asfáltico o nafténico. La disminución de temperatura o enfriamiento causa la floculación o formación de partículas de parafina por solidificación. Esta cera o parafina, que no arrastra el flujo, tiende a obstruir los canales de flujo en la periferia del estrato productor alrededor del hoyo, reduciendo así la productividad del pozo. De igual manera, el flujo hacia la superficie va depositando parafina en la pared de la tubería, con la consiguiente reducción del diámetro interno y, por ende, merma en el volumen de producción.

La parafina y residuos que se desprenden del crudo y que lentamente se van depositando en los canales de flujo del pozo tienen que ser removidos por medios mecánicos, químicos o térmicos. Por ejemplo, se utilizan las siguientes opciones:

- Raspadores, succionadores, cortadores, tirabuzones o escariadores, que se introducen en la tubería de producción o en el revestidor para efectuar mecánicamente la limpieza.
- Se recurre a la utilización de solventes como petróleo caliente, querosén, gasóleo, gasolina u otras sustancias químicas que sumadas al calor puedan ablandar y desplazarlas por medio de circulación continua.
- Muchas veces se utiliza vapor o agua caliente, o se inyecta aire comprimido caliente o gas.

- Cuando las adherencias son muy firmes en la pared del hoyo del estrato productor y en la misma periferia del pozo, entonces se recurre a escariar o ensanchar el hoyo en el estrato productor.

Como puede entenderse fácilmente, la necesidad de mantener los pozos en buen estado para que produzcan diariamente su cuota de hidrocarburos, es tarea **diaria** que ocupa a buen número del personal de producción.

II.5.5.- Reacondicionamiento de pozos ^[13]

Las razones por las cuales se propone el reacondicionamiento de un pozo son muy variadas. Estas razones involucran aspectos operacionales que justifican la utilización continua del pozo en el campo y, por ende, las inversiones y/o costos requeridos. El reacondicionamiento es una tarea de proporciones mayores y alcances mas allá de las tareas rutinarias de mantenimiento, estimulación o limpieza. Puede exigir la utilización de un equipo o taladro especial para reacondicionamiento o un taladro de perforación.

Generalmente, los pozos de un campo petrolero se clasifican según su mecanismo y mecánica de producción como de flujo natural, de levantamiento artificial por gas, de bombeo mecánico o bombeo hidráulico, de flujo por inyección alterna o continua de vapor, o como inyectores de gas o de agua, o como pozos de observación. Así que durante su existencia como pozo productor, el mismo puede **cambiar de estado** una o varias veces, y ese cambio o cambios pueden requerir varios reacondicionamientos. Por ejemplo, un pozo puede haber comenzado como pozo productor por flujo natural, pero al correr del tiempo puede ser convertido a flujo por levantamiento artificial por gas o bombeo hidráulico o mecánico. Quizás en la etapa final de su vida útil puede ser convertido a inyector o a pozo de observación. La otra posibilidad es que se requiera que el estrato productor original sea abandonado y el pozo reterminado en un estrato superior como productor de un

yacimiento distinto. También puede darse el caso de que al abandonar el yacimiento donde fue completado originalmente el pozo, no existan posibilidades de una reterminación o recompletación hoyo arriba y el pozo pueda ser utilizado para desviarlo y ahondarlo para explorar horizontes desconocidos **más profundos** o hacer una completación más profunda en yacimientos ya conocidos.

Todas las alternativas aquí mencionadas exigen estudios y evaluaciones certeras que desembocan en inversiones y costos mayores, los cuales deben ser justificados técnica y económicamente con miras a obtener la rentabilidad requerida.

El Reacondicionamiento es todo trabajo que se realiza a un pozo con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección y que involucre cambios o acciones en la zona productora, después de su completación original ^[13]. Control de arena, gas, arenas adicionales en el mismo yacimiento, recompletación en otro yacimiento; son ejemplos de reacondicionamientos. Los mismos se requieren para incrementar la productividad, eliminar producción excesiva de agua y/o gas, reparar fallas mecánicas y/o reparar pozos para utilizarlos en proyectos.

II.5.5.1.- Tareas para reacondicionamiento de pozos

Para realizar el reacondicionamiento de los pozos es necesario preparar programas cronológicos de operaciones que describen la selección y ejecución apropiadas de una variedad de tareas, ajustadas a una secuencia técnica y con seguridad para evitar accidentes ^[13].

El reacondicionamiento propuesto puede ser sencillo o complejo, según las condiciones y estado físico del pozo y las tareas del programa a seguir. Sin embargo, un reacondicionamiento sencillo puede tornarse complicado por imprevisión o por la ocurrencia de eventos inesperados que no fueron anticipados por su baja frecuencia de ocurrencia.

Factores para Considerar

a) Diagnóstico del equipo de producción: Antes de decidir el reacondicionamiento de un pozo es necesario conocer las condiciones de operación del equipo de producción, ya que muchas veces el bajo rendimiento de algunos pozos se debe a un mal funcionamiento de dicho equipo, y ello se puede resolver sin que se requiera la entrada de un taladro de reacondicionamiento ^[13].

b) Condición Mecánica: Después de haber realizado el diagnóstico (Sección a) y decidir el tipo de trabajo que debe realizarse, es importante verificar el estado mecánico del pozo mediante la revisión de los trabajos anteriores en los cuales se hayan corrido herramientas de calibración del revestimiento, tales como fresa y mechas, y que se han realizado pruebas del revestimiento aumentando la presión por el anular. De igual forma, se puede planificar una **verificación de fondo** para determinar si existe alguna obstrucción mecánica en la tubería o en el revestidor ranurado, especialmente cuando se sospechen fallas en el revestidor de producción y/o en el revestidor ranurado o colgador.

En el caso de que existan pozos por recompletar en yacimientos inferiores, se debe verificar si existen pescados, tapones puente, tapones de cemento, forros ranurados, etc., que dificulten o impidan realizar el trabajo en la zona de interés ^[13].

c) Historial de Producción: Es importante tener información sobre la completación original: fecha e intervalos cañoneados, si se realizó trabajo de estimulación y si se instaló equipo de control de arena.

Sobre la perforación del pozo bajo estudio, es importante conocer si hubo problemas de pérdidas de circulación frente a la zona productora, que hubiesen podido ocasionar daño a la formación en esta oportunidad.

También hay que tener presente los problemas ocurridos durante la cementación primaria, o la del revestimiento de producción, los cuales podrían hacer pensar en problemas de comunicación entre zonas de petróleo y agua, por detrás de los revestidores.

Finalmente, los trabajos anteriores y las respuestas de producción **después** de los mismos, son fundamentales, ya que con base en ellos se puede planificar un trabajo posterior ^[13].

d) Pozos Vecinos: Este es uno de los factores más importantes a considerar para el reacondicionamiento de pozos, así como los resultados de producción obtenidos posteriormente de cada uno de ellos, el comportamiento de producción actual y las zonas abiertas a producción. Conociendo esos detalles se puede planificar el mejor trabajo para abordar el problema o dificultad actual. De los pozos vecinos se debe tener en cuenta: su posición estructural, zonas abiertas a producción y correlación con las del pozo en estudio, zonas aisladas por problemas de agua y/o gas, los trabajos realizados anteriormente y su comportamiento de producción después de cada trabajo.

Es importante señalar que el o los pozos vecinos que pueden aportar mas y mejor información son los perforados más recientemente, ya que ellos muestran con mayor grado de confiabilidad la profundidad estimada de los contactos agua-petróleo, petróleo-gas y la existencia de petróleo remanente (por la resistividad de las arenas) ^[13].

e) Datos Geológicos y Registros: En este caso se debe conocer la siguiente información:

- Cómo está localizado el pozo en el yacimiento en la zona del reacondicionamiento en perspectiva

- Calidad de la arena indicada en los registros
- Datos de núcleos tales como S_o , S_w , Φ , K , etc
- Pruebas del contenido de la formación
- Definición del contacto agua-petróleo

f) Consideraciones del Yacimiento: En este sentido se debe tener un estimado cuando menos de:

- Recuperación final
- Mecanismos de empuje
- Posición estructural
- Presión de yacimiento

II.5.5.2.- Tipos de Reacondicionamiento de Acuerdo con el Objetivo

Es conveniente reconocer u organizar los tipos de reacondicionamiento de acuerdo con su objetivo como se indica a continuación:

a) Convencionales: Es el tipo de reacondicionamiento tradicional en el cual se reparan pozos para controlar alta producción de agua y/o gas, cañoneo de nuevos intervalos en el mismo yacimiento abandonado y cañoneo de otros yacimientos ^[13].

b) Control de Producción de Agua: La excesiva producción de agua en los pozos de petróleo se produce en yacimientos cuyo mecanismo de producción es el empuje hidráulico, y en los que el contacto agua-petróleo ha alcanzado los intervalos abiertos a producción, como resultado de la disminución de la presión y de la entrada del agua del acuífero ^[13].

Otra causa por la cual puede haber producción excesiva de agua es la conificación de agua.

Este fenómeno se presenta cuando la zona productora está localizada en una arena cuya parte inferior está saturada de agua, y debido a la alta tasa de producción, se produce un movimiento hacia arriba del contacto agua-petróleo, formando una superficie de agua cónica alrededor del pozo. Esto requiere buena permeabilidad vertical y el hecho que hay agotamiento que induce una modificación de las líneas de flujo.

Existen otras fuentes externas que causan alta producción de agua en un pozo, tales como roturas de los tubulares (revestidor, tuberías), tubería de producción frente a zonas de agua y canalización de agua a través de una cementación primaria deficiente (detrás del revestimiento de producción) a través de la cual se comunica la zona productora con zonas de agua.

La eliminación de la alta producción de agua generalmente se logra de las siguientes formas:

Si la causa se debe a invasión normal por avance del contacto agua-petróleo y aún existe petróleo remanente, se debe realizar una cementación forzada a baja presión de las arenas abiertas y cañonear hacia el tope de las mismas. Si no existe petróleo, se debe aislar totalmente la zona y abrir otras arenas o recompletar en otro yacimiento.

Si se detecta mala cementación por detrás del revestimiento, se realiza una cementación forzada a baja presión frente a una formación dura (lutita).

c) Control de Producción de Gas: La alta producción de gas en un pozo de petróleo se debe, generalmente, a la expansión de la capa de gas en yacimientos que producen, por este mecanismo, liberación del gas disuelto en el petróleo; y, en otros

casos, por flujo de gas de zonas o yacimientos por encima o por debajo de la zona de petróleo, debido a roturas del revestimiento o por fallas en la cementación primaria.

Para controlar o eliminar la alta producción de gas se debe cementar la arena productora y cañonear hacia la base, lo más retirado posible del contacto gas-petróleo, si no existe riesgo de agua ^[13].

Si el problema es por comunicación debido a cementación primaria deficiente por detrás del revestimiento, se debe realizar una cementación forzada frente a una lutita, utilizando cementos especiales que sufran poca contaminación por gas.

Este tipo de trabajos (separar arena de agua o gas) se realiza con obturador (si el intervalo por cementar es corto y se requiere forzar a altas presiones), con cola (cuando el intervalo tiene gran longitud) y con retenedor de cemento (cuando se requiere que la cementación sea selectiva y no se quiere dañar arenas superiores).

También se pueden utilizar tapones puente cuando se desea abandonar completamente una zona invadida y no existe riesgo de comunicación. Los mismos pueden ser colocados con tubería, guaya (sin tubería en el hoyo) a través de tubería.

Estos tipos de trabajos se denominan reacondicionamientos permanentes, debido a que se **modifica la zona productora**.

En completaciones selectivas también se puede eliminar la alta producción de agua y gas, aislando zonas mediante el uso de tapones en la tubería, cerrando mangas de circulación o colocando válvulas ciegas en el mandril de gas-lift (si se utiliza este método para producir). Esto se realiza utilizando guaya fina, es decir, no amerita la entrada de un taladro de rehabilitación y se clasifica como “reacondicionamiento temporal”.

d) Cañoneo de Intervalos Nuevos y/o Existentes del Mismo Yacimiento:

Cuando un pozo presenta baja tasa de producción de petróleo es posible incrementar su producción, cañoneando arenas que no fueron abiertas en el pasado por diversas razones (saturación de gas, nivel de resistividad poco atractivo para ese momento, etc.). Por relación con pozos vecinos nuevos, u otros pozos vecinos, en los cuales esas arenas están abiertas, se concluye sobre la presencia de petróleo producible comercialmente ^[13].

De igual forma, puede hacerse un recañoneo en aquellos pozos donde se presume que el cañoneo no fue efectivo, o donde se quiere incrementar el área del flujo.

La apertura de nuevas arenas se considera un reacondicionamiento.

e) Cañoneo de Otros Yacimientos: Después de haber explotado un yacimiento y que el petróleo recuperable se ha extraído, es posible cañonear y recompletar en otros yacimientos más prospectivos ^[13].

II.5.5.3.- Herramientas a utilizar en los Trabajos de Reacondicionamiento ^[13]

En los trabajos de reacondicionamiento de pozos frecuentemente se realizan viajes de limpieza y de pesca con la finalidad de calibrar y eliminar obstrucciones en el revestimiento de producción, o para recuperar equipos dentro del mismo (forros ranurados, obturadores, sargas de completación, etc.) Estas operaciones son necesarias ya que se debe asegurar que se tiene un hoyo **completamente limpio y bien calibrado** para efectuar eficientemente y con seguridad los trabajos posteriores de cañoneo, estimulación y/o empaque con grava.

Para realizar operaciones de pesca y/o de limpieza deben utilizarse herramientas específicamente diseñadas para este fin y, además, es necesario seguir procedimientos correctos para que las mismas sean exitosas y seguras, evitando viajes infructuosos de tubería.

En el esfuerzo sostenido por disminuir el tiempo de reacondicionamiento de pozos, el “arte” de la pesca y recuperación de desperdicios y/o equipos dentro del hoyo ha tenido progresos significativos, debido a que operadores e ingenieros han trabajado constantemente para mejorar los procesos, herramientas y equipos involucrados en este tipo de actividad.

Anteriormente, los métodos de recobro estaban limitados a las herramientas mecánicas permanentes, por ejemplo, cortadores internos y externos, etc., las cuales hasta los actuales momentos han estado sujetas a un continuo mejoramiento, alcanzando con ello una gran eficiencia. En las últimas décadas se han desarrollado en rápida sucesión otras técnicas y equipos, tales como: cargas explosivas, registros de detección de punto libre, martillos a base de aceite, martillos de nitrógeno, pescantes hidráulicos, cestas magnéticas para desperdicios y otros.

En resumen, una **operación de pesca** es el conjunto de actividades que se realiza con el fin de recuperar, mediante herramientas especiales, cualquier objeto o material que haya quedado dentro del pozo. Dichos objetos se conocen con el nombre de pescados y pueden incluir: tuberías de producción o de revestidor ranurado, obturadores, y herramientas como mandarrias, cuñas, llaves, etc.

a) Análisis de la Situación

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

i) Diámetro interior del revestimiento de producción

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

ii) Diámetro exterior o interior del pescado

Este se puede conocer solamente cuando se trata de tuberías y herramientas cuyas especificaciones vienen dadas en tablas. Con base en tales diámetros se seleccionarán los pescantes externos y/o internos más adecuados.

En el caso de objetos como mandarrias, cuñas, llaves, etc., una impresión con un bloque de plomo o el estudio de un objeto similar puede ayudar a la selección del pescante.

iii) Profundidad del tope del pescado

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

- * Evitar pérdidas de tiempo maniobrando inútilmente arriba del pescado.
- * Evitar golpear bruscamente el tope del mismo, lo cual puede ocasionar daños tanto al pescado como al pescante

Esta profundidad se verifica metiendo un bloque de impresión o un calibrador y midiendo con exactitud la longitud del cable o tubería **hasta el pescado**.

iv) Forma del tope del pescado

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

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

b) Tipos y Usos de Herramientas

En los trabajos de rehabilitación de pozos, las herramientas se pueden clasificar en dos tipos según su uso: a) De limpieza y calibración de hoyos, y b) De operaciones de pesca.

Los dos tipos se discuten a continuación:

i) Herramientas de Limpieza y Calibración

Durante todo trabajo de rehabilitación es de vital importancia disponer de un hoyo limpio y bien calibrado, ya que ello contribuye al éxito de las operaciones por realizar y a la producción futura del pozo, pues en el mismo están involucradas acciones tales como recuperación de la sarta de producción, de equipos de empaque (pozos en arenas deleznarles), cañones y/o estimulación en la zona productora, instalación y empaque de revestidores ranurados, instalación de sarta de producción, etc.

Para lograr este objetivo, con alto grado de eficiencia y confiabilidad, existe una gran variedad de herramientas que deben ser seleccionadas cuidadosamente de acuerdo con los diámetros de los tabuladores del pozo y de las utilizadas en trabajos anteriores. Entre las más importantes y que se describen a continuación se tiene: fresas, zapatas, lavadoras y/o fresadoras, tuberías lavadoras, tuberías de cola, etc.

Estas se describen a continuación:

- **Fresas:** Es un tipo de herramienta que se usa para taladrar o dar forma al metal. Se fabrican en todas las variedades de formas y tamaños (cónicas, planas, hexagonales, etc.). De acuerdo con el trabajo que se va ejecutar, se usan comúnmente para cumplir las operaciones que se enumeran:
 - Perforar desperdicios mecánicos en el hueco
 - Limpiar y acondicionar tope de un pescudo
 - Calibrar y reparar partes menores en el revestidor
 - Abrir ventanas en el revestimiento
 - Limpiar cemento y arena
 - Fresar tapones de hierro, obturadores, tuberías, etc.

Las fresas deben fabricarse de un material **más resistente** que la pieza por fresar. Anteriormente, eran fabricadas de acero templado, pero se desgastaban rápidamente. Posteriormente, se comenzó a usar el carburo de tungsteno para revestirlas, con lo cual se incrementó la velocidad de las operaciones de fresado. Por ejemplo, una tubería de revestimiento de 7", 23.0 #/pie J-55, puede ser fresada a una velocidad aproximada de 4 pies por hora.

- **Zapatas lavadoras:** Es un tipo de herramienta que se utiliza para lavar interna y/o externamente alrededor de un pescudo, con la finalidad de facilitar operaciones **posteriores** de pesca. Las zapatas van colocadas en la punta de la tubería y se fabrican de acero de alta calidad, con superficies cortantes de carburo de tungsteno y de diferentes tamaños.

Como regla general, se emplean zapatas dentadas para romper formaciones en tanto que las de fondo plano se emplean para cortar metales, tales como obturadores, secciones de tubería, etc.

El análisis de grupos de pozos puede llevarse a cabo sobre un nivel de yacimiento, área o pozo individual. Sin embargo, de las conclusiones de estos análisis generalmente resultan recomendaciones como las siguientes: reparar el pozo, continuar produciendo hasta un límite económico, mantener presión con inyección, acometer recobro mejorado o abandonar.

La reparación de pozos representa una alternativa de alargar la vida de los pozos con inversión menor o sin inversión y dá la posibilidad de evaluar y producir varios horizontes por el mismo pozo; así como mantener un control sobre los diferentes problemas de producción (agua, gas, baja presión, daños de formación, etc.) que se presentan.

De aquí, la necesidad de mantener una constante planificación sobre los pozos por reparar, por la cual se deben analizar los problemas **específicos** en cada pozo e identificar el pozo problema y el tipo de reparación que se ha de realizar para el mantenimiento o generación del potencial.

Un pozo problema es aquel que, dentro de un marco económico particular, excede límites determinados, en lo referente a tasa, presión, RGP, corte de agua, costo de producción, o una combinación de factores.

II.5.6.- Reparación de Pozos

Todo trabajo que se realiza con la finalidad de restaurar las condiciones de producción o inyección de un pozo que no involucre acciones en la zona productora se denomina **Reparación** ^[22].

II.5.6.1.- Tipos de Reparación-Generación de Potencial

Los tipos de reparaciones que pueden y deben realizarse en un pozo dependerán de la magnitud del problema que lo afecte. De esta forma, existen dos tipos de reparaciones: menores y mayores. Se describen a continuación:

a) Menores: su objetivo principal es trabajar en el pozo, **sin** sacar la tubería de producción.

En este tipo de reparación se pueden incluir trabajos como: estimulaciones, cambios de zonas, cañoneo adicional o recañoneo, trabajos de pesca, apertura de zonas, cambios del método de producción, cambio de reductor, trabajos para individualizar el pozo (LAG, líneas de flujo, etc.), limpieza, optimizar el LAG, y muchas otras variantes.

b) Mayores: este tipo de trabajo se realiza **con taladro en sitio** y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas, y otras variantes.

II.5.6.2.- Evaluación de la Reparación

Existen dos aspectos al evaluar la reparación de un pozo:



II.53.- En los procedimientos de Rehabilitación el “Trabajo en Equipo” es muy importante para el logro adecuado del objetivo planteado

a) Evaluación financiera

Previo a la reparación, debe hacerse una evaluación financiera del manejo. Para ello se tienen como base los pronósticos de producción generados por el análisis del pozo y la información financiera relacionada con inversiones, impuestos, costos inflación, vida útil, etc.

La toma de la decisión relacionada con la ejecución del trabajo, que es un “proyecto” de perforación o reparación de un pozo, está sujeta a las **expectativas de rentabilidad** que se esperan del mismo.

La herramienta utilizada para determinar dicho indicador es la Evaluación Económica, mediante la cual se introduce la información financiera relacionada con inversiones, costos, impuestos inflación, vida útil del proyecto, factores de descuento, precios, etc. y se obtiene el balance requerido para comparar opciones, alternativas y casos que permiten tomar la decisión final.

Además de la rentabilidad, existen otros parámetros como el valor presente, el tiempo de pago, etc. que permiten reforzar la comparación, haciendo más objetiva y confiable la toma de la decisión.

En algunos casos, la evaluación económica no es suficiente por si sola para decidir. Este es el caso de proyectos que son de utilidad pública o necesidad operacional, en los que la decisión debe considerar adicionalmente otro tipo de objetivo, o directriz, diferente al beneficio económico pero que no lo excluye.

b) Análisis de los Resultados

En análisis de los resultados de una reparación queda sujeto al hecho de si se efectuó la reparación de acuerdo con lo planificado. De otra forma, se deben estudiar

las causas que impidieron obtener los resultados pronosticados. Para realizar este análisis de resultados, de manera sistemática, se sugiere el procedimiento a continuación:

i) Identificación del Problema

Este paso exige tener una identificación adecuada del problema existente en un pozo y que se quiere solucionar o mitigar con la reparación del mismo. Una manera de diagnosticar el tipo de problema, es manteniendo control de los comportamientos de producción / presión, **antes y después** de la reparación. También es recomendable realizar pruebas de producción, presión, temperatura, antes y después de cada trabajo.

Entre los gráficos de control para este tipo de evaluación, se deben mantener curvas de declinación, curvas de índice de productividad, estudios de presión de fondo, registros de producción (registros de flujo, temperatura), etc. Desde el punto de vista del yacimiento, se debe mantener control sobre la continuidad de la arena, posibles arenas productoras de agua y/o gas, avance de los frentes de fluidos, zonas de baja calidad de arena, zonas de baja o alta presión, zonas productoras de arena, productoras de asfaltenos, etc.

Con respecto al método de producción, se debe mantener control sobre el diseño del mismo, condiciones de producción del pozo (nivel de fluido, presión fluyente, porcentaje de agua, RGP, etc.) así como del equipo de producción instalado.

ii) Problemas Operacionales o Mecánicos

Los problemas operacionales o mecánicos generalmente se originan en el pozo durante la reparación y completación del mismo, debido a las diferentes condiciones a las cuales es sometido. Entre los que pueden presentarse durante la

reparación, se tienen: pescados dejados durante la reparación o completación, fugas a través del revestidor, tubería de producción, empaaduras, mandriles, camisas de producción, fallas de la cementación y fallas del equipo de producción.

Durante la ejecución de un trabajo de reparación en un pozo, se utilizan para el control del mismo, los lodos que son preparados de acuerdo con las condiciones de presión de las arenas abiertas. Esto ocasiona, muchas veces, al subir el peso del lodo, que se generen altos diferenciales de presión en contra de la formación, con el consiguiente daño de la misma.

Otras causas que generan la baja productividad de petróleo o el incremento de producción del fluido indeseado (agua / gas) y que pueden considerarse como del tipo operacional o mecánicos, son: cañoneo parcial, poca penetración del cañoneo, cañoneo fuera de zona, pobre diseño del equipo de producción, restricciones de tubería, etc.

II.5.7.- Práctica de Reacondicionamiento y Rehabilitación de Pozos

A continuación un ejemplo didáctico de un Programa de Reacondicionamiento Permanente.

Ejemplo 1: Programa de Reacondicionamiento Permanente ^[20]

Datos: Pozo: UCV-4

Campo: La Facultad

Profundidad: 13154'

Taponamiento: 12179' (T.P)

El pozo UCV-4 fue completado originalmente como productor (ver Figura II.54) en la arena C-5, cañoneándose el intervalo 12220' - 12740', en enero de 1992.

El pozo actualmente se encuentra completado en C-4, previo abandono de C-5 por alto corte de agua y actualmente en C-4. Se encuentra sin producción debido a la baja productividad del yacimiento.

El objetivo de la reparación mayor es abandonar las arenas del yacimiento C-4 por baja productividad, completar sencillo selectivo a nivel B-6/9 y C-3, para recuperar el potencial del pozo(ver Figura II.55).

Para la reparación de este pozo, se propone realizar el siguiente trabajo:

CON TALADRO:

- 1.- Controlar el pozo con agua potable y filtrada
- 2.- Probar Revestidor
- 3.- Recuperar completación empacadura hidráulica a 11845'
- 4.- Calibrar revestidor hasta 11980'
- 5.- Bajar tapón puente a 11920' (para abandonar C-4)
- 6.- Cañonear los intervalos de B-6/9, con cañones de 2 1/8" 60° fase 6 tpp. Alta penetración:

10574' - 10584' (10')

10564' - 10570' (6')

10556' - 10561' (5')

- 7.- Completar pozo sencillo selectivo con tubería de 3 1/2" y cola de 2 7/8" N-80, con empacaduras a 10680' y 10300' y equipo de gas lift.

POR PLATAFORMA:

1.- Cañonear bajo balance los siguientes intervalos de la arena C-3:

11874' - 11888' (14')

11854' - 11860' (6')

11830' - 11850' (20')

Se espera una producción de 300 bppd en C-3 y 500 bppd en B-6/9.

Procedimiento de Trabajo

1.- Verificar presiones THP / CHP y condiciones de superficie. Recuperar válvula de seguridad en niple "X" a 239'.

2.- Controlar pozo con agua potable y filtrada (dará un factor de seguridad de 2600 lppc), a través de la manga de circulación "XD-1" de 2 7/8", a 11811', si no es posible abrir la misma, controlar pozo a través de mandril a 10363'.

Notas: - Retirar árbol de navidad e instalar BOP. Probar.

- Probar sellos primarios y secundarios del cabezal con 2000 psi por 10 minutos. Reemplazar de ser necesario bajando sarta de (15) quince parejas de 2 7/8" con emp. "DG", para revestidor de 7" 26/32 lpp", fijado a 90'. Esto se ejecutaría luego del paso No. 3.

- Verificar fondo, tubería libre.

- Colocar tapón en niple "X" de 2 7/8" a 11898', presurizar tubería y anular con 2000 lppc. a fin de probar tubería y revestidor. De no ser posible asentar tapón en niple "X" tratar de asentar el mismo en manga "XD" de 2 7/8" a 11811' y de no tener éxito en la prueba, programar la misma bajando sarta con la tubería existente en el pozo con niple "X" y empacadura "DG" para revestidor de 7" 26/29 lpp y asentar a 11800'

probar con 2000 lppc, luego de recuperar completación en el paso No.3

3.- Desasentar empacadura hidráulica "RH" a 11845' de completación existente de 3 1/2" 9,3 lpp, N-80 y 2 7/8" 6,5 lpp, P-105, bajar sarta hasta tener empacadura a +/- 11900', para calibrar revestidor. Recuperar completación.

4.- Bajar tubería con fresa cónica de 5 7/8" y calibrar revestidor de 7" 26/32 lpp. hasta 11920'. Circular. Sth. "paso opcional en caso de presentarse problemas en calibración del paso anterior".

5.- Vestir Cía. De servicio y proceder de la siguiente manera:

- Bajar tapón puente (con guaya) y asentar a 11920' (para abandonar las arenas de C-4) (verificar posición de cuello), la velocidad de corrida del tapón no debe exceder de los 100'/min.

Nota: probar con 2000 lppc, contra tapón puente cerrando preventor ciego.

6.- Bajar tubería de 3 1/2" con botella lisa hasta 11920' (tope de tapón puente), circular y desplazar agua tratada y filtrada por gasoil, levantar tubería hasta 10450'.

7.- Vestir Cía. De servicio y proceder de la siguiente manera:

- De la arena B-6/9, cañonear con cañones de 2 1/8", 6 tpp, 60° fase los siguientes intervalos:

Intervalo	Longitud	Arena	Zona
10574' - 10584'	10'	B-6/9	II
10564' - 10570'	6'	B-6/9	II
10556' - 10561'	5'	B-6/9	II

8.- Bajar completación de 3 1/2" x 2 7/8", N-80 con empaaduras hidráulicas a 10680' y 10300' con mandriles de gas lift. Según bajada de completación.

9.- Instalar válvula check. Quitar BOP. Instalar árbol de navidad. Recuperar válvula check e instalar tapón ciego y probar árbol de navidad o cruz con el 80% de su presión de trabajo. Recuperar tapón ciego.

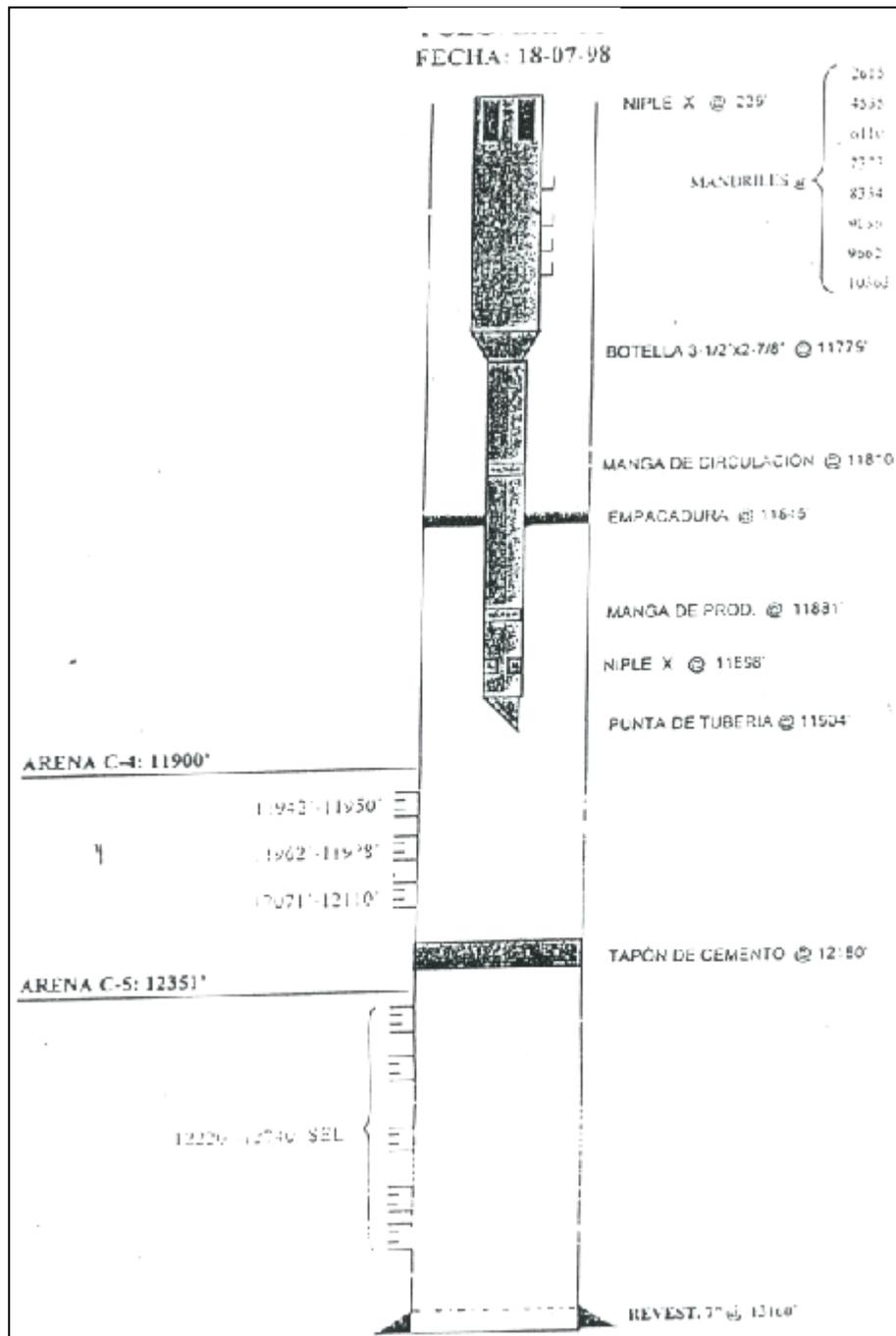
10.- Bajar cortador 2 9/32" para verificar fondo (HUD), reportar.

11.- Asegurar pozo instalado PX regular en niple "X" de 3 1/2" a +/- 250'.

12.- Realizar conexiones finales y mudar taladro.

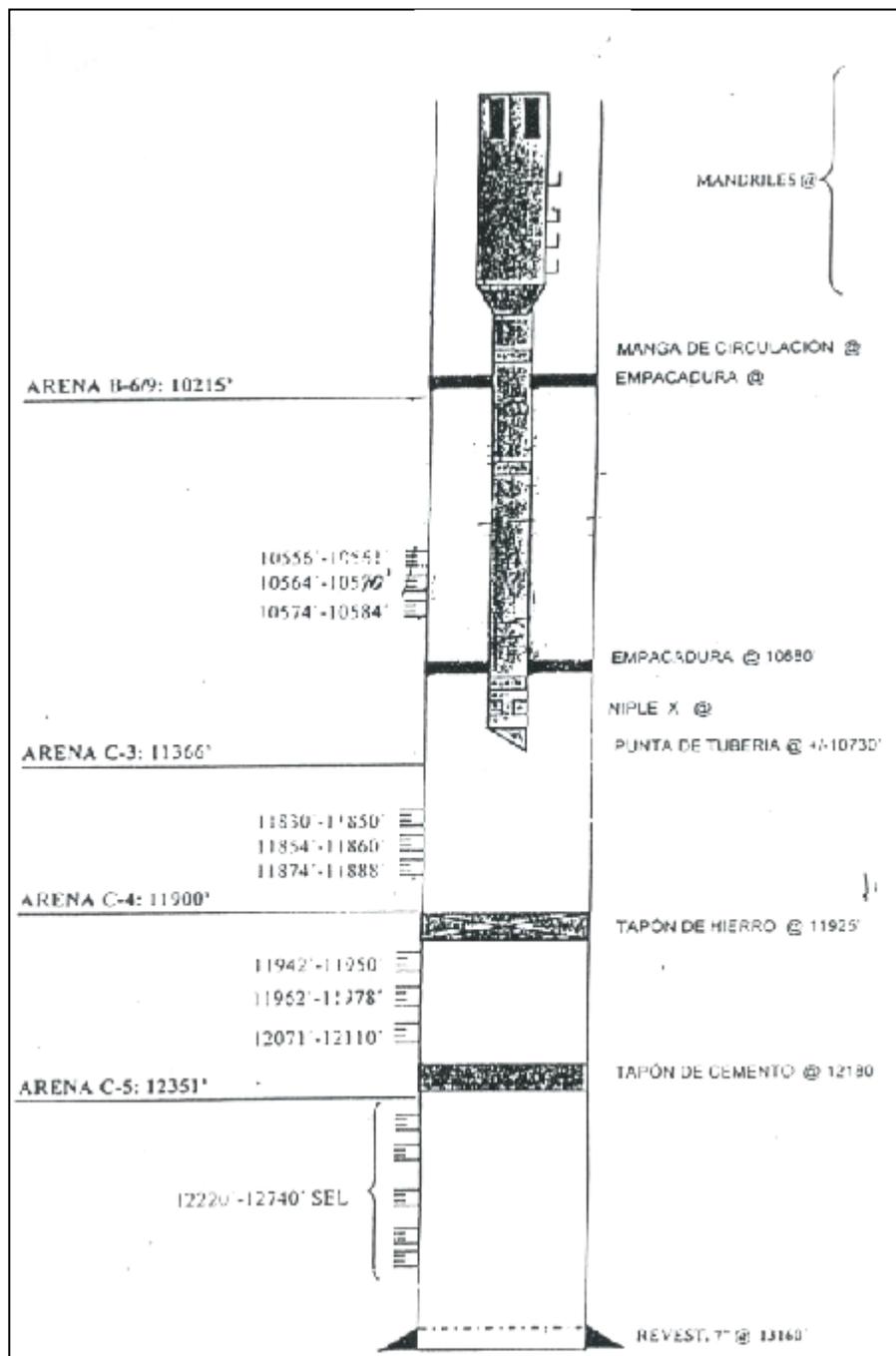
ESTADO MECÁNICO ACTUAL

II.54.- POZO UCV-4



ESTADO MECÁNICO PROPUESTO

II.55.- UCV-4



Ejemplo 2: Propuesta de Reacondicionamiento (W. Millano, 1998)

Datos: Pozo: UCV-5

Campo: La Facultad

Elevación del Terreno: 343'

Elevación de la Mesa Rotaria: 355'

Cuello Diferencial de 7": 9218'

Zapata Diferencial de 7": 9252'

Profundidad Final (Perf.): 9281'

Objetivo: Cementar los intervalos (8990' - 9000') (9016' - 9020') de la arena "P-1/2" Formación Escandalosa. Correr registro de saturación de fluidos "RST" a nivel de la Formación Gobernador y Escandalosa "O". Cañonear a producción el intervalo (8828' - 8836') de la arena "C" de la Formación Gobernador, si no se observa un mejor intervalo luego de correr e interpretar el registro RST, con el fin de generar una producción de 400 bppd.

Completación Actual:

- 114 Tubos de 3 1/2", 9,3 Lbs/pie, EUE, N-80
- Bomba Inserta de 3 1/2" x 2 1/2" x 2 1/4" x 24' N° CV-6942 @ + 3477'
- Barra Pulida de 1 1/2" x 26'
- Ancla de tubería de 7" x 3 1/2"
- Niple de Asiento 3 1/2"
- Barra pulida de 1 1/2" x 22'
- Sarta de Varillas: 35 x 3/4" x 30'
51 x 7/8" x 25'
47 x 1" x 30'

Discusión:

El pozo UCV-5 se encuentra inactivo desde Jun-94 en la arena “P-¹/₂” Formación Escandalosa en los intervalos (8990’ - 9000’) (9016’ - 9020’) con una última prueba de producción del 01/06/94 de 20 bppd, 92 %AyS, 496 Mbp y 1641 Mba acumulados.

Adicionalmente es oportuno mencionar que en dicho pozo se realizó un proyecto de inyección de Gel (Floperm) en Dic-92, mostrando resultados no satisfactorios puesto que ocasionó una reducción en los barriles netos y un corte de agua promedio, similar al anterior.

La diagnosis del comportamiento de producción realizada con la herramienta “VD PLOTS”, determinó una invasión total de agua, producto de un avance del acuífero de fondo en la arena “P-¹/₂” de la Formación Escandalosa. Se considera que los intervalos abiertos en la arena “P-¹/₂” de la Formación Escandalosa han sido invadidos totalmente por el acuífero de fondo y de acuerdo a la evaluación petrofísica, dicha arena no presenta oportunidades para extender perforaciones. Sin embargo, la arena “C” de la formación Gobernador, presenta un espesor de arena neta petrolífera (ANP) 16’ con excelentes propiedades petrofísicas.

POZO	Interv.	ANP (pies)	RT (Ohm)	VSH (%)	POR (%)	SW (%)	K (md)
SHW-10	8746’ - 8800’	6	41,25	39,93	10,85	38,91	3,52
	8800’ - 8872’	16	77,82	33,64	12,56	37,91	15,86

En la línea sísmica 2290 N-S se muestran los horizontes sísmicos asociados al tope de Gobernador (H-2) y al tope de Escandalosa (H-1). Igualmente en esta línea pueden apreciarse las diferentes fallas geológicas que limitan a los yacimientos. Al

sur del pozo UCV-5 se encuentra la falla inversa que limita el yacimiento. Las otras fallas al Norte del pozo (normales) se hallan los yacimientos a los cuales pertenece el pozo UCV-5. Estructuralmente el pozo UCV-5 se encuentra en una posición óptima, para la Formación Gobernador así como para la Formación Escandalosa.

Es oportuno mencionar que este yacimiento ha sido drenado por dos pozos vecinos ubicados hacia el Este del yacimiento. Estructuralmente, están aproximadamente a unos 12' buzamiento abajo y petrofísicamente lucen menos atractivos que el pozo objeto del trabajo. Sin embargo, el pozo vecino, el cual fue cañoneado en el intervalo (8772' - 8778') arena "C" de la formación Gobernador, completado con un equipo electrosumergible @ +/- 8600' y empacadura hidráulica @ +/- 8015', mostró resultados satisfactorios con una prueba de producción al 26/07/2000 de 507 bppd, 9 %AyS, 42 Mbp y 2,2 Mba acumulados. Sin embargo, el pozo objeto de este trabajo presenta propiedades petrofísicas similares a la del otro pozo vecino. Cabe destacar que el pozo UCV-5, se encuentra ubicado en un punto alto del yacimiento, en el cual se tendría una mayor acumulación de hidrocarburos.

Pozo	Petrofísica					Prueba Inicial			Acumulado	
	ANP (pies)	RT (Ohm)	POR (%)	SW (%)	K (md)	FECHA	Bppd	% AyS	PET (Mb)	AGUA (Mb)
SHW-9	11	51,14	12,28	51,2	14,47	Nov-79	1284	1,4	529	2819
SHW-14	28	71,13	11,64	63,1	7,04	Oct-94	315	5,0	42	2147

Finalmente, se concluye que la arena "C" de la Formación, presenta una excelente oportunidad para incrementar el potencial del pozo UCV-5. Por tal motivo, se recomienda cementar el intervalo abierto de la arena "P-1/2" de la formación Escandalosa, correr registro de saturación "RST" a nivel de la arena "A/B y D" de la formación Gobernador y Miembro "O" de la Formación Escandalosa con el fin de actualizar las saturaciones de fluidos en estos horizontes.

Procedimiento de Trabajo

- 1.- Mudar y vestir taladro.
- 2.- Controlar el pozo con fluido de completación compuesto por agua fresca y surfactante al 5% y KCl al 2%.
- 3.- Sacar equipo de completación descrito anteriormente.
- 4.- Realizar viaje de limpieza hasta 9218' Cuello Flotador. Circular hasta obtener retornos limpios. Recordemos que no debe existir presencia de crudo para garantizar una corrida eficiente del registro USIT en el pozo, sólo debe existir presencia 100% del fluido de trabajo.
- 5.- Correr registro Carbón Oxígeno en primer lugar en la arena "A/B" y "C" de la Formación Gobernador desde 8650' hasta 8860' y a nivel del Miembro "O" de la Formación Escandalosa desde 8900' hasta 9000'.
- 6.- Correr registro avanzado de cementación y corrosión USIT desde 8650' hasta 9000'. Anexar un termómetro a fin de determinar la temperatura del pozo. Corregir cementación de ser necesario.
- 7.- Tomando en cuenta la temperatura máxima registrada anteriormente para el diseño de la lechada **cementar** con retenedor de cemento @ \pm 8980' los intervalos abiertos (8990' - 9000') (9016' - 9020') arena "P- $\frac{1}{2}$ " de la Formación Escandalosa.

Nota: Considerar la información general de los yacimientos donde se haya utilizado microcementos para esta operación.

8.- Circular hasta obtener retornos limpios.

9.- Realizar pruebas de afluencia y corregir de ser necesario.

10.- Cañonear a producción el intervalo (8828' - 8836') de la arena "D" Formación Gobernador con cañón TCP 4 1/2", 5 tpp, 72° fase alta penetración, si no se observa un mejor intervalo en el registro carbono oxígeno.

Nota: Es indispensable que la sarta TCP esté en capacidad de cañonear, evaluar y estimular el pozo si es necesario. Se recomienda instalar el siguiente equipo:

- Un niple "X" para realizar pruebas de restauración de presión en tiempo real, si el pozo fluye natural.
- Disponer de 1 o 2 días para la adquisición de data mediante la prueba de presión (Multifásica y Buildup)
- Instalar válvula de cierre de fondo
- Dos sensores de presión y temperatura con memoria, por encima de la empacadura, como medida preventiva

11.- Evaluar y completar el pozo de acuerdo a los resultados.

Nota: - Estimular pozo si es necesario.

- Se recomienda la presencia de un equipo de muestreo de tal manera que permita la medición de corte de agua, °API, ppm Cl, de los fluidos que se obtengan en la prueba.

El pozo presenta los siguientes objetivos secundarios:

HORIZONTE	INTERVALOS
Escandalosa "O"	8901' - 8912'
	8918' - 8930'
	8960' - 8966'

Ejemplo 3: Programa de Reacondicionamiento (R. Carrasco, 1999)

Datos: **Campo:** La Facultad **Taponamiento:** 4585' (Z.T) y 4587' (TDH)
Parcela: Ciencias **Fluido en el Espacio Anular:** Gas
Yacimiento: Las Piedras **Presión del Yacimiento:** 1117 lppc a 4195'
Profundidad Total: 7753' **Registros Disponibles:** FDC, CNL, IEL, etc...
Intervalo Abierto: 4561' - 4577' **Estado Mecánico Actual:** Figura II.57

En vista de que el pozo será recompletado en una arena no drenada, se efectuarán cambios a nivel del cañoneo y del fluido de completación, lo cual introduce cambios en el procedimiento de trabajo (ver Figura II.56), por lo que es recomendable continuar con la siguiente programación:

Procedimiento de Trabajo

1.- Vestir compañía de guaya eléctrica. Bajar tapón TDH para revestidor de 7", 29 lbs/pie y asentar a 4538'.

Nota: a) Probar asentamiento con 1200 lppc
b) Bajar con esta calibradora

2.- Bajar tubería de 2 7/8” con obturador de 7 “, 26-29 lbs y sarta de cañones de 3 3/8” tipo BIG HOLE (BH) a 6 tpp, 60° fase, como se indica:

10,00´	10,00´	TMR
10,00´ - 4176,63´	4166,63´	Tubería de 2 7/8” EUE
4176,63´ - 4177,21´	0,58´	Niple radiactivo
4177,21´ - 4187,21´	10,00´	Niple de 2 7/8” EUE
4187,21´ - 4201,21´	14,00´	Válvula de seguridad Omni de 5” EUE
4201,21´ - 4222,21´	20,00´	Niple de 2 7/8” EUE
4222,21´ - 4228,81´	6,60´	Empacadura Recuperable de 7” 29 lbs/pie
4228,81´ - 4259,66´	30,85´	Tubo de 2 7/8” EUE
4259,66´ - 4260,24´	0,58´	Sub Perforado
4260,24´ - 4291,09´	30,85´	Tubo de 2 7/8” EUE
4291,09´ - 4295,09´	4,00´	Niple de 2 7/8” EUE
4295,09´ - 4295,44´	0,35´	Cabeza de disparo Mecánica/hidráulica
4295,44´ - 4296,00´	0,56´	Cañón vacío de 3 3/8”
4296,00´ - 4303,00´	10,00´	Cañón cargado de 3 3/8”
4306,0´ - 4400,00´	94,00´	Espaciador de 3 3/8”
4400,00´ - 4410,00´	10,00´	Cañón cargado de 3 3/8”
4410,00´ - 4498,00´	88,00´	Espaciador de 3 3/8”
4498,00´ - 4508,00´	10,00´	Cañón cargado de 3 3/8”
4508,00´ - 4508,85´	0,85´	Tapón de cañón

Notas: a) Calibrar la válvula de seguridad a 1500 lppc máximo

b) Los cañones serán ensamblados por representantes de la compañía de cañoneo

3.- Vestir Compañía de guaya eléctrica. Bajar herramienta GR-CCL y correlacionar cañones con registro original del pozo a través de traza radiactiva.

4.- Asentar la empacadura doble agarre y probar su asentamiento con 1000 lppc. Instalar arbolito de prueba. Asegurarse de no existir filtración alguna a través de las válvulas.

- Notas: a) Esta operación debe efectuarla representantes de la empacadura
 b) Una vez asentado, abrir el by-pass de la empacadura y proceder a circular el pozo bombeando AGUA SALADA de 11,8 lpg y desplazar el agua fresca en su totalidad
 c) Disponer de tanque de 350 bls de agua salada de 11,8 lpg filtrada
 d) Cerrar el by-pass y probar asentamiento de la empacadura con 1000 lppc.
 e) Operar la válvula OMNI y asegurarse presurizando por la tubería y por el anular hasta 1000 lppc.

5.- Efectuar cañoneo, activando la cabeza hidráulica de disparo. Si esta no funciona soltar barra y cerrar válvula corona del árbol de prueba, esperar detonación de cañones, verificar presión de cabezal, los intervalos a cañonear son los siguientes:

INTERVALOS	PIES	ESTILO
4296' - 7306'	10'	Cañonear
4400' - 4410'	10'	Cañonear
4498' - 4508'	10'	Cañonear
TOTAL	30'	

- Notas: a) De obtener presión en cabezal, efectuar cálculos para determinar el peso de fluido a utilizar para controlar el pozo, si es necesario utilizar

un fluido de mayor peso, el mismo será bombeando por el anular de 7" x 2 7/8" a través de la válvula OMNI.

b) Mantener el pozo en observación. Disponer en sitio de material densificante para el caso de que sea requerido.

6.- Desasentar obturador doble agarre, sacar cañones.

Nota: Verificar que los cañones hayan detonado 100%

7.- Bajar cuello dentado de 3 1/2" con tubería de 2 7/8" y limpiar relleno hasta 4538' TDH. Sacar tbg.

Notas: a) Circular con agua salada de peso determinado para el control. Realizar fondo arriba hasta retorno limpio. Realizar viaje corto esperar decantación.

b) Circular con agua filtrada

8.- Bajar rejillas **preempacadas** de 3 1/2" OD y 2 7/8" ID con ranuras de 0,012" y empacadura tipo BAKER LOT-SET de 7" mas ON-OFF TOOL. Con la completación de GAS-LIFT de la siguiente manera:

PROFUNDIDAD	CANT.	LONG	DESCRIPCIÓN
0' - 10'	1	10'	BMR
10' - 780'	25	780'	Tubería de 2 7/8", 6,4 lbs/pie. EUE
790' - 806'	1	16'	Mandril MMA de 2 7/8"
806' - 2070'	41	1264'	Tubería de 2 7/8", 6,4 lbs/pie. EUE
2070' - 2086'	1	16'	Mandril MMA de 2 7/8"
2086' - 3195'	36	1109'	Tubería de 2 7/8", 6,4 lbs/pie. EUE

3195' - 3211'	1	16'	Mandril MMA de 2 7/8"
3211' - 4043'	27	832'	Tubería de 2 7/8", 6,4 lbs/pie. EUE
4043' - 4059'	1	16'	Mandril MMA de 2 7/8"
4059' - 4186'	4	127'	Tubería de 2 7/8", 6,4 lbs/pie. EUE
4186' - 4187'	1	1'	Niple de asiento "X" de 2 7/8" EUE
4187' - 4218'	1	31'	Tubo de 2 7/8" EUE-8RD
4218' - 4221'	1	3'	ON-OFF-TOOL de 2 7/8" x 2 7/8" EUE
4221' - 4226'	1	5'	Emp. BAKER LOT-SET de 7" x 2 7/8" EUE PIN
4226' - 4289'	2	63'	Tubos lisos 2 7/8", 6,4 lbs, FUE 8RD
4289' - 4290'	1	1'	Cross Over de 2 7/8" EUE Caja x 3 1/2" Butts Pin.
4290' - 4310'	1	20'	Rejillas preempacadas. Butts
4310' - 4311'	1	1'	Cross Over de 3 1/2" Butts Caja x EUE PIN
4311' - 4331'	2	20'	Niples de 3 1/2", 9,3 lbs/pie. EUE
4331' - 4394'	2	63'	Tubería de 3 1/2" 9,3 lbs/pie. EUE
4394' - 4395'	1	1'	Cross Over de 3 1/2" EUE CAJA x Buttss PIN
4395' - 4415'	1	20'	Rejillas Preempacadas. Butts
4415' - 4416'	1	1'	Cross Over de 3 1/2" Butts Caja x EUE PIN
4416' - 4426'	1	10'	Niple de 3 1/2". 9,3 lbs/pie. EUE
4426' - 4489'	2	63'	Tubo de 3 1/2". 9,3 lbs/pie. EUE
4489' - 4490'	1	1'	Cross Over de 3 1/2" Butts PIN x EUE CAJA
4490' - 4510'	1	20'	Rejillas preempacadas. Butts
4510' - 4511'	1	1'	Tapón ciego Buttess

- Notas:
- a) Colocar los equipos a las profundidades indicadas
 - b) Bajar lentamente para evitar daño a las rejillas
 - c) Dar toque apropiado a las rejillas. Aplicar política de operación
 - d) Un ingeniero de rehabilitación debe estar presente durante la bajada de las rejillas.
 - e) Un representante de la empaadura deberá estar presente para el asentamiento
 - f) Disponer del elevador apropiado para la bajada de las rejillas
 - g) Tener disponible 1 Crossover de 2 7/8" EUE Caja * 3 1/2" Butts Pin
 - h) Tener disponible un tapón de 3 1/2" Buttress caja
 - i) Tener disponible 2 Crossover de 3 1/2" EUE 8RD PIN * BUTTRESS CAJA
 - j) Tener disponible 2 Crossover de 3 1/2" EUE 8RD CAJA * Buttress PIN
 - k) Efectuar rediseño en sitio con las dimensiones reales de los equipos. Medir la sarta de tubería.
 - l) Calibrar la rosca de los equipos con los cross-over con tiempo para poder efectuar cambios.
 - m) Dar el torque optimo a la tubería de 2 7/8" (1200 lbs-pie) y tbg de 3 1/2" Buttress (3000 lbs)
 - n) Colocar los mandriles a las profundidades indicadas, las mismas pueden sufrir modificación
 - ñ) Los mandriles deben tener conectadas las válvulas ciegas.
 - o) Reemplazar la tubería en malas condiciones.
 - p) Tener disponible 4 niples de tubería de 2 7/8" 6,4 lbs/pie, EUE de 4', 6', 8' y 10'. Para el espaciamento.
 - q) El ON-OFF-TOOL debe ser de 2 7/8" x 5 1/2" x 2 7/8".

9.- Asentar la empacadura BAKER LOT SET de 7" x 2 7/8" a la profundidad descrita (4221')

Notas: a) Esta operación la efectuará un representante de la empacadura.

b) Probar el sello con presión una vez asentado el tapón "PX"

10.- Desvestir equipo impide reventones

11.- Colgar tubería de 2 7/8" y asentar la empacadura.

12.- Vestir compañía de guaya fina. Bajar tapón prom "PX" y asentarlo a 4186' (niple de asiento X)

Notas: a) Calibrar la tubería de 2 7/8"

b) Tener disponible las válvulas calibradas para efectuar su colocación.

13.- Conectar por anular de 7" x 2 7/8" y presurizar hasta 1000 lppc. Para ello, cerrar la tubería de 2 7/8", con esta prueba se estaría probando sellos en el ON-OFF-TOOL y la empacadura BAKER LOT-SET.

Notas: a) Verificar que el tapón PROM PX quede bien asentado. Para ello, bombear por la tubería de 2 7/8" hasta presurizar con 2000 lppc

b) Representante de la campaña BAKER OIL TOOL deberá estar presente (si el on-off-tool pertenece a dicha empresa)

c) Descartar toda posible filtración por las válvulas ciegas.

14.- Pescar "Dummy" ciego ubicado en el mandril mas profundo

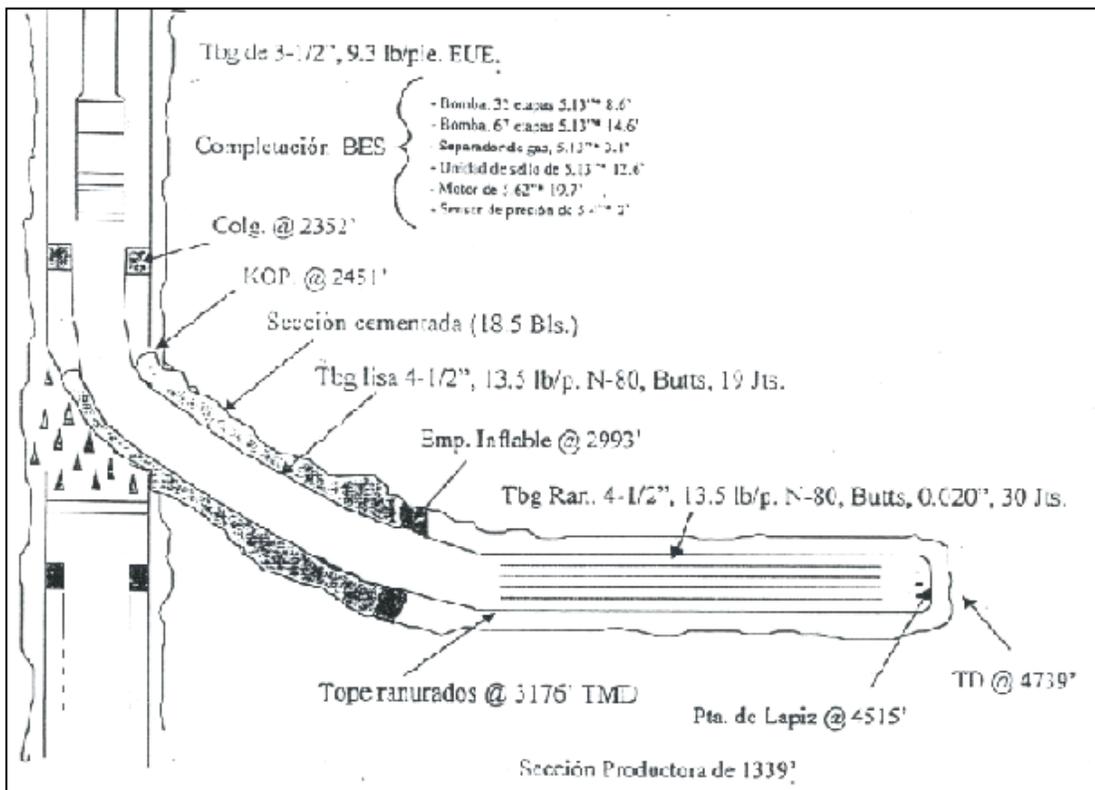
15.- Circular con agua fresca de anular a tubería hasta recuperar el agua salada

16.- Pescar el tapón PX asentado a 4186'. Desvestir y retirar compañía de servicio

17.- Colocar equipo de superficie, verificar estado del mismo. Reemplazar válvulas dañadas.

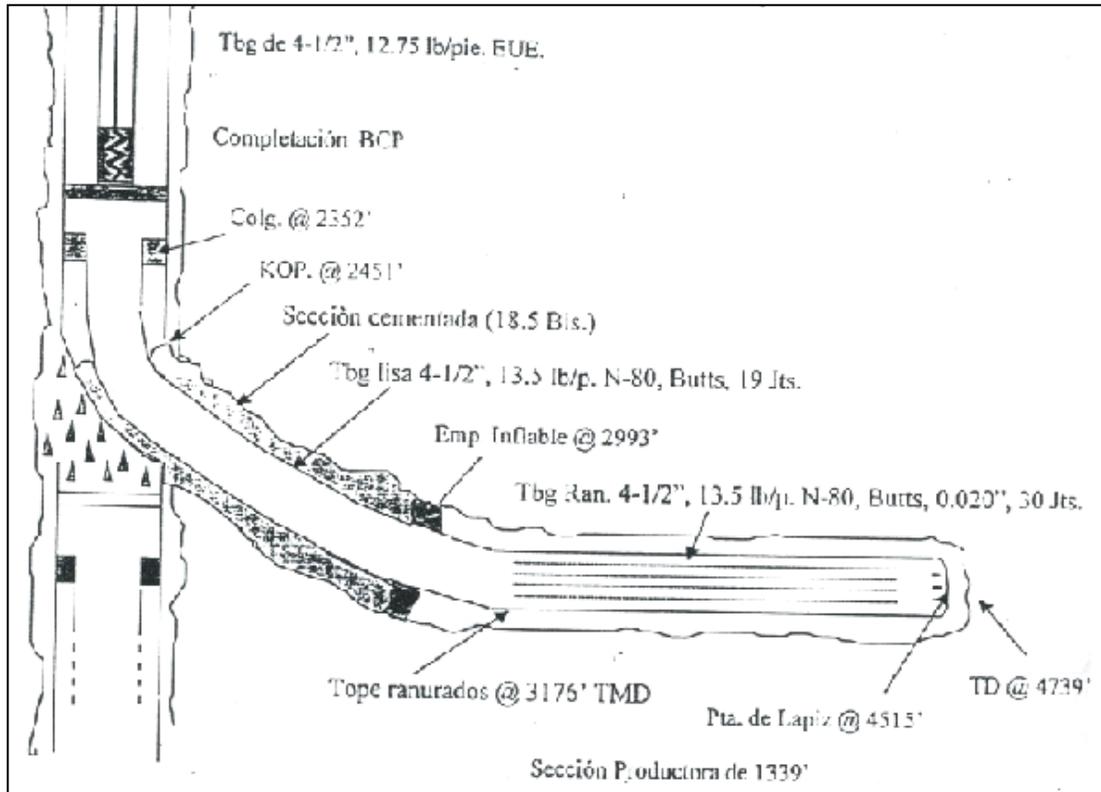
18.- Entregar el pozo a producción.

ESTADO MECÁNICO ACTUAL



II.56.- Pozo UCV-6

ESTADO MECÁNICO PROPUESTO



II.57.- Pozo UCV-6

A continuación otros ejemplos didácticos:

Ejemplo 4: Programa de Reacondicionamiento (R. Mejia, 1998)

Reacondicionamiento del Pozo UCV-7 (ver Figura II.58). Conversión de productor Doble 3 1/2" a productor sencillo de 5 1/2" en la formación Naricual Superior-Medio.

Procedimiento de Trabajo

1.- Bajar Dresser – mill de $7 \frac{3}{8}$ " y raspador para revestimiento de $9 \frac{5}{8}$ " 53,5 lpp., más tubería de Perforación de 5" hasta 13661', pulir el receptáculo pulido de la Empacadura CLP. Lindsey, circular fondo arriba. Sacar parando la tubería.

Nota: Disponer en localización de la cantidad de tubería de 5" $4 \frac{1}{2}$ IF. requerida para realizar el trabajo.

2.- Bajar empacadura permanente de fondo para revestimiento de $9 \frac{5}{8}$ " – 53,5" lpp. con 30' de extensión pulida (ID 6,0") y 6' de sellos (OD 7,375") más setting-tool hidráulico, más tubería de perforación de 5" hasta 13631' (31' arriba Tope de la Empacadura CLP).

3.- Treinta pies antes de llegar al tope de la CLP (1ª. Empacadura permanente), iniciar circulación lentamente 500 lppc., a través de la tubería, continuar bajando y observando la presión de circulación, cuando esta comience bajando hasta introducir completamente los sellos dentro de la sección pulida de la CLP., probar sellos con 1500 lppc x 10 min., por el anular, liberar presión, liberar setting tool y sacar tubería quebrando 1 x 1.

Notas: a) La velocidad de bajada será de 8 – 10 parejas por hora, verificar con técnico de completación.

b) Repetir el procedimiento de anclaje de la empacadura permanente de ser necesario.

c) Un técnico de CAMCO ejecutará todo el proceso.

4.- Cambiar rams de 5" x $5 \frac{1}{2}$ ". Probar con 5000 psi por 10 min.

5.- Vestir compañías de servicio de llave hidráulica, computador, registrador de torque y elevador mecánico. Bajar ensamblaje de la espiga de sellos de la completación + localizador + tubería de 5 1/2" 23,0 lpp. C-90 Hydrill 533 + C. Flujo + niple de asiento Camco perfil "DB-6HP" + C. Flujo + tubería 5 1/2" hasta 13600', (24' aproximadamente sobre tope de la 2ª. Empacadura permanente).

Notas: a) Calibrar y medir todos los equipos de fondo en superficie.

b) Propiedades de la tubería de producción:

- **Diámetro Externo:** 5,5" (Upset)
- **Diámetro Interno:** 4,670"
- **Peso:** 23,00 lbs/pie
- **Grado:** C-90
- **Rosca:** Hydrill 533
- **Torque:** xxxxx lbs-pie. (F.S= 1,125 : xxxxx MIN. – xxxxx MAX)
- **Capacidad:** 0,0211 lbs/pie
- **Esfuerzo de Fluencia:** 90000 lppc.
- **Tensión Máxima:** 597000 lbs.
- **Tensión de Trabajo:** 373125 lbs (F.S= 1,6)
- **Colapso:** 11250 lbs (F.S= 1,1)
- **Estallido:** 10800 (F.S=1,1)

6.- Vestir líneas de bombeo del trabajo y conectar a la tubería. Continuar bajando con circulación hasta introducir los sellos, observar incremento de presión, parar bombeo, desahogar presión. Continuar bajando la sarta hasta localizar el tope de la 2ª. Empacadura permanente de fondo @ 13624', con 10000 lbs de peso, levantar a punto neutro, levantar 2' (marcar) espaciar y colgar sarta en el colgador sencillo, cerrar ranes, probar sistema de sellos con 1500 lppc., por 10 min. por el anular de 9 5/8" x 5 1/2". Desahogar presión.

Nota: Espaciar el localizador de la sarta a \pm 3 pies sobre el tope de la empacadura permanente.

7.- Energizar los sellos del colgador de tubería. Probar el hermetismo del conjunto de sellos de la sarta, y colgador de tubería con 3000 lppc., presurizando por el espacio anular de $9 \frac{5}{8}$ " x $5 \frac{1}{2}$ " por 10 min. Desahogar presión.

8.- Instalar válvulas de contrapresión "BPV" (cía. FMC) en el colgador de tubería. Desvestir conjunto de BOP'S. Instalar cabezal de 11 " x $5 \frac{1}{16}$ " – 10000 lppc + arbolito de $5 \frac{1}{16}$ " – 10000 lppc., (cía. FMC). Recuperar la válvula de contrapresión "BPV" e instalar tapón de prueba (cía. FMC). Probar sellos primarios y secundarios con 10000 lppc, así como las válvulas maestras, válvula corona y válvulas laterales por 10 min $\frac{1}{4}$. Recuperar tapón de prueba.

Nota: un representante del vendedor del cabezal deberá estar presente durante la instalación y pruebas.

9.- Vestir compañía de guaya fina. Instalar y probar lubricador con 1000 lppc por 10 min. Bajar calibrador de $3 \frac{3}{4}$ " para calibrar tubería, sacar calibrador.

10.- Vestir y probar equipo de coiled tubing + lubricador con 5000 lppc x 10 min., bajar con jet de $2 \frac{1}{8}$ " con tubería continua de $1 \frac{1}{2}$ " a una velocidad entre 100 a 40 ppm. Circulando con gasoil a $\frac{1}{4}$ - $\frac{1}{2}$ bpm. y presión máxima de 1500 lppc., hasta 13000'. Desplazar 280 bls de lodo 100% aceite de 9,1 lpg por gasoil, circulando máximo 1,3 bpm y presión máxima de 4000 lppc., sacar de 40 a 100 ppm., desvestir equipos.

Notas: a) Tener disponible suficiente material para el desplazamiento de 350 bls de gasoil limpio.

- b) Se recuperaran 300 bls aproximadamente de lodo 9,2 lpg. 100% aceite.
- c) Se contaminaran 50 bls aproximadamente de lodo
- d) Se obtendrá un diferencial de la formación hacia el pozo de 1000lppc.
- e) En el momento oportuno se tendrá la información técnica del coiled tubing (tensión, Pe., Pc., od, id, Q_{max} y tabla de desplazamiento.
- c) El paso 10, se puede realizar sin taladro en sitio (son 2 días de Operación).

11.- Asegurar el pozo, desvestir y mudar el taladro.

Nota: Realizar todos los arreglos necesarios con la Empresa Operadora, para la recepción del lodo recuperado y demás fluidos.

12.- Entregar el pozo al representante de la Empresa Operadora.

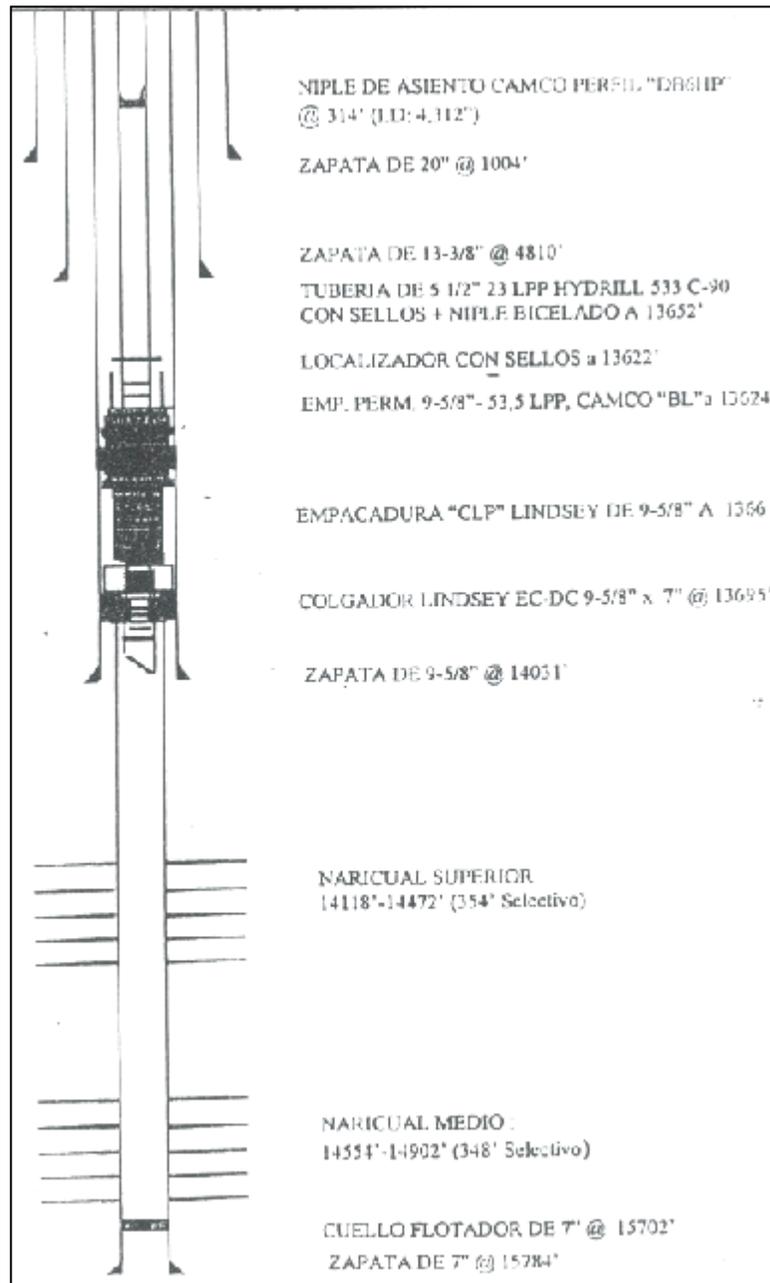
Detalle del Ensamblaje Permanente de Fondo Propuesto

Descripción del Equipo	D.E (pulg.)	D.I (pulg.)	Cant.	Long (pies)	Prof.	
					Desde	Hasta
Emp. Perm. 9 ⁵ / ₈ " , 40-53,5 lpp x 6"	8,218	6,00	1	3	13624	13627
CAMCO Mod.BL						
Acople Concéntrico	8,218	6,00	1	1	13627	13628
Extensión pulida	7,500	6,0	1	10	13628	13638
Acople concéntrico	8,218	6,00	1	1	13638	13639
Extensión pulida	7,500	6,00	1	10	13639	13649
Acople concéntrico	8,218	6,00	1	1	13649	13650
Extensión pulida	7,500	6,00	1	10	13650	13660
Acople combinación	8,218	4,62	1	1	13660	13661
Espiga de sellos 7 ³ / ₈ "	7,375	4,62	1	6	13661	13667

Detalle de la Sarta de Completación Propuesta

Descripción del Equipo	D.E (pulg.)	D.I. (pulg.)	Cant.	Long. (pies)	Prof.	
					Desde	Hasta
Elevación de la mesa rotaria LGV-001	-	-	-	26,00	0,00	26,00
Colgador FMC de Tub. 5 1/2" Hydrill 533 10 3/4" x 5 1/2", rosca Hydrill 533	10,750	4,670	1	0,70	26,00	26,70
Tubería, 5 1/2" 23,00 lpp. C-90 Hydrill 533	5,500	4,670	1	31,00	26,70	57,70
N. doble pin, 5 1/2" 23,00 lpp Hydrill 533	5,500	4,670	1	1,00	57,70	58,70
Tubería, 5 1/2" 23,00 lpp C-90 Hydrill 533	5,500	4,670	8	248,00	58,70	306,70
C. flujo 5 1/2" 23,00 lpp C-90 Hydrill 533	6,124	4,620	1	6,00	306,70	312,70
N. asiento "DB6HP", 5 1/2" 23 lpp Hydrill 533	6,124	4,312	1	1,00	312,70	313,70
C. flujo 5 1/2" 23,00 lpp C-90 Hydrill 533	6,124	4,620	1	6,00	313,70	319,70
Tubería 5 1/2" 23,00 lpp C-90 Hydrill 533	5,000	4,670	429	13300,80	319,70	13620,50
Localizador con sellos de limpieza	6,124	4,620	1	1,50	13620,50	13622,00
Tubo spac. 5 1/2" 23 lpp. Hydrill 533	5,937	4,875	1	20,00	13622,00	13642,00
Ensamblaje de sellos	5,968	4,875	1	10,00	13642,00	13652,00
Niple biselado 5 1/2"	5,937	4,875	1	0,50	13652,00	13652,50

II.58.- POZO UCV-7



Ejemplo 5: Programa de Reacondicionamiento. (R. Hércules, 1998)

Intervalos Cañoneados

Tope (-ft)	Base (-ft)	Esp. Cañoneado
14874	14888	14
14929	14934	5
14940	14943	3
14992	15002	10
15012	15030	18
15070	15073	3
15083	15086	3
15112	15128	16
15126	15169	7
15174	15195	21
15220	15226	6
15259	15271	12
15282	15285	3
15294	15314	20
15330	15352	22
15360	15380	20
15386	15390	4
15404	15420	16
15242	15438	14

Historial del Pozo:

El pozo C pertenece al programa de Inyección de Agua del campo La Facultad, fue perforado hasta la profundidad de 15515 pies, y el 26 de Marzo de 1993 fue completado como inyector sencillo en la formación Naricual Inferior en los intervalos (14874' - 15438') para un total de 217' selectivos de arena.

En enero de 1994, se realizó un registro de flujo en el pozo donde se observó un perfil irregular, ya que 4 intervalos estaban recibiendo el 89% de la inyección. Dos años después se realizó un tratamiento químico mediante la inyección de 76 Bbls de Xileno y 4 Bbls de butil oxitol. Posteriormente se realizaron varios registros de flujo a fin de evaluar el tratamiento antes mencionado, pero cada uno de ellos mostró que el agua inyectada continuaba siendo recibida por los mismos 4 intervalos del pozo.

En Octubre de 1996 se aplicó un tratamiento con polímero, bombeando 350 Bbls del polímero Perma-Seal con empacadura inflable y Coiled Tubing. El mismo resultó insatisfactorio, manteniéndose como principales agresores los 4 intervalos que recibían el 90% del agua inyectada. Se repitió el tratamiento en Diciembre de 1996, con 100 Bbls, y el resultado fue el mismo. De acuerdo con los resultados obtenidos mediante el análisis del registro del flujo posterior; se presume que dicho tratamiento no funcionó debido a que el polímero bajó hasta los intervalos “ladrones”, originados por efecto de la inyección de agua a través de los años.

En Junio de 1997 se realizó el recañoneo de 102 pies de arena, con el fin de promover la entrada de inyección **en los intervalos superiores** y reabrir los intervalos **inferiores** presumiblemente aislados por efecto de la filtración del tratamiento con polímero. Posterior a este trabajo se corrió un registro de flujo a fin de **verificar** el resultado del recañoneo. En este registro se mostró el mismo comportamiento histórico que venía mostrando el pozo. Los intervalos “ladrones” continuaron recibiendo más del 85% de la inyección.

En Noviembre de 1997 se bajó un tapón de arena con tope teórico en 15085 pies, a fin de sellar las arenas agresoras y **forzar la entrada de agua** hacia los intervalos superiores. En total se aislaron 161 pies, quedando 56 pies expuestos a inyección. La profundidad a cual fue colocado el tapón fue a 15104 pies, 19 pies por debajo del objetivo. Cabe destacar que durante la bajada del tapón de arena, se presentaron diversos problemas con el volumen de arena, se presume que los intervalos inferiores y las cavernas que se encuentran detrás del revestidor tomaron cierto porcentaje de la arena inyectada.

Una vez colocado el tapón de arena, se pudo observar una variación en el comportamiento del corte de agua en los pozos **productores** asociados a este **inyector**, el A y el B. El pozo A disminuyó su corte de agua de 72% (valor antes del tapón) a 54 %AyS. Para la fecha este pozo se encuentra cerrado en este horizonte. Igualmente el pozo B presentó una disminución del corte de agua al momento de realizar el trabajo. El corte de agua en este pozo ha incrementado a 70%.

Por lo anteriormente expuesto ya que cualquier acción a tomar en el pozo C afecta directamente la productividad de los productores A y B, se propone mejorar el perfil de inyección del pozo y controlar efectivamente la canalización de agua en los 4 intervalos completados que se extienden árealmente hasta los productores.

Análisis Geológico:

Analizando la sección en sentido SW-NE la cual contiene a los pozos A, B y C; se tiene que entre los pozos A y B, existe una falla normal de 90 pies de salto vertical con buzamiento hacia el pozo A. También existe una falla de 70 pies de sección omitida, que corta al pozo A omitiendo la parte superior de la unidad de flujo UN2-3 y la parte basal de la unidad UN2-2. Además existe una falla normal de 100 pies de salto con buzamiento hacia el pozo A que corta al pozo B omitiendo 100 pies de sección de la parte basal de la unidad UN3-2 y la UN3-1 en su totalidad.

UN3-2 (+/. 40%) y la UN3-1 (+/. 45%), que debido a la presencia de las fallas que cortan a los pozos A y B, se ponen en contacto con la unidad UN2-3 del pozo B la cual presenta un 91,3 % de corte de agua. La unidad que presenta mayor corte de agua en el pozo B es la UN3-1 (71%), que debido a la falla que separa al pozo A del pozo B, se ponen en contacto con la unidad UN3-2 del pozo A.

Analizando los datos petrofísicos se puede observar que las unidades UN3-1, UN3-2, UN2-3 y UN2-2, son las que tienen mejores propiedades petrofísicas y además se comunican entre sí debido a la presencia de las fallas.

Se calculó los radios de invasión teórico para el pozo C, obteniendo como resultado que la unidad UN3-2 tiene un radio de invasión de 764 mts, distancia mayor a la separación del C con los pozos A y B.

Con todos los datos descritos anteriormente se deduce que el agua que se produce en los pozos A y B, es la inyectada en el pozo C, a través de las unidades UN3-2 y UN3-1. Se puede decir también que las fallas presentes **no son sellantes debido a que permiten la comunicación entre unidades de flujos diferentes.**

UNIDADES DE FLUJO EN YUXTAPOSICIÓN

Pozo-A				Pozo-C				Pozo-B						
Unidad De Flujo	Petrofísica			PLT'S	Unidad De Flujo	Petrofísica			PLT'S	Unidad De Flujo	Petrofísica			PLT'S
	Φ	Sw	K			Φ	Sw	K			Φ	Sw	K	
UN3-3	14,28	35,12	168,70		UN4-1	15,86	15,84	230,49		UN3-3	15,26	24,05	210,79	1,8%
UN3-2	15,84	27,38	242,45	29%	UN3-3	14,47	23,41	169,47		UN3-2	17,85	18,78	376,70	
UN3-1	16,46	14,32	263,28	71%	UN3-2	17	20,52	301,68	50%	UN2-3	15,72	20,76	236,56	91,3%
UN2-3	14,46	21,56	149,10		UN3-1	27	16,16	28,85	40%	UN2-1	15,11	16,41	187,49	
UN2-2	16,04	17,19	246,68							UN1-2	13,52	19,09	106,36	
Pozo Productor				Pozo Inyector de Agua				Pozo Productor						

Datos: Pozo: C

Campo: La Facultad

Profundidad Total: 15515'

Taponamiento: 15020', Tapón de arena

Fluido de Completación: Agua fresca de 8,33 lpg.

Presión de Yacimiento: Naricual Inferior: 6420 lppc @ 15204'

Intervalos Abiertos: Naricual Inf.: 14874'-15438' (564' Selec. 213' Efect).

Intervalos Aislados: Naricual Inf.: 15020'-15434' (414' Select.)

Elevación del Terreno: 451'

Elevación de la Mesa: 481'

El pozo C, actualmente viene presentando canalización en ciertos intervalos originando perfil irregular de inyección. En tal sentido se recomienda el siguiente programa de trabajo con la finalidad de optimizar el perfil de inyección.

Procedimiento de Trabajo

- 1.- Verificar presiones en la tubería de 4 1/2" y espacio anular de 9 5/8" x 4 1/2". Reportar.
- 2.- Vestir equipo de guaya fina y probar lubricador con presión del pozo por 10 minutos.
- 3.- Bajar calibrador cortador de 2 3/4" hasta la profundidad de 15020' (Tope del tapón arena). Sacar a la superficie.

Notas: a) Deberá llevar localizador de punta de tubería durante la calibración.-
Reportar.

b) De detectar el tapón de arena a una profundidad inferior de 15050' se procederá colocar tapón de arena hasta 15020'.

4.- Correr registros de temperatura de memoria con guaya fina a la profundidad de 15000', manteniendo el pozo cerrado, sacar a la superficie. Reportar.

5.- Una vez en superficie abrir el pozo a inyección a una tasa de 10000 Bls de agua por día durante 24 horas. Proceder a correr registro de temperatura, nuevamente con guaya fina a la profundidad de 15000'. Sacar a la superficie desvestir equipo. Reportar

6.- Vestir equipo de coiled tubing de 1 1/2" y probar los equipos con 10000 lppc por 10 minutos.

Nota: Determinar la capacidad de la tubería continua de 1 1/2".

7.- Bajar tubería continua de 1 1/2" hasta 15020' (Tope del Tapón de arena), levantar punta hasta 14500', cerrar espacio anular de 4 1/2" x 1 1/2" y realizar prueba de inyección con agua de la planta hasta una presión máxima de 8000 lppc y comprobar. Circular en directo e inverso.

8.- Proceder a bombear 40 bls de Inyectrol "G", seguidos de 10 bls de agua fresca + **50 bls de cemento** y desplazar hasta tener **tope del cemento a 14600'**.

Nota: La composición del cemento dependerá del registro de temperatura.

9.- Bajar con tubería continua y contaminar exceso de cemento con 15 bls de polímero Biozan. Sacar tubería continua.

10.- Bajar tubería continua con jet de 2 1/2" y ampliador para revestimiento de 7" limpiar exceso de cemento y grava hasta 15060', levantar punta de tubería hasta 14500'. Realizar prueba inyección con la planta a través del espacio anular de 4 1/2" x 1.

Nota: De ser efectivo el taponamiento del intervalo 14874' - 14888', continuar con el paso siguiente, en caso contrario repetirá la cementación según lineamientos que se emitirán oportunamente.

11.- Bajar tubería continua con jet de 2 1/2" y limpiar tapón de arena desde 15020' hasta 15280', donde se procederá a bombear píldoras de acarreo y circular hasta retorno limpio. Sacar.

12.- Bajar tubería punta libre hasta 15280', limpiar relleno de ser necesario. Levantar punta de tubería a 14800'. Forzar 100 bls de Inyectrol "G" seguidos de 15 bls de agua fresca y 60 Bls de cemento, desplazar con agua fresca hasta tener el tope de cemento a 14900', forzar por etapas hasta alcanzar 6000 lppc o tener el tope del cemento a 15050', mantener el cemento presurizado durante 2 horas.

13.- Bajar tubería continua y contaminar exceso de cemento con 15 bls de Biozan. Sacar.

14.- Bajar tubería continua con jet de 2 1/2" y ampliador para revestimiento de 7". Limpiar exceso de cemento y arena hasta 15330', bombeando píldoras de acarreo y circular hasta retorno limpio, levantar punta de tubería hasta 14800'. Realizar prueba de inyección con la planta a través del espacio anular de 4 1/2" x 1.

Nota: De ser efectivo el taponamiento de los intervalos: 15112'-15128', 15162'-15169', 15174'-15195', 15220'-15226', continuar con el paso siguiente, en caso contrario repetirá la cementación según lineamientos que se emitirán oportunamente.

15.- Bajar tubería continua y limpiar relleno hasta 15468'. Sacar y desvestir equipos.

16.- Someter el pozo a inyección, evaluar con registro de flujo.

Nota: Dependiendo de la prueba de inyección o registro de flujo, se recañearan los intervalos no cementados.

Detalle del Ensamblaje Permanente de Fondo (Estado Real)

Descripción del Equipo	D.E. (pulg.)	D.I. (pulg.)	Cant.	Long. (pies)	Profundidad	
					Desde	Hasta
Empacadura permanente CAMCO "EF" 7" 35 lbs/pie, ACME.	5,68	4,00	1	2430	13690,00	13692,43
Extensión pulida 4 3/4" ACME	5,00	4,00	1	15350	13692,43	13707,78
Cuello Concéntrico de 4 3/4" ACME	5,68	4,00	1	0,670	13707,78	13708,45
Extensión pulida 4 3/4" ACME	5,00	4,00	1	15350	13708,45	13723,80
Cuello Concéntrico biselado de 4 3/4" ACME (con 1/2 pata e' mula)	5,68	4,00	1	0,570	13723,80	13724,37

Notas:

Este ensamblaje se bajó con tubería combinada y la empacadura permanente se asentó con referencia al tope del colgador de 9 5/8" x 7", a los cuellos de la camisa de 7" y el tope de Naricual Superior. No se corrió registro GR-CCL para asentar la empacadura permanente.

Tope del colgador de 9 5/8" x 7" @ 13500'.

Tope de la Formación Naricual Superior @ 14030'.

A continuación otro ejemplo didáctico:

Ejemplo 6: Programa de Rehabilitación. (R. Hércules, 1998)

Datos: Pozo: L

Campo: La Facultad

Profundidad: 15795' Zapata de 7"

Elevación del Terreno: 561'

Taponamiento: 15702' (C. Flotador).

Fluido del Pozo: Petróleo

Fluido en el Espacio Anular: Agua Salada de 11 lpg.

Presión del Yacimiento

Formación	Presión	Profundidad
Naricual Medio	6736 lppc	14888' (sarta larga) peso equiv. Lodo 8,7 lpg
Naricual Superior	6651 lppc	14471' (sarta corta) peso equiv. Lodo 8,8 lpg
Fluido de control 9,1 lpg. (difer. de control 300 lppc. en N. Med. y 230 lppc. N. Sup.)		

Intervalos Abiertos

Formación	Intervalos
Naricual Medio	14554' - 14902' (sel. 348')
Naricual Superior	14118' - 14472' (sel. 354')

Elevación Mesa Rotaria: 588', ajustar con taladro a utilizar

Cabezal del Pozo: 20" x 13 5/8" x 11" x 3 1/16" (2000 x 5000 x 10000 lppc.

FMC)

Objetivo: el pozo L (ver Figura II.59), se perforó hasta la profundidad de 15795'. Bajó y cementó revestimiento de 9 5/8" desde 14031' hasta superficie, bajó camisa de producción de 7" hasta 15784' y la colgó a 13695'.

El pozo fue completado Productor Doble en la Formación Naricual Medio y Superior. Con la finalidad de incrementar su producción se recomienda recuperar la completación doble y recompletar el pozo sencillo selectivo con tubería de 5 1/2".

Procedimiento de Trabajo

- 1.- Verificar presiones en la sarta larga y corta de 3 1/2" 9,3 lpp. Grado P-105 CS hyd. y en los espacios anulares de 9 5/8" x 3 1/2" x 3 1/2". Reportar.
- 2.- Cerrar válvulas maestras y laterales del arbolito y las válvulas en las líneas de producción de la sarta larga y sarta corta. Desahogar Presión.
- 3.- Vestir lubricador. Instalar y probar tapón en niple de asiento "X" de 3 1/2" en la sarta corta y larga a 243' y 153' respectivamente.
- 4.- Vestir lubricador e instalar y probar BPV en ambas sartas de 3 1/2", 9,3 lpp, CsHyd.
- 5.- Entrar el taladro y vestir 100%.
- 6.- Instalar y probar lubricador. Retirar BPV y tapones "PX" en ambas sartas.
- 7.- Bajar calibrador de 2 en la sarta larga (ID. Min. 2,441" niple biselado), verificar que la misma este libre de obstrucción. Repetir la misma operación en la sarta corta con calibrador de 2" (ID. Min. 2,375" niple biselado), sacar
- 8.- Vestir y probar unidad de bombeo y líneas, conectar a la sarta larga. Forzar con 5 bls de gasoil + 126 bls de lodo 100% aceite densificado con CaCO₃ de 9,1 lpg a 3 Bpm. Parar y observar. Vestir compañía de bombeo por sarta corta, conector. Forzar

con 5 bls de gasoil + 130 bls de lodo 100% aceite densificado con CaCO_3 de 9,1 lpg a Bpm. Parar y observar.

Nota: a.- Existirá un diferencial de 300 lppc a favor de la columna por la sarta larga.

b.- Existirá un diferencial de 230 lppc a favor de la columna por la sarta corta.

c.- Disponer en sitio de 2000 Bls (mínimo) de lodo 9,1 lpg

d.- Verificar la capacidad de tanques para el almacenaje de lodo.

e.- Capacidad: tubing $3 \frac{1}{2}'' = 0.008706 \text{ bl/pie}$, anular $3 \frac{1}{2}'' - 7'' = 0.0231 \text{ bl/pie}$ anular $3 \frac{1}{2}'' \times 3 \frac{1}{2}'' - 9 \frac{5}{8}'' = 47 \text{ lpp.} = 0.0494 \text{ bl/pie}$ y $53,5 \text{ lpp} = 0.0470$.

9.- Abrir camisa de circulación de apertura hidráulica tipo "BAKER CF2" de $2 \frac{7}{8}''$ en la sarta corta, previo verificar con técnico de Baker, desplazar salmuera de 11,0 lpg. del anular $9 \frac{5}{8}'' \times 3 \frac{1}{2}'' \times 3 \frac{1}{2}''$ (653 bls salmuera de 11,0 lpg), bombeando a través de la sarta corta, alineado a la HCR y a la línea de flujo.

Notas: Si no se puede abrir la camisa hidráulicamente, abrir huecos (4) en la tubería de $3 \frac{1}{2}''$ de la sarta corta a 13645' (13,5' debajo de la camisa de circulación y 4' debajo del tope del niple de impacto ubicado sobre el DFA).

Controlar el choke a fin de evitar flujo del pozo, apoyo en Método de Control de Pozos

10.- Instalar válvulas de seguridad (BPV) en el cuello extendido del colgador las dos sargas.

Nota: Verificar que el anular de 9 ⁵/₈” esté cerrado, desvestir Cabezal Dual FMC. de Producción, instalar y probar con 5 Mpsi, la BOP’S 11” – 10 Mpsi. Sacar BPV en la sarta larga.

11.- Bajar cortador químico radial de 2” en la sarta larga y realizar corte a 14091’ (10’ por debajo de la caja del primer tubo de impacto), levantar hasta 13602’ aplicar 20000 lbs, de tensión, correlacionar y cortar a 13602’ (12’ arriba de la Guía Dual, incluye 5,1’ de sección tubo inmediatamente sobre la Guía Dual), sacar cortador.

Nota: La razón de cortar en el tubo de impacto es:

A.- El punto débil de la sarta es la camisa de circulación, por lo cual hay que cortar por debajo de la misma.

B.- Los nipples son muy cortos menor de 6’, si se realiza el corte se debe dejar suficiente tubo libre para luego poder pescar.

12.- Sacar sarta larga hasta la profundidad de corte, quebrando tubo por tubo, usar llave hidráulica (20 horas vs. 30 horas con llaves del taladro).

13.- Levantar y tensionar sarta corta hasta 135 Mlbs Max. (25000 lbs sobre el peso). Verificar la liberación de los sellos (21,09’ long.).

Especificaciones de la Sarta de Completación Pozo-L

O.D. Pulg	I.D. Pulg	Peso. Lbs	Grado	Rosca	Observaciones
3,5	2,867	9,3	P-105	Cs Hyd	S. Corta Sept. 1991
3,5	2,867	9,3	P-105	Cs Hyd	S. Larga Sept. 1991

	Corta	Larga	Observaciones
Colapso (FS. = 1,1)	11860 lppc	11860 lppc	
Estallido (FS. = 1,1)	12120 lppc	12120 lppc	
Tensión Máxima (Sin Factor)	246000 lbs	246000 lbs	Se considero Grado T-95
Peso Sarta C/Lodo de 9,1 lpg	109000 lbs	108800 lbs	S.L. Hasta el Corte 13602´
Over Pull (*)	55000 lbs	55200 lbs	Máximo recomendado sobre el peso, de ser requerido mayor tensión
Tensión de Trabajo	164000 lbs	164000 lbs	Considerando FS. = 1,5

(*) Verificar bien el peso del bloque viajero y accesorios, para controlar el peso de la sarta.

¿Esta libre la sarta corta? SI

14.- Sacar sarta corta de 3 1/2", quebrando tubo x tubo, usar llave hidráulica.

15.- Bajar equipo de pesca con Mill Guía 7 7/8" + over shot con grapple de 3 1/2" y pescar sarta larga a 13602´.

16.- Trabajar sarta larga hasta liberar sellos del Múltiple Dual de Flujo (D.F.A), Tensión Max. 380 Mlbs (214 Mlbs peso sarta pesca + 164 Mlbs. Max. de tensión que se puede aplicar a la tubería de completación).

¿Recupero el D.F.A.? SI

17.- Bajar equipo de pesca con Mill Guía 5 7/8" + over shot con grapple de 3 1/2" hasta el tope de la sección de sarta larga a 14091´.

Notas: a.- Si el corte es anormal que impida realizar la pesca, bajar J. Mill de 5 7/8" fresar 2 pies para normalizar tope de pesca.

b.- Si hay indicios de relleno que entorpezca el trabajo de pesca, bajar Wash Pipe de 5 3/4" con zapata tipo montaña hasta 14091', limpiar máximo 300', circular y sacar.

18.- Trabajar y pescar sección de sarta larga con sellos, Max. Tensión 380 Mlbs, sacar quebrando, usar llave hidráulica.

19.- Bajar Packer Picker 5 7/8" con extensión de 36' mínimo (Long. Desde el tope de la Empacadura Permanente Baker "FBI", 7" – 35 Lpp hasta la punta del niple biselado = 31,5'), fresar cuñas (3') de la Emp. "FBI" a 14489' hasta liberar la misma, pescar empacadura y sacar.

Nota: Si no hay Extensión, bajar Junk Mill de 5 7/8" y fresar cuñas empac. "FBI" y empujarla hasta 15702' (c. flotador), sacar y bajar Spear con 10' de extensión de 3 1/8" + grapple de 3,875" para pescar la empacadura.

20.- Bajar Dresser Mill 7 3/8" + raspador para Rev. 9 5/8", 53,5 lpp, P-110 hasta la empacadura LINDSEY "CLP" de 9 5/8" x 7", pulir el receptáculo pulido de la misma a 13661', circular y sacar

21.- Bajar tubería de perforación 5" medida y conejeada con bajante hidráulico y el siguiente ensamblaje permanente de fondo de 8 – 10 parejas por hora hasta 13631'.

Nota: Una pareja antes, verificar el peso de la sarta tanto bajando como subiendo.

- Pata de Mula (Re-entry Guide)
- Unidades de sello de Tie Back de 7 3/8"
- Localizador del Tie Back de 7 3/8"

- Ensamblaje de Extensión Pulida
- Empacadura Permanente-Serie 9 $5/8$ ", 53,5 lpp, DI: 6" CAMCO "BL"
- Bajar Hidráulico (Setting Tool) y adapter kit
- Tubería de perforación de 5" (Drill pipe).

22.- Treinta pies antes de llegar al tope de la Emp. "CLP" (1ª. Empacadura permanente) iniciar circulación a través de la tubería y bajar lentamente observando la presión de circulación, cuando esta comience a incrementar, detener circulación y descargar presión. Continuar bajando hasta introducir completamente los sellos en la parte pulida de la "CLP". Cerrar Hydrill, probar el sello por el anular con 1500 psi x 15 minutos, desahogar presión.

23.- Lanzar bola de 1 $7/8$ " de bronce, conectar cuadrante y esperar 90 minutos hasta que esta llegue a su asiento, verificar y presionar 500 lppc. cada 5 minutos hasta alcanzar 2500 lppc., liberar presión hasta 1000 lppc., aplicar 10000 lbs de tensión sobre el peso de la tubería, liberar presión a 0 lppc., verificar nuevamente con tensión que las cuñas superiores se activaron. Aplicar 10000 lbs de peso para verificar que las cuñas inferiores se activaron. Colocar en peso neutro, probar por anular con 1500 lppc. el sello de la empacadura, liberar presión. Liberar Setting tool, sacar quebrando tubería.

24.- Bajar completación de 5 $1/2$ " 23,0 lpp. C-90 Hydrill 533 con el ensamblaje de sellos y el equipo de completación Camco hasta 13594'. Treinta pies antes de llegar al tope de la Emp. "BL" (2ª. Empacadura permanente) iniciar circulación a través de la tubería con 500 lppc. y bajar lentamente observando la presión de circulación, cuando esta comience a incrementar, detener circulación y descargar presión.

25.- Continuar bajando hasta introducir completamente los sellos (30,5') en la parte pulida de la empacadura "BL" a 13624'. Aplicar 10 Mlbs de peso, poner peso neutro

y probar por anular con 1500 psi x 10 Minutos. Levantar 2' (marcar). Espaciar y luego colgar sarta. Probar por anular con 1500 psi x 10 minutos, desahogar presión.

26.- Instalar válvula de contrapresión en el colgador de la tubería (BPV).

27.- Quitar BOP'S e instalar y probar sección de 11" – 5 1/16" – 10 Mpsi.

28.- Recuperar válvula de contrapresión del pozo (BPV).

29.- Vestir equipo de coiled tubing, desplazar lodo 9,1 lpg x gasoil. (Opcional, se puede realizar sin taladro en sitio).

30.- Asegurar el pozo, desvestir y mudar el taladro.

¿Esta libre la sarta corta? NO

31.- Realizar corte en el "PBR" de la sarta corta a 1' sobre el D.F.A (13647'), sacar cortador.

32.- Proceder a sacar la sarta corta de 3 1/2", quebrando tubo x tubo.

33.- Continuar con el paso # 15 y 16.

¿Recupero el D.F.A? NO

34.- Si la sarta corta liberó en los sellos, bajar la misma espiga de 3 1/2" sin sellos para conectar en el receptáculo pulido "PBR", realizar corte a nivel del D.F.A a 13647', sacar cortador y espiga.

35.- Bajar spear y pescar PBR y Guía Dual.

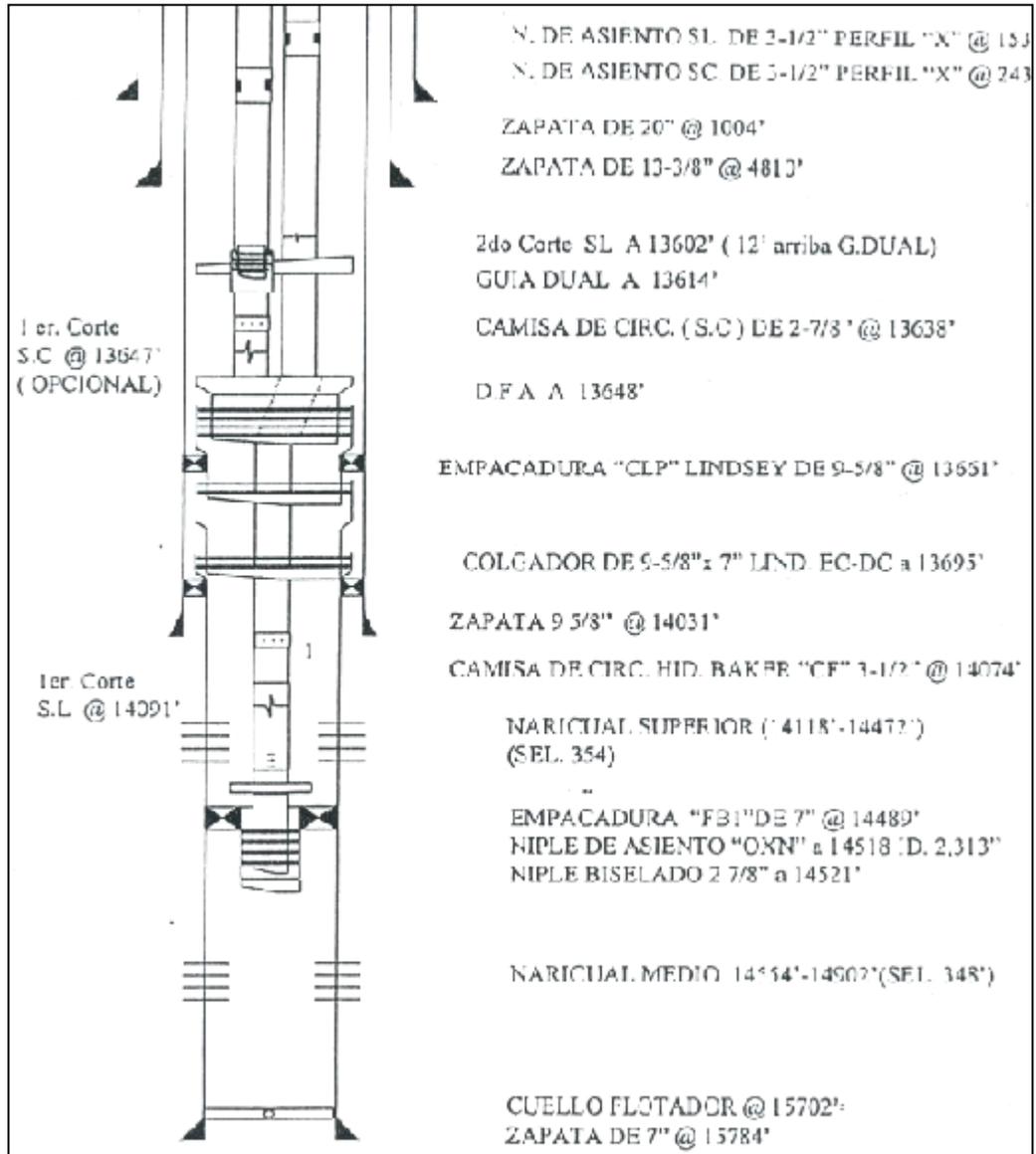
36.- Bajar overshot en la sarta larga hasta 13602' y realizar desenrosque del tubo a nivel del D.F.A.

37.- Bajar junk mill 8 $\frac{3}{8}$ " hasta 13647' fresar hasta 13651' (1' del tubo del PBR y 3' Max. del D.F.A.)

38.- Bajar overshot, pescar tubería 3 $\frac{1}{2}$ " de sarta larga y recuperar la sección desde 13651' hasta 14091'.

39.- Continuar con el paso # 17 hasta el 30.

II.59.- POZO-L



A continuación otro ejemplo didáctico:

Ejemplo 7: Programa de Servicio (R. Carrasco, 1999)

Datos: **Campo:** La Facultad **Pozo:** UCV-8
Yacimiento: Las Piedras **Profundidad Total:** 4740'
Intervalo Abierto: 3176' - 4515' 1340' EFECT.
Taponamiento: 4515' (Z.T.) **Fluido en el Espacio Anular:** Petróleo
Presión del Yacimiento: 1000 lppc a 3100'
Elevación del Terreno: 444' **Elevación de la Mesa:** 460'
Cabezote: 12" x 6" x 3" Serie 900 3000 lppc. Modificado

El pozo UCV-8 se reperforó horizontalmente en junio de 1998 en la arena "R" de la formación Las Piedras en una dirección S-47°E (Azimuth 133°). Alcanzando la profundidad final de 4739' logrando navegar 1425' horizontalmente un frente arcilloso. El pozo se completó a hoyo desnudo con liner ranurado de 4 1/2" y bomba BES. El pozo esta sin producción y posiblemente esté arenado. Para restaurar los niveles de producción se estima que se debe reemplazar la bomba.

Procedimiento de Trabajo

- 1.- Verificar presiones en la tubería y espacio anular de 7" x 3 1/2". Desahogar.
- 2.- Desplazar pozo a la estación. Controlar con agua Salada de 8,4 lpg. Circular de csg a tbg.

Notas: a) Disponer de tanque de 500 bls de agua salada. La misma será tomada de los pozo UCV-9 ó UCV-10
b) Tratar de obtener circulación para desplazar el pozo.

c) Realizar Prueba de Inyección por espacio anular de 7" x 3 1/2".
Informar.

3.- Vestir BOP probar con 3000 lppc. Corregir toda filtración presente.

4.- Sacar la completación BES.

Notas: a) Personal de CENTRILIFT y la operadora deberán estar en sitio al sacar la bomba del pozo.

b) La bomba será enviada al taller para su inspección.

c) Disponer de dos chanceros para enrollar el cable al rollo. Personal de centrilift proporcionará la patecla y el rollo.

5.- Realizar prueba de inyección. Informar tasa y presión.

6.- Bajar tubería de 3 1/2" 9,3 lbs/pie. J-55. EUE-8RD punta libre hasta 2300'.

Notas: a) Conejear la tubería al bajarla.

b) Una vez en el fondo desplazar el agua salada por fluido INTEFLOW.

7.- Vestir equipos de Coiled Tubing. Bajar tubería de 1 1/4" con HYDROBLAST de 2 1/8" hasta 4500'. Circular hasta retorno limpio. Sacar tubería continua, desvestir y retirar equipos.

Notas: a) Bajar la tubería continua circulando con fluido INTEFLOW hasta retorno limpio. Verificar continuamente el retorno.

b) Personal de Ingeniería deberá estar presente durante las operaciones.

c) Bajar reciprocando la tubería continuamente.

- d) Disponer de 10 sacos de XCD POLIMEROS para la preparación de las píldoras.
- e) Si el pozo está arenado continuar con el paso siguiente.
- f) Si durante la limpieza no se observa retorno de arena continuar con el paso N° 16.

8.- Sacar la tubería de 3 1/2" 9,3 lbs/pie. J-55. EUE-8RD punta libre quebrándola 1x1. Al piso.

9.- Bajar tubería de 4 1/2" 12,75 lbs/pie. J-55. EUE-8RD condición 2 con bomba BCP de 3 1/2" tipo CONTRATISTA 200TP-1800 y demás accesorios como se indica a continuación:

PROFUNDIDADES PROPUESTAS

* Niple Asiento "X" EUE.	2244' (BASE)
* Tubo de 4 1/2" EUE.	2274' (BASE)
* Estator 200TP-1800 de 4" x 22'.	2296' (BASE)
* Niple de Paro del Estator.	2298' (BASE)
* Ancla de Torque.	2300' (BASE)

- Notas: a) No apoyar el cuerpo del estator con las cuñas para evitar daños.
- b) Dar el torque optimo a la tubería de 4 1/2" (2860 lbs).
- c) Colocar los equipos a la profundidad indicada. Asentar durante el montaje.

10.- Desvestir el equipo impide-reventones.

11.- Bajar las cabillas de 1 1/8" (+/- .76) con el rotor de 2,4"

- Notas: a) Verificar que el rotor entre en el estator. Se observará un movimiento rotacional de las cabillas.
- b) Reemplazar las cabillas y cuellos en mal estado.
- c) Personal de la contratista debe efectuar el espaciado del rotor dentro del estator.
- d) Colocar centralizadores rotativos (el diseño lo presentará el personal de la empresa contratista).
- e) Dar el torque a las cabillas.

12.- Probar la tubería de producción con 500 lppc. Personal de producción debe estar presente durante la prueba.

13.- Colocar equipo de superficie, verificar estado del mismo.

14.- Entregar el pozo personalmente al personal de producción. Informar que está listo para efectuar conexiones eléctricas y arrancado del mismo.

15.- Desvestir y mudar taladro.

16.- Sacar la tubería de 3 1/2" 9,3 lbs/pie. J-55. EUE-8RD punta libre parándola en la cabria

17.- Bajar tubería de 3 1/2" 9,3 lbs/pie. J-55. EUE-8RD con Bomba Electrosumergible y demás accesorios, como se indica a continuación:

PROFUNDIDADES PROPUESTAS

* Niple de asiento "X" de 3 1/2" x 1' EUE.	.	.	2174' (base)
* Un tubo de 3 1/2" x 9,3 lbs/pie. EUE.	.	.	2204' (base)
* Bomba de 118 etapas de 5,13" x 32".	.	.	2236' (base)

* Bomba de 34 etapas de 5,13" x 12'.	.	.	2248' (base)
* Separador de gas de 5,13" x 3,1'.	.	.	2251' (base)
* Unidad de sello de 5,13" x 12,6'.	.	.	2264' (base)
* Motor de 5,62" x 34'.	.	.	2298' (base)
* Sensor de presión de 5,4" x 2'.	.	.	2300' (base)

Notas: a) Personal especializado de centrilift estará en sitio durante el ensamblaje y bajada de la bomba.

b) Compañía Centrilift colocará el elevador apropiado, los flejes para sujetar el cable a la tubería, la patecla para orientar el cable durante la bajada y el rollo junto con el cable.

c) Ajustar la tubería de 3 1/2" EUE 8RD, con llave ECKEL y proporcionar un torque apropiado de 2390 lppc. (IMPORTANTE)

d) Bajar la tubería lentamente para evitar dañar el cable. Personal de Centrilift efectuará pruebas de continuidad.

e) El colgador esta ubicado a 2500', colocar los equipos 40' sobre el mismo.

f) Colocar 2 flejes por cada tubo bajado sujetando el cable.

18.- Vestir compañía de guaya fina. Bajar y asentar tapón "PX" en el niple de asiento "X" a 2333' (base). Probar la tubería con 2000 psi, durante 10 minutos. Desahogar presión. Retirar compañía de servicio.

19.- Retirar los BOP

20.- Instalar equipo de superficie

21.- Entregar el pozo

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

La Elaboración de un Manual de Estudio requiere una amplia revisión bibliográfica, por ello se utilizó la Investigación Documental como base metodológica de este trabajo.

Diseño de la Investigación.

La investigación documental esta basada en la recopilación de información por las vías directa e indirecta. Las vías directas, aunque escasas, debido al blindaje de las empresas petroleras se basan en información de pozos, como por ejemplo, los programas de completación, historia de perforación, trabajos realizados, etc, sin embargo, se espera haber obtenido la suficiente data como para hacer llegar a los lectores todo el material conceptual básico necesario para comprender la Ingeniería de Completación y Rehabilitación de Pozos.

La otra vía de obtención de información, la llamada indirecta, esta basada en la revisión bibliográfica especializada la cual está contenida en libros y textos. De allí, se obtuvo la mayor parte del trabajo ya que es la base de esta investigación y fue fundamental para el desarrollo de un marco teórico-práctico que ayudará al proceso de enseñanza-aprendizaje de la Cátedra Pozos II de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la U.C.V.

CONCLUSIONES

Como resultado de la realización de este Trabajo Especial de Grado, se ofrecen las siguientes conclusiones:

- Se ha preparado un Manual Didáctico Teórico-Práctico de Apoyo para el dictado de la Materia “Completación y Rehabilitación de Pozos” en la Escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela. También puede servir para otras Universidades Nacionales.
- Para cumplir con ese objetivo planteado se comenzó recopilando material e información variada de diversos autores, entre los cuales se destacan: Efraín Barbieri, quien con su obra “El Pozo Ilustrado”, escribió y explicó de una manera sencilla y una visión exhaustiva, toda la Teoría Básica y necesaria acerca del estudio de los hidrocarburos y de la Industria Nacional; Craft y Hawkins, quienes con su reconocido texto “Applied Petroleum Reservoir Engineering” presenta lo relacionado al comportamiento de los yacimientos y así poder diseñar una completación, para que con las propiedades de la zona productora se pudiese elevar la producción; entre otros autores. Se estudiaron Programas de Pozos que en su mayoría provienen de una operadora de Clase Mundial, los cuales se utilizaron para ejemplificar cada uno de los temas. Sin embargo, en la elaboración de éste Manual se presentaron diversas dificultades. Hay que resaltar la limitación que existe al buscar bibliografía, el elevado costo de los textos, los bajos recursos económicos disponibles, el estricto control de información confidencial de las Compañías Petroleras, los textos escritos en inglés, entre otras limitaciones que dejan como consecuencia que la información contenida en éste proyecto no sea más extensa y que sus ejemplos gráficos y numéricos sean poco numerosos.
- Este material se ha usado y recopilado durante el dictado de la materia entre los años 2004 y 2005.

RECOMENDACIONES

En base a la experiencia que se acumuló en la preparación de este Material para el Estudio del Área de Completación y Rehabilitación de Pozos, se ofrecen las siguientes Recomendaciones:

- Ampliar más el horizonte epistemológico, Teórico y Práctico de los temas tratados en el Trabajo Especial de Grado, para así cubrir totalmente los puntos de la materia.
- Realizar una investigación exhaustiva en las publicaciones y textos bibliográficos para obtener mas ejemplos y ejercicios numéricos, ya que esta información es muy escasa, sin coherencia y con marcadas debilidades experimentales
- Se recomienda a los estudiantes interesados, continuar el trabajo que se ha iniciado para que logren concluir los cinco temas restantes de la materia para obtener un manual completo de la cátedra y así tener una bibliografía de referencia que cumpla los objetivos del curso.
- Se debe estimular a los próximos tesistas a que actualicen el Manual, al menos cada dos o tres semestres, para así, obtener un Manual constantemente actualizado. Además, de incentivar al estudiantado a realizar mas guías o manuales con la misma finalidad para el resto de las cátedras, haciendo especial énfasis a Ingeniería de Yacimientos I, II, III, y V, ya que son la base de la escuela de Ingeniería de Petróleo de la U.C.V.
- Los estudiantes encargados de las futuras actualizaciones, deberán hacer el esfuerzo de obtener mucha mas información acerca de los avances tecnológicos que vayan adquiriendo las compañías petroleras para brindar a los lectores información mas eficaz.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **Adiestramiento Técnico en Producción y Mantenimiento.** Petrolera AMERIVEN S.A. Asociación PDVSA-PHILLIPS-TEXACO. Venpica BAKER
- [2] Barbieri, Efraín E. **El Pozo Ilustrado.** 5ta. Edición. Ediciones FONCIED, Caracas, 2001.
- [3] Carrasco R., José A. **Programa de Reacondicionamiento del Pozo ORS-18.** PDVSA. Maturín – 1999.
- [4] Craft, B.C. & M.F. Hawkins (1991). **Applied Petroleum Reservoir Engineering.** Prentice-Hall. New Jersey. 431pp
- [5] Dupre, N. **Varias Técnicas Operacionales de Terminación de Pozos.**
- [6] Economides, Michael J., Watters, Larry T. y Dunn-Norman, Shari. **Petroleum Well Construction.**
- [7] Flores H. Len U. y Pacheco. Juan C. **Evaluación de Pozos con Fines de Reactivación de la Producción en el Área Mayor de Socororo Zona Oeste.** Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. Caracas, Noviembre 2003.
- [8] Fuentes, E. et.al. **Oil Field Manager: Workshop Training Manual.**
- [9] Gómez, Luis. **Programa de Cañoneo.** Unidad de Servicios de Perforación y Rehabilitación de Pozos. PDVSA, Exploración y Producción - Maturín 1998.

[10] Hércules, Rómulo. y Rangel, P. **Programa de Rehabilitación, Pozo FUL-24.** Proyecto del Distrito Norte, PDVSA. Maturín – 1998.

[11] Hércules M., Rómulo. **Programa de Completación del Pozo FUL-33.** Ingeniería de Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Maturín – 1998.

[12] **Ingeniería de Rehabilitación de Pozos.** CIED. Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela S.A.

[13] **Ingeniería de Rehabilitación de Pozos.** PDVSA. Centro de Formación y Adiestramiento de PDVSA y sus Filiales.

[14] Mejía, R. y Bermúdez, I. **Reacondicionamiento del Pozo FUL-24.** TBC-Brinad Servicios Integrados – PDVSA. Maturín – 1998.

[15] Millano, Wilmedes. y Cardenas, Elisabed. **Propuesta de Reacondicionamiento.** Unidad de Explotación – Barinas. PDVSA.

[16] Peñaranda, J y Trejo, E. **Estudio y Diseño de Esquemas de Completación para los Pozos a ser Perforados en el Área Mayor de Socororo.** Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. Noviembre, 2002.

[17] **Petróleo Internacional.** Publicación de Keller International. Febrero de 2000, Octubre de 2000, Diciembre de 2000, Febrero de 2001, Abril de 2001, Junio de 2001, Febrero de 2002 y Octubre de 2003.

[18] **Petróleo YV.** Publicación Mensual. Noviembre de 1.999

[19] Prevención de Arremetidas y Control de Pozos (PACP). Orientaciones Instruccionales. CIED. Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela S.A. 1995.

[20] Programa de Rehabilitación Pozos LRF-96. Perforación y Subsuelo, PDVSA. 1999.

[21] Reverol, Enrique. Programa Detallado de Cañoneo Estimulación y EGI del Pozo TJ-1393. Gerencia de Especiales Tecnológicas. PDVSA. 2001.

[22] Ríos, Eduardo. y Perozo, Américo. Completación y Rehabilitación de Pozos. CIED. Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela S.A. 1999

[23] Salazar M., Arquímedes. Técnica de Cañoneo de Revestimiento con Cañones Transportados con Tubería. Caracas, Mayo 1.998.

[24] Paginas Web:

www.pdm_geoquest.pdv.com

www.intesa.com

www.monografias.com