

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS TÉCNICO OPERACIONAL PARA EL USO DE LAS UNIDADES MULTIPROPÓSITO EN LA REHABILITACIÓN DE POZOS DEL DISTRITO SUR, PDVSA BARINAS.

Presentado ante la Ilustre Universidad
Central de Venezuela para optar al
Título de Ingeniero de Petróleo por el
Br. Maldonado Santos. Daniel Andrés

Caracas, noviembre de 2.002.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS TÉCNICO OPERACIONAL PARA EL USO DE LAS UNIDADES MULTIPROPÓSITO EN LA REHABILITACIÓN DE POZOS DEL DISTRITO SUR, PDVSA BARINAS.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luis Norberto Bueno.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. David López.

Presentado ante la Ilustre Universidad
Central de Venezuela para optar al
Título de Ingeniero de Petróleo por el
Br. Maldonado Santos, Daniel Andrés

Caracas, noviembre de 2.002.

Caracas, noviembre de 2.002.

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller Daniel Andrés Maldonado Santos, titulado:

**"ANÁLISIS TÉCNICO OPERACIONAL PARA EL USO DE LAS UNIDADES MULTIPROPÓSITO
EN LA REHABILITACIÓN DE POZOS DEL DISTRITO SUR, PDVSA BARINAS"**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y que sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.

Prof. Edgar Parra
Jurado

Prof. Víctor Escalona
Jurado

Prof. Luis Norberto Bueno
Tutor

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso.....

A mis padres, Lorna y Rafael, a mi hermano David y toda mi familia.....

AGRADECIMIENTOS

A Dios todo poderoso quien me ilumina y me acompaña en todo momento, dándome sabiduría, entendimiento y por haber llenado mi corazón de fe y esperanza en los momentos más difíciles de mi vida.

A mis padres Lorna y Rafael, por haberme traído al mundo y brindarme siempre su amor, cariño y comprensión. Los admiro y respeto por confiar en mí en todo momento y darme todo su apoyo moral y económico durante el desarrollo de mi carrera.

A mi hermano David, por brindarme su apoyo siempre que lo he necesitado. A mis primos Eduardo, Jessica y Mónica por compartir momentos tan divertidos conmigo. A toda mi familia por apoyarme en todo momento, en especial, a mis tíos Jorge, Roxana, Omar, Mirian, Nahibe, Bertha, a mis abuelos Flor, Damán, Rafael y Alicia QEPD, en sí a toda mi familia grande y bella que quiero mucho y por igual.

A los panas de Terrazas, especialmente a mis mejores amigos Mariana y Hector por todo el apoyo y comprensión en los momentos difíciles, alegres, de estrés, rumbas, etc. Sra. Betty gracias por permitir que su casa fuese mi segunda casa.

A todo grupo "B" (Andreina, Betsy, Carla, Carolina, Daniel R., Deyanira, Eduin, Federico, Halim, Ima, Ismael, Kelly, Luisana, Luzángela, Rafael, Tania, Virginia, todos en general) gracias por hacer que la carrera no solo fuera algo de estudio y siempre existiera el buen humor y la amistad a pesar de las caídas y los ratos amargos. Gracias por existir Parroquia, no sé que haríamos sin ti. Nunca los olvidaré y siempre los tendré en mi mente.

A mis compañeras de sala Isis, Jormi y Linda por compartir estos seis meses de mudanza, almuerzos, faránduleos, coffe's time, breaks, etc.

A todo el personal de PDVSA, especialmente al Centro de Excelencia de EPM que de una u otra manera me brindaron su apoyo y ayuda en el transcurso de mi Tesis. David gracias por todos los consejos que me distes para el desarrollo de la tesis y para el futuro de mi vida como Ingeniero, saludos de todas mis compañeras.....

A la Facultad de Ingeniería de la UCV, especialmente a todo el personal docente y administrativo de la Escuela de Petróleo por impartir todos sus conocimientos y experiencias. Profesor Norberto, gracias por guiarme y orientarme en el desarrollo de mi Trabajo Especial de Grado.

Y gracias a todas aquellas personas que no podré nombrar por el poco espacio que tengo para hacerlo, los quiero mucho.....

Daniel Maldonado

Maldonado Santos, Daniel Andrés

**ANÁLISIS TÉCNICO OPERACIONAL PARA EL USO DE LAS UNIDADES MULTIPROPÓSITO EN
LA REHABILITACIÓN DE POZOS DEL DISTRITO SUR, PDVSA BARINAS**

Tutor Académico: Prof. Luis Norberto Bueno. Tutor Industrial: Ing. David López. Tesis. Caracas. UCV, Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2.002. 216pp.

Palabras Clave: Guafita, La Victoria, Rehabilitación, Tubería Continua, Unidad Multipropósito.

Resumen: El objetivo de este trabajo especial de grado fue realizar un análisis técnico operacional para el uso de las Unidades Multipropósito en la rehabilitación de pozos del Distrito Sur.

En este trabajo se presenta todo el estudio que permitió determinar la factibilidad de aplicación de estas tecnologías, tanto operacionalmente como económicamente. El mismo se basa en una recolección y análisis de los datos de todos los trabajos de rehabilitación realizados desde enero de 1.999 hasta junio de 2.002.

La clasificación de los pozos se hizo tomando dos criterios básicos, el tipo de rehabilitación que se ejecutó y la completación mecánica de los mismos, conociendo y evaluando así cuales serían los parámetros operacionales bajos los que trabajarían las Unidades Multipropósito (UMP). Luego de haber validado técnica y operacionalmente las actividades se realizó una evaluación económica comparativa entre la UMP y los taladros convencionales, determinando que la rehabilitación realizada por la UMP permite tener mayores ganancias a un menor costo, menor tiempo operacional, mayor seguridad y con operaciones más amigables con el medio ambiente, logrando así cumplir con las premisas exigidas al inicio de este trabajo.

La recomendación final es aplicar la UMP en las actividades de rehabilitación de los pozos pertenecientes a la Unidad de Explotación de Yacimientos de Apure, específicamente para los pozos de los Campos Guafita y La Victoria.

INDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
OBJETIVOS	17
OBJETIVO GENERAL	17
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
JUSTIFICACIÓN	19
DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	20
GEOGRÁFICA	20
CONTENIDO	20
RESEÑA HISTÓRICA	21
MARCO METODOLÓGICO	23
FASE I: Revisión Bibliográfica	23
FASE II: Descripción del Área en Estudio	24
FASE III: Recopilación y validación de la data	23
FASE IV: Análisis económico	27
FASE V: Realización y entrega de informe	23
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	30
UBICACIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	30
ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTACIÓN DE LA CUENCA BARINAS-APURE	31
Campo Guafita	37
Campo La Victoria	41
MARCO TEÓRICO	46
MÉTODOS DE PRODUCCIÓN	49
Levantamiento Artificial	52
PROBLEMAS DE PRODUCCION DE LOS POZOS	63
Tasa de producción limitada	63
Restricciones de flujo en la vecindad de hoyo	63
Taponamiento del hoyo	64
Restricciones en las perforaciones	64

Daño de formación	65
Bloqueos por emulsiones o agua	65
Partículas finas	66
Restricciones de flujo a nivel del pozo	66
Restricciones de flujo a nivel del yacimiento	67
TRABAJOS DE POZOS	74
Completación	74
Reparaciones o Servicios	81
Rehabilitación o Reacondicionamiento	81
Prevención y Control de Arena	84
Estimulación de pozos	92
Cañoneo y recañoneo de zonas productoras	94
Control de la profundidad	96
Abandono	98
DESCRIPCIÓN DE REGISTROS PETROFÍSICOS	99
Curva de potencial espontáneo	99
Perfil de Rayos Gamma	100
Curvas de Resistividad	101
Registro de cementación	103
Herramienta de medición de saturaciones	105
Unidades Multipropósito	107
VALIDACIÓN TÉCNICO OPERACIONAL	112
SELECCIÓN DE LOS POZOS	112
TIPIFICACIÓN DE LOS POZOS	112
Pozos tipo 1	114
Parámetros Operacionales	115
Tiempos Operacionales	117
Pozos tipo 2	119
Parámetros Operacionales	121
Tiempos Operacionales	121
Pozos tipo 3	122

Parámetros Operacionales	124
Tiempos Operacionales	124
Pozos tipo 4	125
Parámetros Operacionales	126
Tiempos Operacionales	128
Pozos tipo 5	129
Parámetros Operacionales	130
Tiempos Operacionales	131
Pozos tipo 6	132
Parámetros Operacionales	133
Tiempos Operacionales	135
Pozos tipo 7	135
Parámetros Operacionales	137
Tiempos Operacionales	139
TIEMPOS DE LOS EQUIPOS DEL TALADRO	140
DETALLES DE LOS REVESTIDORES	141
REQUERIMIENTOS MÍNIMOS OPERACIONALES	146
TIEMPOS OPERACIONALES DE LAS UNIDADES MULTIPROPÓSITO	153
EVALUACIÓN ECONÓMICA	160
CONCLUSIONES	165
RECOMENDACIONES	167
REFERENCIAS CITADAS	169
BIBLIOGRAFÍA	170
APÉNDICES A	172
APÉNDICE B	184
APÉNDICES C	192
APÉNDICES D	200
ANEXOS	206
GLOSARIO	211
NOMENCLATURA	216

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1. Administrador de documentos electrónicos, SIMDE	24
FIGURA 2.2. Esquema de Clasificación de los pozos de acuerdo a su estado mecánico	25
FIGURA 2.3. Esquema de clasificación de los pozos de acuerdo a la actividad realizada	26
FIGURA 3.1. Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de Provincias Sedimentarias	30
FIGURA 3.2. Rasgos sobresalientes de la Cuenca Barinas-Apure	31
FIGURA 3.3. Columna estratigráfica de los Campos Guafita y la Victoria	36
FIGURA 3.4. Mapa base del Campo Guafita Norte, actualizado para enero de 2.002	37
FIGURA 3.5. Mapa base del Campo Guafita Norte Sur, actualizado para enero de 2.002	38
FIGURA 3.6. Mapa estructural del Campo la Victoria Tradicional y Norte	43
FIGURA 3.7. Método de producción por empuje hidrostático	50
FIGURA 3.8. Equipos de subsuelo y de superficie del sistema BES	53
FIGURA. 3.9. Vista exterior del sensor de presión y del panel de superficie	53
FIGURA 3.10. Partes internas de un motor electrosumergible	54
FIGURA. 3.11. Tipos de protectores modulares y sus componentes principales	55
FIGURA 3.12. Funcionamiento de una cámara laberíntica	56
FIGURA. 3.13. Funcionamiento de una cámara tipo bolsa	57
FIGURA 3.14. Ciclo de operación de un protector	58
FIGURA 3.15. Sección de entrada estándar	59
FIGURA 3.16. Funcionamiento de un Separador de gas estático	59
FIGURA 3.17. Corte transversal de un separador de gas dinámico	60
FIGURA 3.18. Detalle del impulsor y difusor de una bomba electrosumergible	61
FIGURA 3.19. Cable redondo y plano con sus partes	61
FIGURA 3.20. Presión vs factor de recobro para diferentes	67
FIGURA 3.21. Distribución de los fluidos en un yacimiento	69
FIGURA 3.22. Adedamiento del agua	70
FIGURA 3.23. Conificación del agua	71
FIGURA 3.24. Completación a Hueco abierto y Hueco entubado	76
FIGURA 3.25. Completación con camisa cementada y No cementada	78

FIGURA 3.26. Completación sencilla, de una sola zona, una sola sarta sin empacadura y con empacadura	79
FIGURA 3.27. Completación de doble zona con una sola sarta, una empacadura o doble empacadura	80
FIGURA 3.28. Distribución típica de análisis de arena	87
FIGURA 3.29. Empaque con grava a hoyo abierto	89
FIGURA 3.30. Empaque con grava en hoyo entubado	90
FIGURA 3.31. Estimulación Matricial Reactiva o Acidificación	94
FIGURA 3.32. Tipos de cañoneo	96
FIGURA 3.33. Ejemplo de perfil con curvas SP, GR, LLD y LLS	103
FIGURA 3.34. Registro de cementación CBL/VDL	104
FIGURA 3.35. Registro de densidad RST	105
FIGURA 3.36. Situación de los taladros actuales	108
FIGURA 3.37. Unidades Multipropósito	109
FIGURA 3.38. Equipos de las Unidades Multipropósito sobre LOW BOY	110
FIGURA 4.1. Diagrama mecánico de los pozos tipo 1 antes y después del RA/RC	115
FIGURA 4.2. Diagrama mecánico de los pozos tipo 2 antes y después del RA/RC	120
FIGURA 4.3. Diagrama mecánico de los pozos tipo 3 antes y después del RA/RC	123
FIGURA 4.4. Diagrama mecánico de los pozos tipo 4 antes y después del RA/RC.	127
FIGURA 4.5. Diagrama mecánico de los pozos tipo 5 antes y después del RA/RC.	131
FIGURA 4.6. Diagrama mecánico de los pozos tipo 6 antes y después del RA/RC	134
FIGURA 4.7. Diagrama mecánico de los pozos tipo 7 antes y después del RA/RC	137
FIGURA 4.8. Componentes de una UMP	148
FIGURA 4.9. Unidad de Tubería continua enrollada en el tambor o carrito	149
FIGURA 4.10. Ejemplo de equipos montados en Low Boys para una UMP	154
FIGURA 4.11. Mudanza de una UMP	155
FIGURA 4.12. Inyector medio de la Unidad de Tubería Continua	156
FIGURA 4.13. Esquema del equipo para manejo de Tubulares	156
FIGURA 5.1. Modelo de Análisis Económico de Producción	162

INDICE DE TABLAS

TABLA 3.2.- Eficiencia y porcentaje de gas dentro de la bomba según el tipo de entrada	60
TABLA 3.3. Ventajas y desventajas de la completación a hueco abierto	75
TABLA 3.4. Ventajas y desventajas de la completación convencional con tubería de revestimiento y luego cañoneada	76
TABLA 3.5. Ventajas y desventajas de la completación con tubería ranurada no cementada	77
TABLA 3.6. Tamaños de gravas más comunes	88
TABLA 4.1. Distribución de las tensiones en la pesca de empaques con grava para los pozos a los Campos Guafita y La Victoria	138
TABLA 4.2. Detalle de los revestidores del Campo La Victoria para los pozos verticales	141
TABLA 4.3. Detalle de los revestidores del Campo Guafita para los pozos verticales	142
TABLA 4.4. Detalle de los revestidores de los Campo Guafita y La Victoria para los pozos horizontales	142
TABLA 4.5. Volúmenes de lodo a desplazar por las bombas para obtener de los pozos verticales del Campo La Victoria en el anular y el tubular	144
TABLA 4.6. Volúmenes de lodo a desplazar por las bombas para obtener de los pozos verticales del Campo Guafita en el anular y el tubular	145
TABLA 4.7. Volúmenes de lodo a desplazar por las bombas para obtener de los pozos horizontales de los Campos Guafita y la Victoria en el anular y el tubular.	146
TABLA 4.8. Especificaciones de la Unidad de CT. Fuente Hydra Rig.	149
TABLA 4.9. Resumen de los tiempos productivos de rehabilitaciones realizadas por taladros convencionales y	157
por la UMP en los pozos tipo de la UEY de Apure	157
TABLA 5.1. Valores presentes netos de las rehabilitaciones realizadas en los pozos de la UEY de Apure	163
por taladros convencionales y por una Unidad Multipropósito.	163

INTRODUCCIÓN

Venezuela es uno de los principales países productores y exportadores de hidrocarburos a nivel mundial, Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) es la empresa Nacional encargada de la exploración, explotación y producción en todo el territorio geográfico de la República Bolivariana de Venezuela, además de las actividades relacionadas con refinación y mercadeo Nacional e Internacional de hidrocarburos y sus derivados, generando mediante éstas gran parte de las divisas del Estado venezolano.

En la industria Nacional e Internacional, al igual que en la población, se observa un crecimiento paulatino a través de los años, por lo que las necesidades del consumo de combustibles energéticos se han venido incrementando de igual manera. Por su parte, las tecnologías se han ido adaptando a esta creciente necesidad, y en lo que a la industria petrolera se refiere, han evolucionado de una manera rápida, debido al requerimiento de operaciones más económicas, de mayor calidad, de menor tiempo, más sencillas, integradas, seguras, más amigables con el medio ambiente y capaces de satisfacer de una manera rentable y competitiva la creciente demanda de hidrocarburos.

PDVSA como empresa pionera en su campo, tiene la política del mejoramiento continuo de sus operaciones, para lo cual utiliza tecnologías de vanguardia en las mismas, en ese sentido, se plantea constantemente proyectos orientados a la optimización de las operaciones y mejoramiento de los indicadores de tiempo, costo y productividad de sus procesos, haciéndose así más competitiva y ubicándose en mejor posición respecto a las demás empresas productoras de hidrocarburos a nivel mundial.

Las Unidades Multipropósito son una de las tecnologías de vanguardia en lo que a taladros se refiere, utilizadas en las actividades de Perforación, Rehabilitación, Reacondicionamiento (RA/RC) y/o Servicios o Reparaciones en pozos. Estas son taladros híbridos que presentan los equipos necesarios para la ejecución de los servicios asociados a estas actividades dentro de un solo sistema, automatizados, con alta seguridad, rápidos en las operaciones y en las mudanzas, además trabajan a cero descarga, haciendo más amigables las operaciones con el medio ambiente.

El objeto de implementar el uso de este tipo de unidades en las áreas operacionales, es el de conseguir beneficios de costo, tiempo, seguridad y cuidado del ambiente. El trabajo realizado tiene como finalidad realizar el estudio de factibilidad técnico, operacional y económico para el uso de las Unidades Multipropósito en el Distrito Sur, en los Campos Guafita y la Victoria, ubicados en el Estado Apure.

En este trabajo se presenta todo el estudio basado en una recolección y análisis de los datos de todos los trabajos de reparación realizados desde enero de 1.999 hasta junio del 2.002, estudiándose un total de 156 pozos del Campo Guafita y 40 pozos del Campo la Victoria, revisándose un total de 183 carpetas de pozos, permitiendo determinar la factibilidad de aplicación de estas tecnologías, tanto operacionalmente como económicamente.

El análisis presentado se basó en un estudio comparativo de los tiempos de ejecución y costos de las actividades asociadas a trabajos de reparación de pozos ejecutados con taladros convencionales y los tiempos estimados de ejecución en estas mismas actividades utilizando las Unidades Multipropósito. Finalmente mediante un análisis económico se determinó si es factible económicamente poner en uso estas unidades.

CAPÍTULO I



PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los países del mundo están inmersos en un proceso de búsqueda de opciones tecnológicas que permitan satisfacer los requerimientos energéticos de la humanidad, buscando la armonía con el medio ambiente y considerando factores de desarrollo que resulten económicamente rentables.

Venezuela se encuentra entre los primeros países productores de hidrocarburos y además posee las reservas probadas más importantes a nivel mundial. En PDVSA, específicamente en Exploración, Producción y Mejoramiento (EPM), se han planificado estrategias orientadas a la inversión en la perforación de nuevos pozos (exploratorios, de avanzada y de desarrollo) además del mantenimiento de pozos ya existentes, necesitándose para esto, la conformación de una plataforma operacional adecuada que sirva de base para la ejecución de trabajos tanto de perforación como de Reparación y Servicios de manera más rápida, segura, económica y rentable para la corporación.

La plataforma operacional que se encuentra en funcionamiento para el Distrito Sur, específicamente en la Unidad de Explotación de Yacimiento (UEY) de Apure, se encuentra en un alto grado de obsolescencia y mal estado de equipos y tecnologías automatizadas que generan altos tiempos de ejecución y por tanto un mayor costo en las actividades de rehabilitación de pozos.

Con el propósito de asumir estos retos y cumplir con los requerimientos de un mercado cada vez más exigente, se plantea la utilización de unidades híbridas o Multipropósito en operaciones de RA/RC y Servicios. *Una Unidad Multipropósito (UMP)* es un equipo que integra las últimas tecnologías existentes en el mercado, constituida por todos los componentes y subequipos integrados dentro de una sola unidad, permitiendo realizar diferentes trabajos en un pozo de una forma más rápida, segura y económica.

En este trabajo se plantea llevar a cabo un análisis técnico, operacional y económico para el uso de Unidades Multipropósito (UMP) en las actividades de RA/RC y Servicios en los pozos del Distrito Sur (PDVSA Barinas) bajo las premisas de seguridad, rentabilidad, fácil operación, optimización del tiempo empleado, bajos costos y bajo impacto ambiental.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

- Realizar el análisis de factibilidad técnico, operacional y económico para el uso de Unidades Multipropósito en la rehabilitación de pozos del Distrito Sur de la UEY de Apure.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Realizar un estudio de la geología típica, litología y propiedades físicas de los yacimientos, propiedades de los fluidos, tales como presiones, volúmenes, saturaciones, y cualquier otra característica.
- Generar la tipificación de la actividad de rehabilitación de pozos en la UEY de Apure, determinando principalmente pozos tipo, arquitectura o diseño de los pozos y trabajos realizados en los mismos para su rehabilitación.
- Determinar los parámetros de trabajo operacionales de los pozos en el área de estudio para obtener los requerimientos mínimos de la unidad a utilizar en cada uno de los procesos.
- Analizar las especificaciones técnicas y operacionales, consideraciones de diseño y consideraciones de ensamblaje de las Unidades Multipropósito.
- Determinar las ventajas y desventajas de las unidades, tomando en consideración los criterios de versatilidad, tiempo de ejecución de los trabajos, seguridad, costos e impacto ambiental.
- Realizar un análisis económico para evaluar la rentabilidad de aplicabilidad de la Unidad Multipropósito en el Distrito Sur, Estado Apure.
- Proponer los lineamientos que conlleven a la optimización del proceso productivo, considerando los resultados de las alternativas estudiadas.

- Realizar el Trabajo Especial de Grado.

JUSTIFICACIÓN

Petróleos de Venezuela S.A., como ente encargado de la industria petrolera Nacional, se encuentra en la obligación de incrementar la producción para solventar la creciente demanda, tanto a nivel nacional como internacional, y para seguir manteniéndose como empresa pionera a nivel internacional en materia de hidrocarburos. Por tal motivo, dentro de los diferentes enfoques que se plantea la empresa se encuentra la utilización de la Unidad Multipropósito dentro del Distrito Sur, específicamente en los Campos Guafita y La Victoria de la UEY de Apure, representando una oportunidad para la elaboración de este trabajo.

Con la sustitución de Taladros y Unidades de Cabilleros utilizadas en la actualidad por Unidades Multipropósito (híbridas), se espera un incremento de la eficiencia de los procesos, minimizando costos y tiempos de ejecución, una mayor seguridad y un menor impacto ambiental.

Para validar lo anteriormente mencionado, es necesario estudiar las alternativas viables tanto técnica como operativamente para optimizar los procesos y adaptarse a las nuevas tecnologías petroleras mundiales, por lo cual este trabajo presenta toda la validación operacional y económica para la aplicación de esta tecnología de vanguardia.

DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

GEOGRÁFICA

El área de trabajo estará limitada a los pozos pertenecientes a los Campos Guafita y La Victoria, ubicados en el Edo. Apure, pertenecientes al Distrito Sur bajo la Gerencia de PDVSA Sur.

CONTENIDO

El contenido de este trabajo se enfoca en todas las actividades de Rehabilitación y Servicio de los pozos pertenecientes a los Campos Guafita y La Victoria.

RESEÑA HISTÓRICA

En Barinas, la actividad de la industria petrolera se inicia en junio de 1.930 con la perforación del pozo Uzcátegui-1 a cargo de la Zamora Venezuela Petroleum Company. Ubicada en las inmediaciones del antiguo caserío de Quebrada Seca, a unos 14Km al noroeste de la ciudad de Barinas. Para marzo de 1.934 las operaciones en este pozo fueron abandonadas.

En el año 1.942 la Socony Vacuum Oil Company, reinicia la perforación en el área obteniendo resultados satisfactorios. En agosto de 1.947, se inicia la explotación del pozo Silvestre-2 en el municipio Torunos con una producción de 2.800B/D.

En 1.953 la Sinclair Venezuela Oil Company perforó con éxito el pozo Sinco-1 logrando una producción de 1.000B/D, para el mismo año se desarrollan los Campos San Silvestre-2 y Sinco-1, con 35 pozos (todos productores) de los cuales 18 correspondieron al Campo Silvestre y 17 al Campo Sinco. Por otro lado son descubiertos los Campos Mingo y Estero dentro de la UEY de Barinas.

En 1.960 la misma empresa perforó el pozo Nutria-2, en el campo Nutrias, descubriéndose hidrocarburos con una gravedad de 11° API y un alto porcentaje de agua, hallazgo que para la época no era comercial por sus características, siendo al poco tiempo abandonado. El siguiente año la Mobil Oil Co. perforó el pozo Hato-1 a unos 38Km al sur de la ciudad de Barinas y vecino de Campo Sinco. Para 1.962 la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), perfora los pozos Maporal, Silván y Palmita y en 1.965 la Venezuela Atlantic Refining Co. perforó el pozo Páez-4 con una producción inicial de 300B/D.

Con la nacionalización petrolera para 1.977, las 14 empresas operadoras que existían hasta entonces pasan a ser propiedad del Estado. Entre su nueva estructura destaca Llanoven, que en ese año se fusiona con la CVP, absorbiendo a Palmaven, Bariven y Deltaven para formar CVP-Llanoven, encargado de la perforación de la producción del área.

En 1.978, se firma el registro mercantil de Corpoven filial de Petróleos de Venezuela y al año siguiente la casa matriz le asigna a la nueva empresa las áreas operacionales integradas, entre la que se encuentra la de Barinas donde seguiría la extracción de crudos en campos ya existentes como Sinco, Silvestre, Mingo, Maporal, Silván, Hato y Páez.

La Unidad de Explotación Apure (U.E.A) comprende los campos de la Victoria y Guafita que fueron descubiertos en 1984 y explotados firmemente dos años después de su descubrimiento. La Unidad de Explotación de Apure, fue creada en el año 1998, para coordinar la explotación racional y eficiente de las reservas de los yacimientos antes mencionados.

A finales de 1.997, la Corporación Energética Venezolana creó la empresa PDVSA Petróleo y Gas, fusionando las tres filiales principales existentes para el momento (Corpoven, Maraven y Lagoven). Hoy día PDVSA Petróleo y Gas está conformada por tres grandes divisiones, dedicadas a las actividades medulares del negocio: PDVSA Exploración, Producción y Mejoramiento, PDVSA Refinación, Suministro y Comercio, PDVSA Gas. El sector petroquímico es desarrollado por Pequiven y sus empresas mixtas. Cada una de estas divisiones a su vez está integrada por diversas empresas y unidades de negocio, ubicadas tanto en Venezuela como en el exterior.

Con esta nueva estructura gerencial las áreas operacionales de Barinas y Apure quedaron ubicadas dentro del organigrama correspondiente a Exploración, Producción y Mejoramiento, división Producción bajo la denominación de Gerencia General Distrito Sur, al mismo nivel de las otras dos gerencias en el ámbito nacional: Gerencia General Oriente y Gerencia General Occidente.

La producción del Distrito es transferida a la Refinería El Palito por un oleoducto, de 20 pulgadas de diámetro y una longitud de 643Km, recorriendo los Estados Apure, Barinas, Portuguesa, Yaracuy y Carabobo.



MARCO METODOLÓGICO

En la ejecución de este Trabajo Grado se siguieron una serie de fases para asegurar un exitoso desarrollo del mismo y cumplir con todos los objetivos planteados, las mismas son las siguientes:

FASE I: Revisión Bibliográfica

Cuando se habla de la investigación hay que hacer referencia a la magnitud y objeto de la misma, en este proyecto se trabajará con propuestas de modelos operativos viables que además de satisfacer las necesidades de una situación planteada establecen los lineamientos para la toma de decisiones más adecuadas. Por tal motivo se enmarca en la *Investigación Proyecto Factible*, pero necesitándose para elaborar una propuesta de peso se necesita el apoyo de una *Investigación Documental*.

Con el fin de tener un mejor entendimiento del tema en estudio, fue necesario realizar una revisión bibliográfica de los diferentes conceptos que se relacionen con los objetivos del trabajo. Los tópicos principales investigados fueron: métodos de producción, problemas de producción de los pozos, trabajos de los pozos, descripción de los registros petrofísicos y las Unidades Multipropósito (UMP), entre otros.

En cuanto a las UMP, la investigación fue realizada por medio de las compañías contratistas debido a que estos taladros son las últimas tecnologías del mercado y no se encuentra ningún tipo de bibliografía disponible de la misma. Los datos proporcionados por las empresas incluían las especificaciones técnicas de las unidades, es decir, máximas presiones soportadas por los equipos en superficie, máxima tensión soportada por la cabria, máximas profundidades alcanzadas por la Unidades del Coiled Tubing (CT), diámetros del CT, entre otros, por lo que se realizó una buena definición de las capacidades que debería tener una UMP una vez que se tipificó todas las actividades del área en estudio.

FASE II: Descripción del Área en Estudio

Esta fase consistió en la búsqueda de toda la información del área en estudio, en específico los Campos Guafita y La Victoria. Investigándose sobre: ubicación geográfica, geología, litología, columna estratigráfica, propiedades físicas promedios de los yacimientos correspondientes a los campos en estudio, POES, historia de producción actual de los campos y números de pozos activos e inactivos.

FASE III: Recopilación y validación de la data

Se recopiló toda la información en cuanto a actividades de rehabilitación de pozos, para un período de tiempo de tres años, desde enero de 1.999 hasta junio de 2.002, a fin de obtener una muestra representativa y actual de las actividades que ha venido realizando dentro del área. Las carpetas de pozos, los informes “*Post Morten*” y el administrador de documentos electrónicos *SIMDE* (ver figura 2.1) fueron las herramientas utilizadas para recopilar toda la información de las rehabilitaciones ejecutadas a lo largo de este periodo.



FIGURA 2.1. Administrador de documentos electrónicos, SIMDE.

Dentro del Edo. Apure se encuentran en total 198 pozos, 158 en el Campo Guafita y 40 pozos en La Victoria. Con las herramientas antes nombradas se estudiaron 184 rehabilitaciones de pozos, siendo 112 de Guafita y 72 La Victoria. Los pozos fueron clasificados de acuerdo a su completación mecánica y al tipo de trabajo (Rehabilitación o Servicio) realizado.

En cuanto al estado mecánico (figura 2.2), se clasificó primero en pozos verticales y horizontales o altamente inclinados, luego se analizó el tipo de completación mecánica, siendo la usada en estos campos el empaque con grava o completación sencilla entubado.

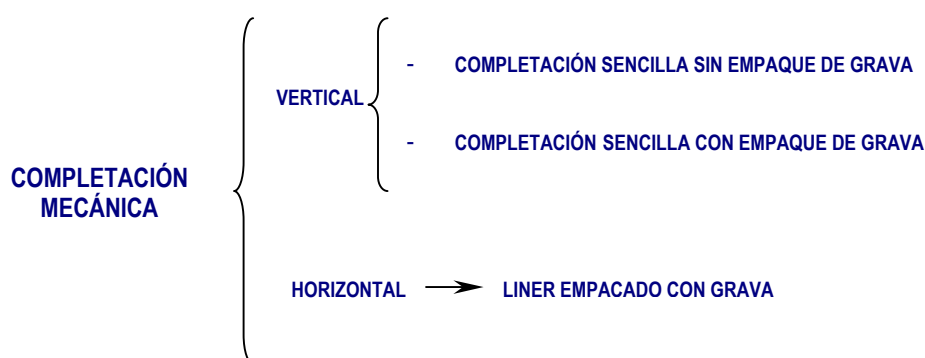


FIGURA 2.2. Esquema de Clasificación de los pozos de acuerdo a su estado mecánico.

El otro criterio de clasificación fue de acuerdo al trabajo que se realizó en el pozo (figura 2.3), las actividades fueron clasificadas en Rehabilitación y Servicios, y de acuerdo a la complejidad de este y los costos que genere su ejecución se clasificaron en pozos tipos diferentes.

A la data recolectada se le realizó un estudio en cuanto a los tiempos y costos de las actividades ejecutadas. Los tiempos se dividieron en productivos e improductivos, siendo los tiempos productivos todos aquellos tiempos consumidos en la ejecución de actividades que están planeadas dentro del objetivo del trabajo a realizar, mientras que el tiempo improductivo son todos aquellos en los que se realizan actividades que se encuentran fuera de lo planeado en el objetivo del trabajo a realizar, o en otras palabras, cualquier actividad que genere un tiempo de retraso en la finalización del trabajo. Para los costos se indicó la suma total de las operaciones realizadas, los resultados de este análisis se encuentran anexados en el Apéndice D.

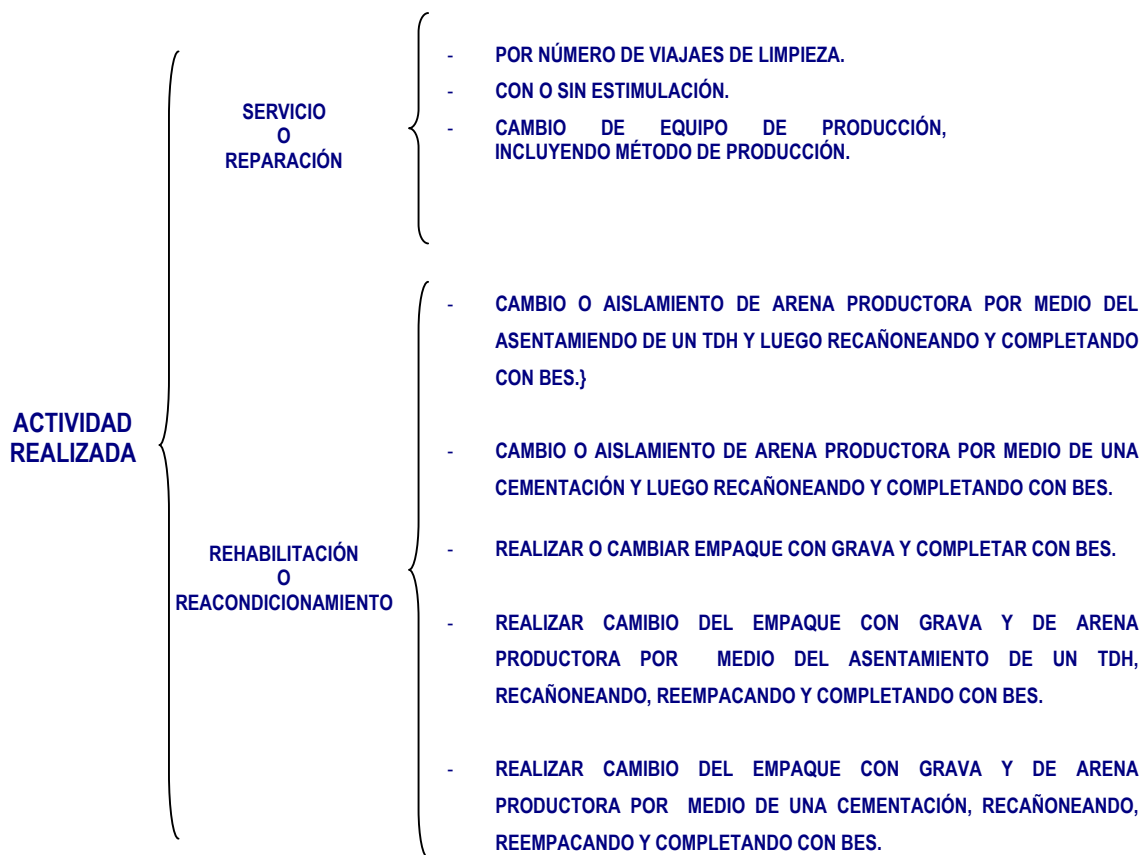


FIGURA 2.3. Esquema de clasificación de los pozos de acuerdo a la rehabilitación realizada.

Con la tipificación se obtuvieron los parámetros operacionales de los taladros actuales, tales como presiones de trabajo, tensiones y pesos a levantar por el taladro, tiempos productivos e improductivos de las actividades, profundidades de trabajo, equipos utilizados, etc., determinándose así los requerimientos mínimos que deben tener las UMP, para que puedan cumplir con las necesidades exigidas dentro de la UEY de Apure y así poder competir con los taladros convencionales. Por igual se obtuvo los costos de las actividades.

Un parámetro operacional que requiere de un estudio más detallado es la tensión aplicada para la extracción de los empaques con grava y pescados, ya que este determinará la capacidad mínima del mástil y de las tuberías de perforación o de la Unidad de Tubería Continua (CT). El estudio realizado fue estadístico, todos los pozos tipo en los cuales se realizaron operaciones de pesca fueron agrupados de acuerdo a clases, determinando así la frecuencia en que ocurre el valor máximo de tensión en cada operación de pesca. Esta estadística permitió saber si es conveniente no solo tener una UMP, si no el número que sea rentable económicamente para que trabajen en diferentes tipos

de pozos, minimizando los costos al no tener UMP que se encuentren por encima del diseño requerido para ciertas actividades

La UMP presenta una serie de características o especificaciones de diseño, tales como potencia del equipo de izaje, potencia del equipo de bombeo, peso aplicado y tensión a soportar por la cabria, especificaciones técnicas de la unidad de CT (como diámetro y longitud máxima disponible en el carrito), presiones en superficie o de fondo, dimensiones de los equipos, etc. Estas especificaciones se pueden convertir en limitaciones, ya que los requerimientos mínimos determinados en la fase anterior serán con los que se encontrará trabajando la UMP en su vida operacional, por lo que la evaluación técnica y operacional será muy importante antes de pasar a la evaluación económica.

En los análisis de resultados se realizó una comparación entre los taladros convencionales y la UMP, de forma de determinar que mejoras introducen éstas unidades en las rehabilitaciones de los pozos, en cuanto a menores tiempo de ejecución de las actividades, seguridad e impacto ambiental

De la validación de datos realizada en la fase anterior se obtuvo la clasificación de los pozos de la UEY de Apure, a estos se les realizó un estudio de los tiempos productivos en sus actividades de rehabilitación ejecutadas por la UMP, determinado así como esta unidad puede mejorar los tiempos operacionales, seguridad al personal y al ambiente, sin generar costos mayores a los obtenidos con el uso de los taladros convencionales.

FASE IV: Análisis económico

Una vez comprobado que las unidades cumplían con los requerimientos operacionales, se realizó una evaluación económica, de modo comparativo entre las UMP y los taladros convencionales, evaluando que valor presente neto (VPN) se obtendría con cada uno de los taladros y así determinando cual de estos ejecuta la rehabilitación de mayor VPN a un menor costo.

El análisis económico fue realizado mediante el Modelo Económico para el Análisis de Proyectos (MAEP) herramienta utilizada de manera estándar en PDVSA EPM. Para la obtención de los resultados es necesario introducir los datos de entrada, tales como:

- ✓ La limitación geográfica del estudio, en donde se especifica el Distrito, la Unidad de Explotación de Yacimiento y el Campo.
- ✓ Horizonte económico, siendo este el tiempo estipulado de duración de la rehabilitación.
- ✓ El costo de la rehabilitación.
- ✓ La Gravedad API.
- ✓ La relación gas petróleo (RGP).

El dato de salida a tomar en cuenta será el VPN, ya que lo que se busca es conocer que incremento de ganancias se obtiene en la rehabilitación ejecutada por cada taladro en cada pozo tipo.

Una vez que la UMP fue comparada de manera económica, técnica y operable se concluyó y recomendó su aplicación dentro del Distrito Sur para la Unidad de Explotación de Yacimiento.

FASE V: Realización y entrega del Trabajo Especial de Grado.

CAPÍTULO III



DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

UBICACIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

La Cuenca de Barinas-Apure está ubicada en la parte Suroccidental del país, al Norte de la frontera con Colombia y pertenece al sistema de cuencas subandinas, las cuales constituyen un área de sedimentación pericratónica que quedó estructuralmente aislada entre el Escudo Suramericano y la Cordillera de los Andes a raíz del levantamiento de ésta última en el Plio-Pleistoceno.

Los límites Noroccidental y Suroriental de la cuenca están naturalmente definidos por los Andes de Mérida y el Escudo Guayanés, respectivamente. Al Sur continúa en la Cuenca Colombiana de los Llanos. Al Noreste termina contra el Arco de El Baúl, más allá del cual empieza la Cuenca Oriental de Venezuela (figura 3.1). Definida de manera general, la Cuenca de Barinas-Apure tiene una superficie de aproximadamente 100.000Km² y se extiende sobre los estados Apure, Barinas y Portuguesa (figura 3.2)⁽¹⁾.



FIGURA 3.1. Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de Provincias Sedimentarias (Modificado de Pérez Mejía et. al., 1.980).

L.E.B.= Lineamiento del Baúl, límite entre las Cuencas de Oriente y Barinas Apure ⁽²⁾

La Cordillera de los Andes y la Cordillera Oriental de Colombia están compuestas por un complejo de rocas ígneo-metamórficas y sedimentos, que abarcan desde el Precámbrico hasta el Cuaternario. El Escudo de Guayana está principalmente formado por un antiguo grupo de rocas ígneo-

metamórficas de edad del Precámbrico. Estos dos complejos forman las fuentes principales de sedimentos durante la edad del Mesozoico y el Cenozoico⁽³⁾.

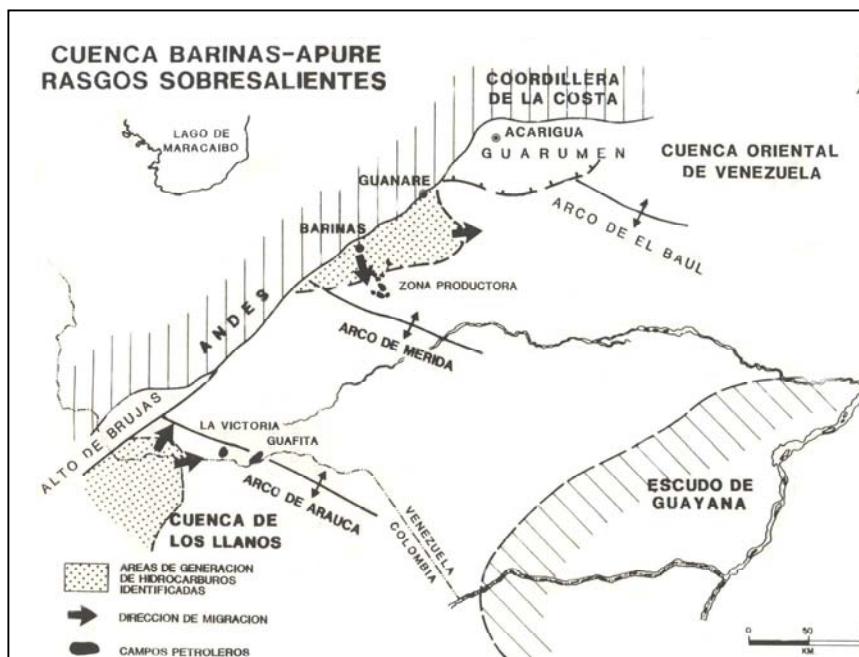


FIGURA 3.2. Rasgos sobresalientes de la Cuenca Barinas-Apure.⁽¹⁾

Dentro de esta cuenca se han descubierto 12 campos petroleros, de los cuales 10 están concentrados en una superficie relativamente pequeña de 1.200Km², ubicada a unos 30Km al Sureste de Barinas y está denominada Área Mayor de San Silvestre o zona productora de Barinas. Los restantes dos campos, Guafita y La Victoria, constituyen los descubrimientos en la zona de Apure, en el borde Sur de la cuenca, cerca de la frontera colombo-venezolana, siendo estos el área de interés⁽¹⁾.

ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTACIÓN DE LA CUENCA BARINAS-APURE.

En general, los Campos Guafita y La Victoria poseen una estratigrafía muy parecida, hasta el punto en que son correlacionables entre sí. Hay formaciones o estratos de éstas que se encuentran en un campo sí y en otro no, debido a los movimientos tectónicos y las discordancias, por lo que primero se hará una descripción general del área y luego se enfatizará en los campos.

Las unidades de correlación son ciclos sedimentarios representados cada uno por secuencias de tendencias transgresivas y regresivas, separadas por un intervalo representante de la máxima invasión marina. Estos intervalos centrales están frecuentemente constituidos con lutitas marinas con faunas planctónicas identificables y correlacionables. La descripción estratigráfica se iniciará con los ciclos cretácicos, con los cuales comienza la sedimentación de interés petrolífero en Barinas-Apure. Sobre toda la extensión de la cuenca se han identificado en total 8 ciclos, los cuales sin embargo, nunca se encuentran presentes en su totalidad en un área determinada debido a la influencia que tuvieron los arcos de Arauca, Mérida, El Baúl y del Alto de Brujas sobre la sedimentación, causando en el curso de su evolución emersiones, discordancias y acuñamientos en sus flancos (figura 3.2)⁽¹⁾.

Ciclo 1. *Albiense*: Comienza el primer ciclo sedimentario con la Formación Río Negro sobre el peniplano pre-Cretácico, esta formación se caracteriza por las areniscas conglomeráticas, areniscas de grano grueso y apariencia arcósica, con lentes conglomerados y algunas lutitas aparentemente fluviales, todos ellos en colores predominantemente claros, blanco gris y amarillento. Siguiendo con la Formación Aguardiente compuesta por una secuencia de areniscas masivas intercaladas con capas finas de lutitas. Las areniscas son blancas, cuarzosas, de grano medio a grueso, angular a subredondeado, con mal escogimiento, intercalada con lutitas grisáceas, pardo oscuro, limolítica, micácea, fisil y laminadas finalmente. En esta formación el probable ambiente de sedimentación es deltaico con las facies del frente deltaico predominante en área ⁽³⁾.

El máximo de la transgresión se alcanza durante el Albiense con la sedimentación de un ambiente lutítico marino llamado miembro “S” de la Formación Escandalosa. La fase regresiva deposita areniscas de llanura deltaica, llamadas miembro “P” de la antes mencionada formación⁽¹⁾. En general esta formación está constituida básicamente por areniscas cuarzosas de grano fino y calizas grisáceas, dentro de capas de lutita de color gris oscuro y de margas grisáceas. El ambiente de sedimentación se interpreta como marino somero, cercano a la costa⁽³⁾.

Ciclo 2. *Coniaciense*: El comienzo de un nuevo ciclo es marcado por la sedimentación de una facie marina de frente deltaico, representado por las calizas, areniscas y lutitas del miembro “O” de la Formación Escandalosa por encima de la llanura deltaica del cierre del ciclo precedente⁽¹⁾. En la

máxima invasión marina se sedimentaron las lutitas de la Formación La Morita, este intervalo se compone de rocas carbonáticas en rocas pelíticas, las primeras predominan en la parte superior y están representadas por una alternancia de calizas de colores claros, microcristalinas y margas blanquecinas. La segunda representa un mayor desarrollo hacia la base y están constituidas por lutitas grisáceas calcáreas⁽³⁾.

En la fase regresiva, primero se depositan las areniscas constituyentes y las barras de frente deltaico intercaladas con lutitas de la Formación Quevedo, para cerrar con las areniscas de llanura deltaica de la parte basal de la Formación Burguita⁽¹⁾.

Ciclo 3. *Mastrichtiense*: Los sedimentos de este tercer ciclo se encuentran profundamente erosionados debajo de la discordancia en la base del Terciario. La parte transgresiva se denomina, en la zona productora, miembro “E” de la Formación Burguita, y está localmente preservado en los ejes sinclinales pre-terciarios que rodea el Arco de Mérida. Localmente también está preservada la parte regresiva, miembro “D”, Formación Burguita, constituidas por areniscas “sintectónicas” que son el producto de la orogénesis del final del Cretácico⁽¹⁾.

Ciclo 4. *Paleoceno-Eoceno Inferior*: Este ciclo está muy difundido en vastas áreas de Colombia y la Cuenca de Maracaibo, pero en Barinas-Apure, sólo se ha identificado en la cuenca infrandina al Norte del Alto de Brujas. Este ciclo representa la evolución de un gran sistema deltaico con el cual comienza la sedimentación terciaria en el área. La Formación Barco en la parte baja del ciclo, compuesta por areniscas de barras litorales y playas, presenta influencia marina⁽¹⁾. Con la Formación Los Cuervos constituida por areniscas, lutitas y limolitas intercaladas de ambiente paludal, comienza la fase regresiva de una secuencia de areniscas masivas que constituyen canales entrelazados de ambiente fluvial y de llanura deltaica alta⁽¹⁾. La Formación Barco se distingue de la Formación los Cuervos, por el brillo en las areniscas debido a una cristalización secundaria del cuarzo. La Formación Los Cuervos es una sección mucho más lutítica con capas de carbón⁽³⁾.

Las areniscas masivas se conocen con el nombre de Formación Mirador. Estas areniscas son limpias, moderadamente duras, con colores que varían entre blanco y crema. Una sección típica

contiene algunas capas muy finas de lutitas micáceas. Las formaciones Barco, Los Cuervos y Mirador solo se han identificado en la zona occidental de la cuenca.

Ciclo 5. *Eoceno Medio*: Este ciclo está restringido al Norte del Arco de Arauca. Su base está marcada por areniscas que representan una clásica transgresión marina con sedimentos de playa identificados en la zona productora como Formación Gobernador. La invasión marina sedimentó las lutitas foraminíferos planctónicos de la Formación Paguey, del Eoceno medio. La regresión marina dejó sedimentos arenosos que constituyen un miembro en la parte alta de la citada formación, llamado localmente “Areniscas de Guanarito”. Un nuevo miembro lutítico en el tope de la Formación Paguey, como se verá más adelante constituye el comienzo de un nuevo ciclo sedimentario⁽¹⁾.

La influencia de Arco de Arauca en este periodo es evidente en el cambio progresivo de facies que ocurre dentro del ciclo 5 en el flanco septentrional del arco y finalmente en su desaparición. El desarrollo de una secuencia de areniscas masivas, constituidas por un apilamiento de canales distributarios de llanura deltaica, llamadas informalmente “Formación Cobre” ya no permite la diferenciación entre Gobernador y Paguey. Finalmente este ciclo desaparecerá hacia el Suroeste y posiblemente no se encuentra en el flanco Sur del Alto de Arauca⁽¹⁾.

Ciclo 6. *Eoceno superior*: Encima de la “Formación Cobre”, en el Flanco septentrional del Arco Arauca se ha identificado un intervalo de lutitas marinas, de probable edad Eoceno superior que hacia la zona productora constituyen claramente la parte alta de la Formación Paguey. Este intervalo marino representa un vestigio de un nuevo ciclo sedimentario profundamente erosionado por debajo de la base de la “Molasa”. Sus equivalentes no han sido encontrados en el flanco meridional del Arco de Arauca. Las formaciones Gobernador, Paguey y Cobre solo se han identificado en la parte Norte de la cuenca⁽¹⁾.

Ciclo 7. *Oligoceno-Mioceno Medio*: Este ciclo ha sido identificado en el flanco Sur del Arco de Arauca en la zona de los campos de Guafita y La Victoria (zona occidental de la cuenca) En esta zona la sedimentación terciaria sobre el tope erosionado del Cretácico, empieza con un paquete de areniscas que representan un ambiente de llanura deltaica con canales distributarios, abanicos de rotura y sedimentos de bahía con débiles y esporádicas influencias marinas atribuidas a la

Formación Carbonera de edad oligocena⁽¹⁾. Estas areniscas son de diversos colores, variando de gris a gris verdoso, con un rango de tamaño de grano entre fino y grueso con abundante contenido de mica. Gran parte de la sección está constituida por arcillas siendo de color gris a verde con algunas capas gris marrón. Por otro parte la presencia de carbón es común, especialmente en la parte inferior⁽³⁾.

Hacia arriba las influencias marinas se hacen más frecuentes y finalmente la máxima transgresión que da origen a la Formación León, la cual está compuesta de una sección de lutitas grises a gris verdoso, intercaladas con capas finas de areniscas de color marrón claro con alto contenido de material carbonáceo. La secuencia regresiva se desconoce debido a la profunda erosión de este ciclo debajo de la base de la “Molasa”⁽¹⁾. Recientemente, los nombres Carbonera y León han sido reemplazados por el de Guafita, hasta tanto no se resuelvan las interrelaciones regionales entre estas formaciones con más claridad⁽⁴⁾.

Ciclo 8. *Mioceno Superior-Pleistoceno*: Este último ciclo representa el relleno de la cuenca de tipo “Molasa” ocurrido durante el levantamiento de la cadena andina. Sus máximos espesores se encuentran en la fosa subandina en las depresiones entre los arcos. Se trata de sedimentos arenosos y lutíticos de ambiente fluvio deltaico conocidos como formaciones Parángula y Río Yuca, pertenecientes al Grupo Guayabo⁽¹⁾.

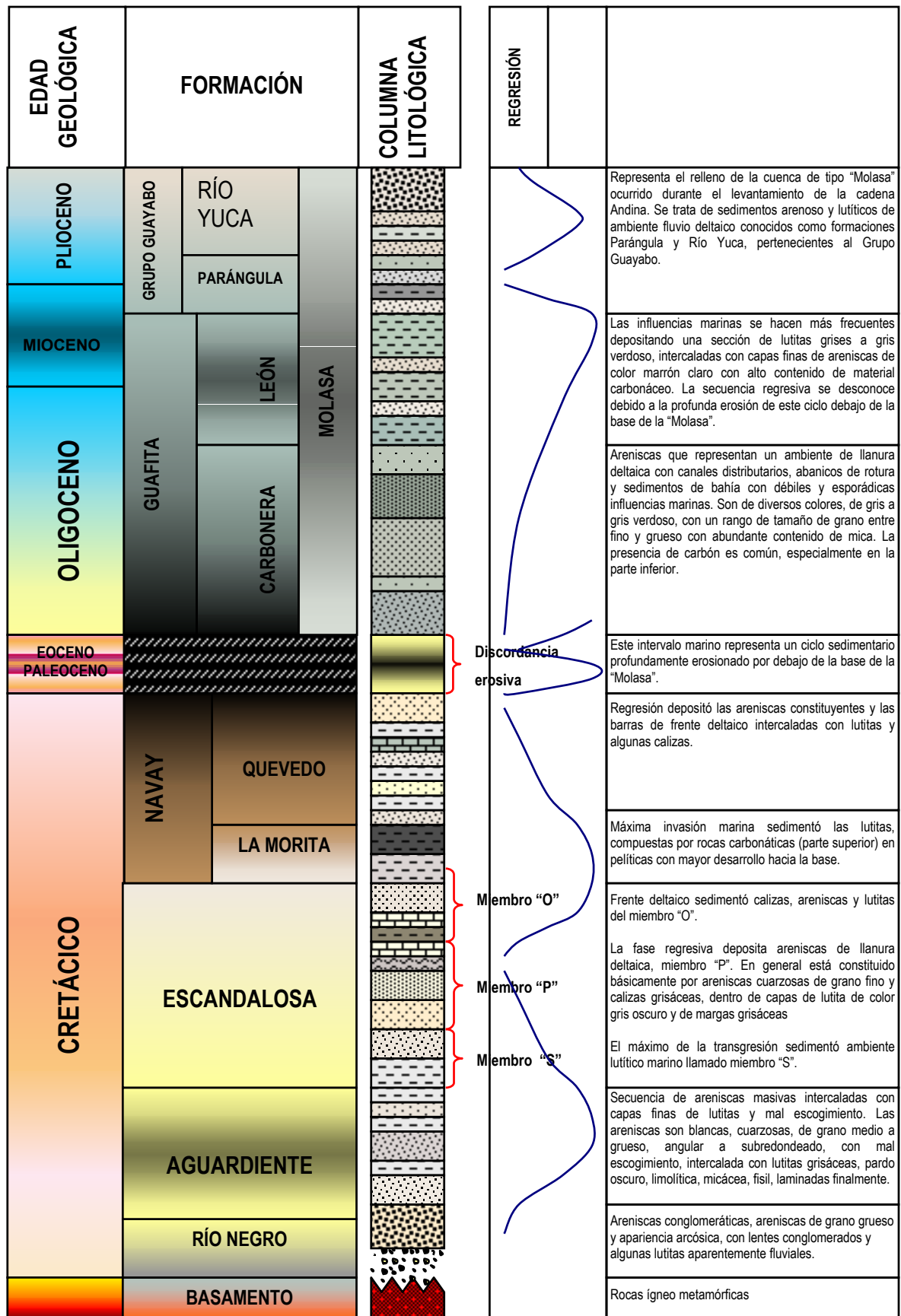


FIGURA 3.3. Columna estratigráfica de los Campos Guafita y la Victoria.

Campo Guafita

El Campo Guafita está situado a unos 40Km al Sureste de la población de Guasdalito y a 40Km al Este del Campo La Victoria. Este fue asignado a CORPOVEN en febrero de 1.986, con una superficie de explotación de 244Km² situados en el Municipio El Amparo del Distrito Páez, Edo. Apure ⁽⁴⁾.

Los elementos estructurales más importantes en Guafita son: Un anticlinal orientado en dirección Noreste hacia el Suroeste, una zona de fallas transcurrentes paralela al eje del anticlinal, con un desplazamiento que alcanza 500pies (152m) y un cierre estructural contra esta zona de fallas en la parte sur del campo. Estos elementos se extienden hasta el Campo La Yuca en los llanos colombianos, dando origen a dos acumulaciones separadas por la falla Guafita-Caño Limón, las cuales se han identificado como bloque Norte (figura 3.4)y Sur (figura 3.5)⁽⁴⁾.

El pozo descubridor Guafita-1X (GF-1X) fue perforado en el sector del Norte del campo, probando petróleo en 3 intervalos pertenecientes a un paquete de areniscas que marca la transgresión del Oligoceno sobre el tope erosionado del Cretácico.

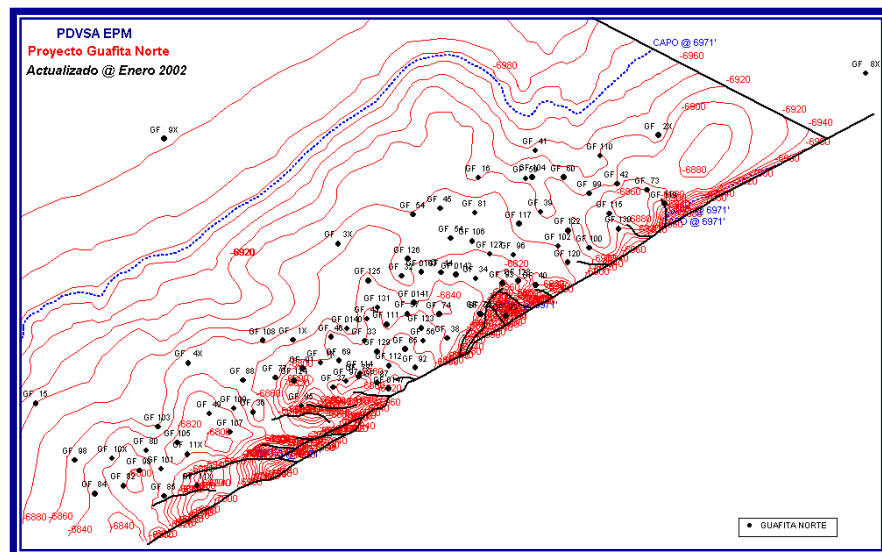


FIGURA 3.4. Mapa base del Campo Guafita Norte, actualizado para enero de 2.002.

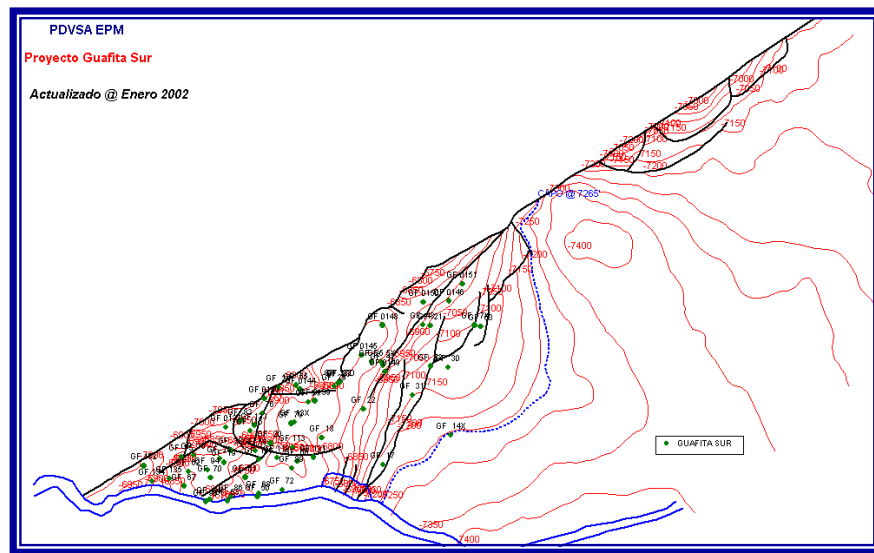


FIGURA 3.5. Mapa base del Campo Guafita Norte Sur, actualizado para enero de 2002.

Posteriormente, la perforación de 7 pozos adicionales de los cuales 5 resultaron productores, permitió delimitar la acumulación petrolífera. Estos pozos evidenciaron que las arenas basales oligocenas están divididas en 2 paquetes por un intervalo de lutitas de los cuales solamente el inferior resultó petrolífero. En el sector Sur de la falla, el pozo descubridor Guafita-5X (GF-5X) demostró que allí también el paquete superior es petrolífero y con la perforación de 3 pozos adicionales (dos resultaron productores) delimitó esta acumulación. Algunos de los pozos perforados probaron acumulaciones menores en las areniscas cretáceas⁽¹⁾. La sección penetrada por estos pozos en el área de Guafita es esencialmente la misma y puede dividirse en 9 paquetes.

La sección superior, hasta aproximadamente 2.300pies corresponde a un paquete interpretado como la parte superior del Grupo Guayabo. Típicamente es una sección de arenas masivas con intercalaciones finas de arcilla caracterizadas por la presencia de *flanita*, indicando que la fuente de clástico proviene de la erosión de las rocas cretáceas expuestas a raíz del levantamiento de los Andes. Los granos cuarzo varían de colores entre translúcido-blanco a amarillo, con tamaño de fino a grueso, forma angular a subangular, mal escogimiento y con abundante mica y pirita. Las arcillas son de colores rojo ladrillo, blanco-amarillento, marrón, blanda y ocasionalmente firme⁽³⁾.

La sección entre 2.300 y 5.700pies corresponde a un paquete de arcillas multicolores intercaladas con capas relativamente fina de areniscas. Estas arcillas son de colores rojizos, amarillentos y ocre, blandas y ocasionalmente un poco calcáreas, mientras que las arenas son un poco más conglomeráticas con granos más redondeados. En la parte superior se encuentran granos de rocas metamórficas en abundancia provenientes de gneises y esquistos micáceos. En la parte inferior de esta sección el espesor de las areniscas aumenta y se nota la presencia de limolitas multicolor⁽³⁾.

Aproximadamente a los 5.700pies se nota un cambio de las arcillas a lutitas, comenzando en este punto la Formación León. La base de esta sección se identifica con la aparición de arenas masivas de la Formación Carbonera, la cual se encuentra aproximadamente a 7.200pies. La formación León se puede dividir como sigue: Entre los 5.700 y 6.550pies se compone de un intercambio entre arenas y lutitas, interpretándose como una facie regresiva, fluvio deltaico marino marginal, suprayacente a la parte inferior de aproximadamente 600pies de espesor de lutitas de aspecto marino intercalada con capas finas de areniscas⁽³⁾. La parte inferior hay aumento en la cantidad de lutitas con características similares a la anterior, siendo estas más masivas homogénicas y más duras.

El contacto entre la Formación León y Carbonera se identifica por las lutitas antes mencionadas y las arenas masivas que conforman el área basal del Terciario, restringiéndose esta última formación a estas arenas⁽³⁾. Esta sección se encuentra dividida por un espesor de lutita de aproximadamente 20pies, en donde, la parte superior son las arenas mojadas con agua y la inferior contiene el petróleo, siendo esta la única diferencia entre éstas. Ambas arenas son de color marrón claro blancuzco, con granos finos a medios y con muy poca arcilla, buen escogimiento y con subredondeados. La lutita que separa estas dos capas es de color gris verdoso, carbonácea con buena fisilidad y se considera como un sello. Dentro de la zona de Guafita se considera que esta formación se formó en un ambiente marino.

El comienzo del ciclo cretácico se evidencia con un cambio en la litología, especialmente por la presencia de calizas y de glauconita. La Formación Navay (La formación Burguita se encuentra erosionada) es la que da inicio a este ciclo con las arenas masivas con glauconita a una profundidad de aproximadamente 7.428pies. Esta formación se encuentra dividida en dos miembros, Quevedo y

la Morita. El Miembro Quevedo está representado por una intercalación de capas finas de areniscas, de color blanco, limpias, de grano fino, subredondeadas con abundante glauconita, calizas glauconíticas y lutitas. Por su parte el Miembro La Morita representa una sección lutítica de aproximadamente 100pies de espesor en el área de Guafita con características litológicas parecidas a la del miembro superior.

La Formación Escandalosa caracterizada por el Miembro Guayacán, representa la sedimentación más marina en el Cretáceo del área Guafita. Las calizas son muy parecidas a las del Miembro Quevedo pero más gruesas y mejor desarrolladas⁽³⁾.

Los 700pies siguientes están representados por la Formación Aguardiente, en el cual se tienen arenas masivas, limpias, de grano medio a grueso, angulares a subangulares, moderadamente escogidos, intercaladas por capas finas de lutitas de color marrón a gris-marrón, carbonáceas, limosas y no calcáreas, indicando la parte inferior del Cretáceo. La Formación Río Negro no se identifica dentro del área de Guafita ⁽³⁾.

Por último las rocas Pre-Cretáceo representa una serie de capas rojas de arcillas, arcillitas, limolitas y areniscas de colores rojo ladrillo, verdosas, moderadamente duras, que debido a su posición estratigráfica y litología se correlaciona con la Formación la Quinta.

En resumen la acumulación probada de las areniscas del Oligoceno corresponde a rocas pertenecientes a la Formación Guafita (base de la Formación Carbonera), la cual está subdividida en dos intervalos arenosos de origen fluvial, separados por una lutita, cuyo nombre informal es Lutita Guafita. Los yacimientos del área están asociados a un empuje hidráulico activo al nivel de la Arena G-10, y a un proceso de producción artificial por bombeo electrosumergible (BES) en todas las arenas.

En cuanto a la actualidad del campo, se tiene que para febrero de 2.002 se han perforado 152 pozos convencionales (verticales y desviados), con 127 pozos activos en el bloque Norte y el Sur. Para inicios de 1.999 se dio inicio al desarrollo de un plan de perforación de pozos horizontales completándose hasta el presente 8 pozos en el Campo Guafita.

Entre 1.993 y comienzos de 1.995 ocurre una etapa de transición en la cual se estudia la necesidad de implementar el empaque con grava como método de control de arena y se cambia el uso del gel como fluido de transporte a agua con KCL, este periodo concluye con el empaque del pozo GF-60. A partir de enero de 1.995, comienza masivamente a realizar empaque con grava en todos los pozos de RA/RC y completación original.

Para el año 1.995, cuando se da inicio de manera masiva a completar con empaque, por razones de producción de arena, originando desgaste de los equipos de producción, taponamiento en el interior del intervalo productor y atascamiento en los equipos BES.

Para febrero de 2.002 el último pozo al cual se le realizó empaque fue al GF-149, para mediados de 1.998 se puede diferenciar otra etapa con la completación sin empaque del pozo GF-83, el cual fue completado con una bomba de alto caudal produciendo los fluidos junto con la arena de formación, debido al éxito obtenido en este pozo se decide completar los pozos RA/RC sin la presencia de empaque y el uso de bombas de alto caudal.

Los empaques con grava lograron controlar la producción de arena, permitiendo a los equipos de producción operar un mayor tiempo. Operacionalmente la falla que ocurre con más frecuencia, es la inyección de grava a los orificios perforados, forzando parte de la grava a los intervalos y en ocasiones solamente se logra empacar el anular.

Campo La Victoria

Este campo se encuentra ubicado a 60Km al Suroeste de Guasdualito, Municipio Urdaneta y San Camilio del Distrito Páez, Edo. Apure. Situado en el extremo Sur occidental de Venezuela, este campo fue descubierto en 1.984 luego de la perforación del pozo LVT-1X, enmarcado en general por los ríos Uribante-Apure al Norte y Arauca al Sur, teniendo una superficie de aproximadamente 200Km² (ver figura 3.8).

El pozo descubridor probó petróleo de 30°API en las areniscas basales del Oligoceno, equivalentes a los horizontes productores del Campo Guafita. Por interpretaciones sísmicas posteriores se determinó que este pozo había caído en el flanco Sur de la estructura ⁽¹⁾.

La estructura de La Victoria se presenta como dos anticlinales fallados adyacentes, con orientación Noreste. Ambos anticlinales están limitados al Este por fallas inversas, paralelas al eje del anticlinal. El Campo la Victoria se encuentra ubicado en el anticlinal más al Norte, cuyo domo de forma alargada tiene dirección N 25° E y cierra contra dicha falla. Esta falla tiene un salto de 400pies (122m), lo que facilita la acumulación de 5.000acres aproximadamente, y un espesor promedio de arena neta petrolífera de 60pies (18m)⁽⁴⁾.

El occidental tiene una orientación Norte Sur y es el que ha demostrado acumulaciones petrolíferas, comprendiendo 8 niveles productores, tres de ellos de edad Cretáceo. Estos yacimientos cretáceos son QUEV-1 (Formación Navay, Miembro Quevedo), ESC-S2 y ESC-M1 (Formación Escandalosa), los cuales son los más importantes y presentan contacto agua-petróleo (CAP) que en general cierra contra la falla inversa, límite Este de las acumulaciones petrolíferas.

La secuencia estratigráfica del Campo La Victoria consiste de aproximadamente 13.000pies (4.940m) de sedimentos, principalmente arenas continentales terciarias y rocas arcillosas que se superponen a una secuencia cretácica temprana de lutitas, arenas calcáreas y calizas⁽⁴⁾.

En este campo la sección petrolífera es básicamente cretácica perteneciente a la Formación Escandalosa y al Miembro Quevedo de la Formación Navay, con un espesor promedio de 60pies (18m) y una delgada sección arenosa de edad Oligoceno (Guafita), con un espesor promedio de 12pies (4m)⁽⁴⁾.

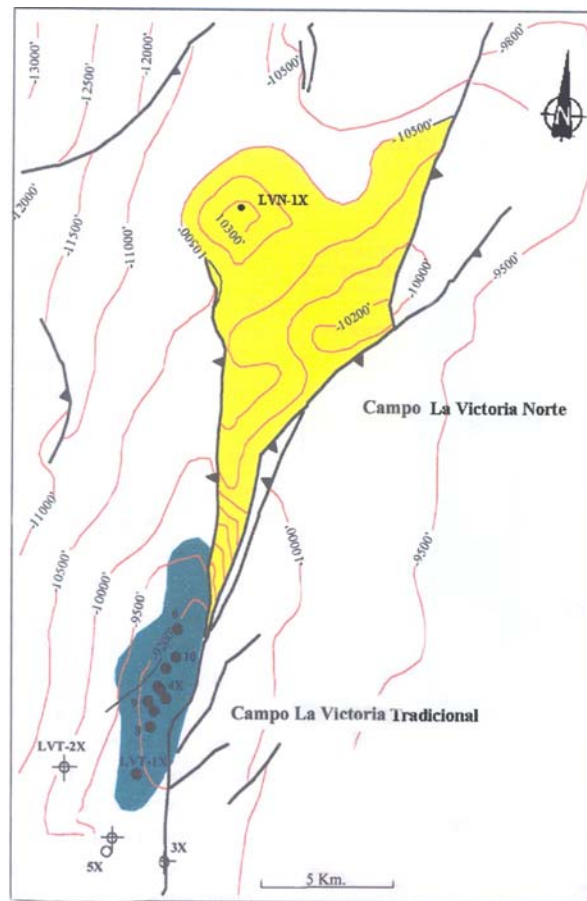


FIGURA 3.6. Mapa estructural del Campo la Victoria Tradicional y Norte.

En la parte superior de la columna estratigráfica se encuentra las rocas más jóvenes del área, identificadas como Grupo Guayabo, las cuales constituyen la sedimentación molásica depositada en un ambiente continental. Este grupo se encuentra suprayacente en contacto discordante con la formaciones Guafita. El ambiente de sedimentación de esta formación se caracteriza por un complejo de canales distributarios activos y abandonados, abanicos de rotura, bahías y llanuras interdistributarias, canales de marea y marisma (pantanosos-costero), propios de un sistema deltaico constructivo de llanura baja propia degradante, basado en la presencia de fauna diversificada, restos de plantas, icnofauna y por la abundancia de flora. Los miembros son transgresivos, siendo el inferior más litoral y el superior más marino.

En la Formación Navay, el Miembro La Morita representa la superficie de máxima transgresión de los mares cretácicos en el área y constituye el sello regional por excelencia para el entrapamiento

de los hidrocarburos del Cretáceo. En igual forma, se encuentra la Formación Escandalosa, la cual constituye el principal yacimiento del Cretáceo. La Formación Aguardiente descansa directamente sobre rocas pre-cretácicas⁽⁴⁾.

Basándose en la información de registro tomados de los pozos exploratorios de esta área la descripción de las unidades productoras es la siguiente⁽⁴⁾:

Escandalosa Medio: Esta es la arena productora más profunda del campo, la cual presenta un CAPO @ 9.272pies (3.523m) bajo el nivel del mar, una porosidad de 26 por ciento y un 89 por ciento de saturación de petróleo (S_o), con una permeabilidad absoluta (K) de 2.900md. Para esta arena se estimo que sus reservas recuperables están alrededor de los 56MMBN de crudo liviano de 32°API.

Escandalosa Superior: Suprayacente a la arena anterior, semi-consolidada, algo calcárea, con un espesor promedio de 13pies (4m), porosidad promedio de 29 por ciento, saturación de petróleo de 65 por ciento y con una permeabilidad absoluta de 600md. Sus reservas recuperables fueron estimadas en 19MMBN de crudo liviano de 36°API.

Quevedo Inferior: Es una arena ligeramente calcárea, con porosidad de 23 por ciento, espesor promedio de 28pies (8m) y permeabilidad absoluta de 210md. Sus reservas recuperables se han estimado en 18MMBN de crudo liviano de 30.4°API.

Quevedo Superior: Este intervalo tiene un espesor de arena promedio de 20pies (6m) y una porosidad de 18 por ciento. Sus reservas recuperables fueron estimadas en 9.5MMBN de crudo liviano de 31°API.

Guafita: Esta última arena se encuentra en la base de la Formación Carbonera (Guafita), la cual se le determinó su producción comercial con el pozo LVT-1X en una arena delgada con porosidad promedio de 17 por ciento y espesor neto petrolífero de 13pies (4m) Es la arena menos permeable del campo, con valores menores a los 200md y posee reservas recuperables de 7MMBN de crudo de 28°API.

A 12Km del Campo la Victoria tradicional se encuentra el Campo la Victoria Norte cubriendo un área aproximada de 63Km², limitado al Sur por el Campo La Victoria tradicional. La estratigrafía del campo Norte es similar a la descrita para el campo tradicional.

Mediante la interpretación sísmica estructural se determinó que el Campo La Victoria Norte es como una continuación del alto de La Victoria hacia el Norte, conformado por una bloque asociado a fallas inversas producto de la intersección y bifurcación de las mismas hacia el Norte. Este sistema de fallas inicialmente normal durante el Cretácico, fue reactivado e invertido como un producto de la compresión que afectó la región durante el Terciario Medio y aún continua en el presente ⁽⁴⁾.

De manera general en la UEY de Apure se tienen las siguientes características:

- ✓ El petróleo original en sitio (POES) está estimado en 1861MMBNP.
- ✓ Reservas remanentes de 791MMBNP.
- ✓ Un factor de recobro (Fr) del 71 por ciento
- ✓ En total hay 192 pozos (153 pozos activos) entre ambos campos. En el Campo Guafita se tienen 152 pozos (127 activos) y en el Campo La Victoria 40 pozos (26 activos) en total.
- ✓ La Gravedad API promedio del crudo es de 29°.
- ✓ Permeabilidades que varían entre 1.090 a 2.400md.
- ✓ Porosidades variando entre el 10 y 25 por ciento.
- ✓ Presión de yacimiento alrededor de los 3.090lpc.
- ✓ Tasas de producción de petróleo entre 50 y 600BND.
- ✓ Cortes de agua entre 60 y 98 por ciento.

MARCO TEÓRICO

Para la realización de este trabajo especial de grado se desarrolló una investigación de todos los conceptos y procesos que intervienen en los objetivos planteados, esto con el fin de tener una mejor comprensión de los mismos y llevar a cabo un desarrollo exitoso del mismo, el mismo se enfoca en los métodos de producción, problemas de producción de pozos, trabajos de pozos descripción de los registros petrofísicos empleados en la UY de Apure.

Un **Yacimiento** puede definirse como un medio físico del subsuelo capaz de contener fluidos y que por su condición física presenta propiedades, tales como: porosidad y permeabilidad. Posee dimensiones (área y espesor) que permiten ubicarlos y cuantificarlos y posee energía que permite extraer los fluidos. Los fluidos contenidos, hidrocarburos y agua, tienen sus propias características que permiten diferenciarlos unos de otros.

Para poder extraer los hidrocarburos del yacimiento es necesario realizar algún tipo de conexión entre éste y la superficie, esto se logra mediante la perforación de pozos. La **Perforación de un pozo** consiste en penetrar varias capas o formaciones de la corteza terrestre utilizando herramientas adecuadas a medida que se profundiza en el subsuelo, cada hoyo abierto se protege introduciendo y cementando las tuberías de revestimiento adecuadas. Actualmente, las técnicas modernas de perforación permiten explorar los estratos geológicos a varios kilómetros o miles de pies si estos ya han sido comprobados. En Venezuela y en el mundo se han utilizado los dos sistemas de perforación más comunes: el sistema de perforación a percusión y el sistema de perforación rotativo.

El **Sistema de Percusión**, profundiza el hoyo fracturando las formaciones mediante el golpeteo de una herramienta de perforación conectada a barras suspendidas de un cable de acero. Las barras proporcionan el peso necesario para que sea más fuerte el impacto, como el hoyo se mantiene seco para extraer el ripio se retira la herramienta y luego de agregar agua para constituir una mezcla acuosa, se introduce un achicador con una válvula de fondo para limpiar el hoyo y se continúa el proceso. Ya este proceso es de interés histórico, porque fue sustituido por los equipos rotativos.

En la **Perforación Rotatoria**, el hoyo se va profundizando mediante la rotación continua de la herramienta de perforación (Mecha o barrena) acoplada a una tubería de acero que se va uniendo a medida que avanza el proceso, impulsadas éstas por una mesa rotatoria. El ripio de la formación que va produciendo la herramienta de perforación en el fondo del hoyo se extrae simultáneamente, mediante el bombeo del lodo de perforación que se inyecta en la superficie regresando a ésta por el anular formado entre el hoyo abierto y la tubería de revestimiento. La ventaja de este sistema es que no hay que detener la perforación para el acondicionamiento del hoyo, además de ser equipos automatizados. Todo depende de una estructura metálica en la cual se concentra el trabajo, que no es más que el taladro.

A principio de la década de los ochenta aparece un nuevo equipo que facilita la perforación y sustituirá eventualmente la perforación con rotaria, el nombre de este equipo es *Top Drive*, su función es similar a la de la mesa rotaria, solo que se puede mover verticalmente a medida que se perfora, generando ciertos beneficios en la operación. La mayor parte de los taladros y gabarras de PDVSA fueron adquiridas hace 25 años, para ese entonces la perforación con Top Drive no era conocida y estaba en una fase experimental.

Para el año 1.960 aproximadamente, salió al mercado una tecnología llamada **Tubería Continua o "Coiled Tubing" (CT)**, desde entonces se han realizado muchas mejoras. En los últimos 15 años se han perfeccionado el uso del CT para trabajar en los pozos sin necesidad de colocar un taladro de reparación ni sacar la tubería de producción. La unidad básica de CT está acondicionada de equipos de funcionamiento hidráulico que fácilmente pueden ser montados sobre un vehículo de carga para trabajar en tierra o en una gabarra. El CT es un tubo de acero dúctil con un punto de cedencia por el orden del los 70.000lpc, el cual es fabricado, como su nombre lo dice, de forma continua, en diámetros externos desde $\frac{3}{4}$ pulg hasta 3- $\frac{1}{2}$ pulg o más, y pueden ser fabricados de diferentes formas espesores de pared y hasta longitudes de hasta 20.000pies (dependiendo del diámetro del CT)⁽⁶⁾.

El *Lodo de Perforación* es un fluido de características físicas y químicas apropiadas, que puede ser espuma, aire o gas, agua o petróleo y combinaciones de agua y aceite con diferentes contenidos de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además, estable a las altas temperaturas. Debe mantener las propiedades

según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias. El lodo tiene un propósito fundamental, que es hacer rápida y segura la perforación, cumpliendo las siguientes funciones⁽⁷⁾:

- ✓ Remover y transportar los ripios del fondo del hoyo hacia la superficie,
- ✓ Enfriar y lubricar la barrena y sarta de perforación,
- ✓ Cubrir la pared del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible e impermeable,
- ✓ Controlar las presiones de las formaciones,
- ✓ Mantener en suspensión, cuando se interrumpe la circulación, el ripio y el material densificante,
- ✓ Soportar, por flotación, parte del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento, durante su inserción en el hoyo,
- ✓ Facilitar la máxima obtención de información deseada acerca de las formaciones perforadas, y
- ✓ Transmitir potencia hidráulica a la mecha, entre otras.

Los tópicos a tratar dentro de esta revisión bibliográfica, están relacionados a las actividades y operaciones encontradas en la UEY de Apure, siendo los siguientes:

- ✓ Métodos de Producción.
- ✓ Problemas de Producción.
- ✓ Trabajos de Pozos.
- ✓ Descripción de los Registros Petrofísicos.
- ✓ Unidad Multipropósito.

Por último se presenta toda la descripción del área en estudio, con algunas características promedio de ambos campos.

MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

Dentro de todo campo de hidrocarburos se hace necesario utilizar ciertos métodos de producción para aumentar la vida de los yacimientos, optimizando y aprovechando la energía que esté almacenada dentro de estos. Además, con estos métodos de producción se busca tener la tasa óptima de producción que permita la rentabilidad del pozo a un bajo costo operacional. Los métodos de producción utilizados en la industria son los siguientes:

Flujo Natural⁽⁷⁾

Cuando el yacimiento posee la suficiente energía (presión) como para levantar la columna de fluido desde la zona cañoneada hasta la superficie del pozo sin necesidad de usar ningún equipo adicional de levantamiento artificial, se dice que el pozo produce por flujo natural. Esta energía se puede manifestar de diferentes maneras dentro del yacimiento, las cuales pueden ser:

- **Compresibilidad de la roca y los fluidos:** La roca al igual que los fluidos contenidos en ella, se encuentra sometida a una gran presión externa, la cual empieza a disminuir al momento que empieza la producción de los fluidos. Cuando la presión interna del fluido contenido en los poros de una roca de yacimiento, sometida a una constante presión externa (sobrecarga de los sedimentos), se reduce, el volumen total de la roca disminuye mientras que el volumen del material sólido de la roca (granos) aumenta. Esta expansión ocasiona una ligera disminución en la porosidad de la roca provocando la expulsión del fluido contenido en ella. Este es un mecanismo importante en la producción de yacimientos subsaturados sin empuje de una fuente externa como lo puede ser un acuífero.
- **Empuje por acuífero** (figura 3.7): Algunos yacimientos se encuentran limitados parcial o totalmente por rocas saturadas con agua denominadas acuíferos. Los acuíferos pueden ser de dimensiones muy grandes en comparación con el yacimiento de hidrocarburo, caso en el cual se consideran de extensión infinita, bajo el punto de vista práctico. También pueden ser de pequeñas dimensiones, en donde su efecto sobre el comportamiento del yacimiento puede descartarse. Estos acuíferos pueden estar totalmente limitados por una roca impermeable, de manera que el acuífero y el yacimiento forman juntos una unidad volumétrica o cerrada.

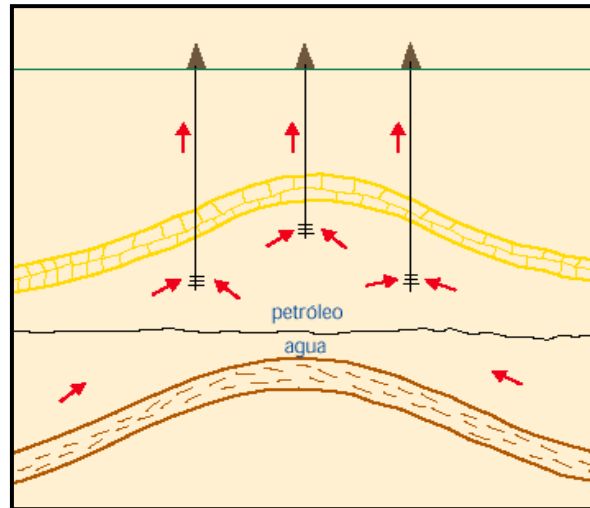


FIGURA 3.7. Método de producción por empuje hidráulico.

El acuífero puede aflorar en uno o más lugares donde puede reabastecerse de aguas superficiales, tal es el caso de los acuíferos de la Cuenca Barinas-Apure. Por último pueden existir acuíferos prácticamente horizontales con el yacimiento adyacente, o, inclusive en el caso del borde de cuencas estructurales, puede encontrarse por encima del yacimiento y suministrar un tipo de flujo artesiano de agua al yacimiento.

Una caída de presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para contrarrestar o retardar la declinación en la presión, suministrando una invasión o intrusión de agua que puede ocurrir debido

a:

- a) Expansión de agua.
- b) Expansiones de otras acumulaciones de hidrocarburos conocidas o ignoradas en el acuífero.
- c) Compresibilidad de la roca del acuífero.
- d) Flujo artesiano, donde el acuífero se eleva por encima del yacimiento, aflore o no, y bien si el afloramiento es reabastecido por aguas superficiales o no.

Analíticamente el acuífero puede considerarse una unidad independiente que suministra agua al yacimiento debido a las variaciones con tiempo de la presión en el límite entre éste y el yacimiento, es decir, la presión promedio en el contacto agua-petróleo (CAP) o agua-gas (CAG). La presión en el límite, por lo general, es más alta que la presión promedio del yacimiento, sin embargo, algunos

casos no presentan diferencia alguna entre las dos, y la presión promedio del yacimiento se emplea como la presión promedio en el límite.

El empuje hidráulico es un término empleado para designar el mecanismo que incluye el movimiento de agua hacia un yacimiento a medida que se produce gas y/o petróleo. La intrusión de agua en un yacimiento puede provenir de un acuífero lateral o un acuífero de fondo, la última indica que debajo del petróleo se halla una zona acuífera de suficiente espesor que permite el movimiento del agua en forma esencialmente vertical. La fuente de agua más común en un empuje hidráulico es el resultado de la dilatación de la misma y la compresibilidad de la roca en el acuífero.

El agua del acuífero es un fluido que se ha acumulado a presión y es capaz de aportar al yacimiento de hidrocarburos (por expansión), parte de esa energía al reducirse la presión en la interfase agua-petróleo. En otras palabras, al ir avanzando la producción, los hidrocarburos que han sido producidos son reemplazados por el agua que está haciendo aportada por el acuífero teniendo así la menor caída de presión de la energía natural del yacimiento.

Las características importantes de un proceso de producción por empuje hidráulico son:

- ✓ El volumen del yacimiento se reduce constantemente debido a la producción y por ende la intrusión de agua. Dicha intrusión es una fuente de energía adicional a la energía de expansión del líquido por encima del punto de burbujeo y a las energías acumuladas en el gas en solución y gas libre.
- ✓ La presión de fondo está ligada a la razón de intrusión de agua a tasa de vaciamiento del yacimiento. Cuando la tasa de vaciamiento del yacimiento excede en una cantidad mínima la intrusión, se presenta solo una pequeña disminución en la presión. Cuando la tasa de vaciamiento del yacimiento excede considerablemente la intrusión, se acentúa la disminución en la presión, aproximándose a la de yacimientos con empuje por capa de gas o con empuje por gas en solución, según el caso.

- ✓ Para empujes hidráulicos laterales, la migración regional se acentúa en dirección de las partes más altas de la estructura.
- ✓ A medida que la intrusión de agua continúa en los empujes hidráulicos laterales y de fondo, aumenta el volumen de agua producida y eventualmente todos los pozos producirán agua (Efecto de conificación)

Cabe mencionar que adicional a estos mecanismos de producción primarios se encuentran los que emplean el gas como ayuda en la producción, estos son: empuje por gas en solución, Segregación Gravitacional y empuje por capa de gas, que debido a su poca contribución en la producción de la UEY de Apure no serán explicados.

Levantamiento Artificial

Hay campos donde la implementación del levantamiento artificial es necesario para lograr una rentabilidad en su producción, la implementación de estos métodos puede ser debido al agotamiento de los yacimientos, búsqueda de una mayor duración de la energía de los yacimientos o para incrementar la producción de los pozos, entre otros. Para los Campos Guafita y La Victoria el método de levantamiento artificial predominante es el bombeo electrosumergible, por lo cual solo se hará mención de este método.

Bombeo Electrosumergible (BES)⁽⁸⁾

El bombeo electrosumergible, mejor conocido como bombeo electrocentrífugo, es un sistema de levantamiento artificial efectivo aplicado a la producción de grandes volúmenes de fluidos a la superficie. Está constituido básicamente por bombas centrífugas de múltiples etapas. El eje de la bomba se encuentra conectado a un motor eléctrico sumergible a través de una unidad protectora. Los componentes de una BES se dividen en dos partes (figura 3.8): Equipos de subsuelo y de superficie.

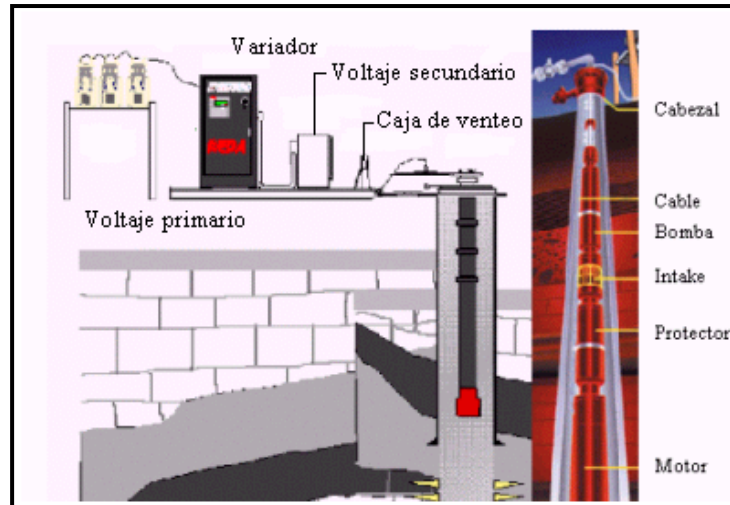


FIGURA 3.8. Equipos de subsuelo y de superficie del sistema BES.

EQUIPOS DE SUBSUELO

- **Sensor de Presión:** Se coloca acoplado a la parte final del motor y está constituido por circuitos que permiten enviar señales, a través del cable del motor, a un instrumento instalado en el panel de superficie que las convierte en señales de presión de fondo a la profundidad de operación de la bomba. El sensor (figura 3.9) de presión constituye un equipo complementario del sistema y externamente se visualiza como en la.



FIGURA. 3.9. Vista exterior del sensor de presión y del panel de superficie.

- **El Motor:** Funciona con corriente trifásica, es de inducción, dipolar y tipo jaula de ardilla, presenta además dos piezas básicas: el rotor y el estator, aunque en la figura 3.10 pueden observarse otras partes del mismo. Es la fuerza accionadora que hace girar la bomba. Los motores eléctricos utilizados en BES son bipolares, de tres fases, del tipo jaula de ardilla. Estos motores trabajan a una velocidad relativamente constante de 3.500rpm en 60 ciclos y 2.915rpm

en 50 ciclos. Estos se encuentran llenos de aceite mineral altamente refinado permitiendo la lubricación dieléctrica de fuerza para los soportes y buena continuidad térmica. El asiento de presión del motor lleva la carga de los empujes del motor.

Un estator está hecho de laminaciones de hierro con una vuelta de cobre para cada fase, de forma que cuando la corriente está circulando dentro de una de ellas, se está induciendo un campo magnético de dos polos (Norte y Sur) cuya fuerza depende de la intensidad de la corriente. Por su parte, el rotor está compuesto por barras de cobre que al ser colocado dentro del campo magnético inducido en el estator a la vez que se hace fluir corriente a través de él, gira dando entonces movimiento continuo al motor.

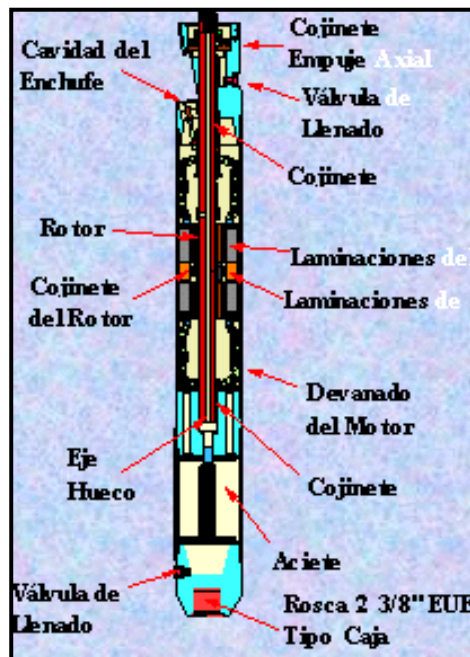


FIGURA 3.10.- Partes internas de un motor electrosomergible.

Básicamente lo que está sucediendo es que el estator toma corriente de la superficie e induce un campo magnético por cada fase, capaz de provocar el flujo de corriente dentro del rotor y generar así un campo magnético secundario alrededor de éste, por lo que se establecen entonces fuerzas atractivas y repulsivas entre los polos magnéticos de ambos componentes. Como el campo magnético del estator se mueve, el rotor girará intentando seguirlo lo que provoca el movimiento del motor.

Los motores son llenados con aceite mineral o sintético para lubricar los cojinetes y proveer tanto resistencia eléctrica como conductividad térmica que disipe el calor hacia la carcasa, desde donde es transferido al fluido que pasa por la superficie externa del mismo.

- El Protector: Se encuentra ubicado entre el motor y la bomba para evitar el ingreso de los fluidos producidos al motor mediante el equilibrio de las presiones internas y externas, absorber las cargas axiales de la bomba de forma que no se reflejen en el motor y permitir tanto las expansiones como las compresiones del aceite del motor debido a las variaciones de temperatura.

Los protectores pueden ser de tres tipos básicos: laberíntico, bolsa y modulares, estos últimos son combinaciones de los dos primeros y en la figura 3.11 se presentan algunas de ellas.

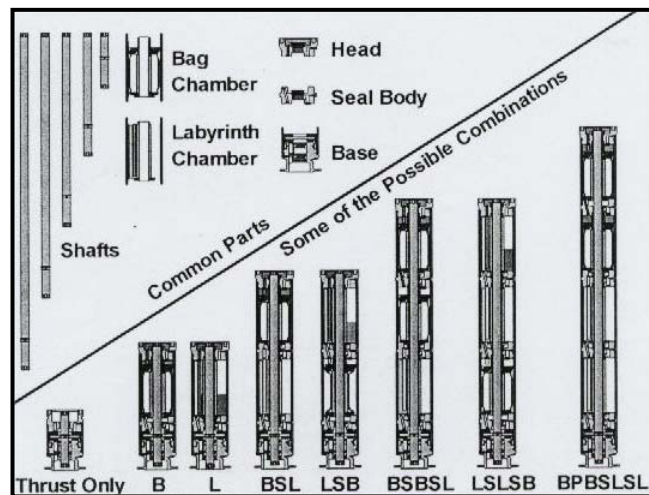


FIGURA. 3.11. Tipos de protectores modulares y sus componentes principales.

La denominación de cada protector modular se realiza de tope a base e indica el tipo de cámara utilizada y la manera en que se encuentran conectadas, así las letras siguientes adquieren los significados indicados:

- ✓ L: cámara tipo laberinto
- ✓ B: cámara tipo bolsa
- ✓ P: conexión de las cámaras en paralelo
- ✓ S: conexión de las cámaras en serie.

Las cámaras laberínticas operan bajo el principio de tubo en U y utiliza la diferencia de gravedades específicas entre el fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados de forma que el primero se mantenga en el fondo de la cámara, de lo contrario se estaría introduciendo un agente contaminante al motor, la figura 3.12 ilustra lo explicado. En este sentido, los protectores tipo laberinto no deben ser usados cuando el fluido del pozo es más liviano que el aceite del motor ni en pozos horizontales o altamente desviados.

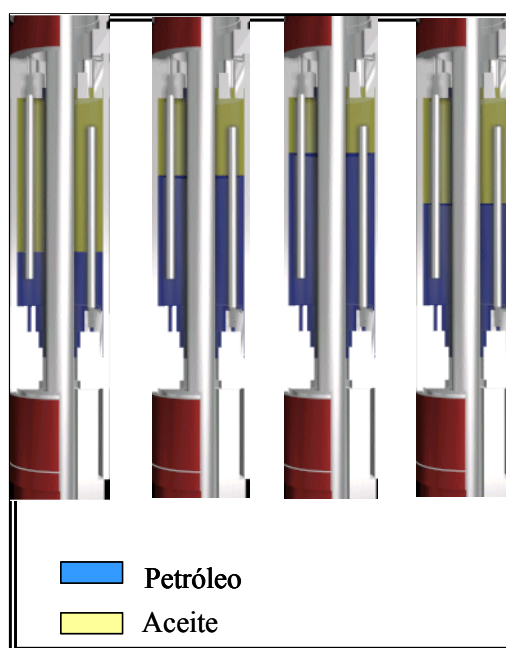


FIGURA 3.12. Funcionamiento de una cámara laberíntica.

Por su parte la cámara tipo bolsa mantienen separados físicamente los dos fluidos utilizando un elastómero en cuyo interior se almacena el aceite limpio del motor y en la parte externa se ubican los fluidos del pozo, tal y como se observa en la figura 3.13. Como los elastómeros son materiales que se degradan frente algunas sustancias químicas o gases como el H_2S su uso queda restringido en aquellas aplicaciones donde el petróleo producido contenga alguna sustancia nociva o se requiera inyectar continuamente algún tipo de químico.

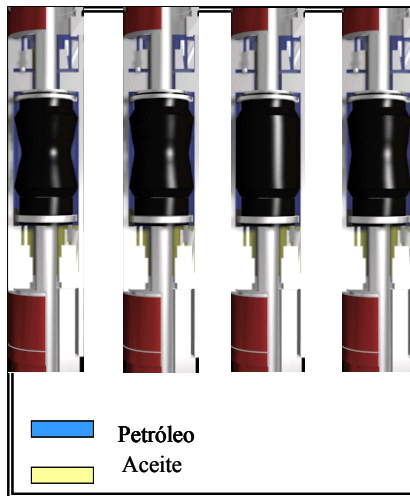


FIGURA. 3.13.- Funcionamiento de una cámara tipo bolsa.

En cuanto al tipo de conexiones mencionadas, la diferencia entre una y otra es que en las conexiones en serie para que el fluido del pozo entre a la cámara inferior, este debe haber desplazado todo el aceite de la cámara superior y la capacidad volumétrica se mantiene constante, mientras que en las conexiones en paralelo dicha capacidad se duplica.

Sea cual sea la combinación utilizada, todos los protectores están expuestos a cambios de temperatura ante los cuales se produce un ciclo de operación como el que se muestra en la figura 3.14, donde el punto uno representa el servicio de aceite del sistema a temperatura ambiente hasta que el 100 por ciento del protector quede lleno, una vez que este comienza a bajarse dentro del hoyo se va incrementando la temperatura y expandiendo el aceite tanto del motor como del protector hasta alcanzar un equilibrio a la temperatura de fondo correspondiente, por lo que el volumen en exceso es expelido hasta alcanzar el punto dos de la gráfica.

Cuando la bomba es arrancada se incrementa la temperatura del motor por encima de la temperatura de fondo y un efecto idéntico al descrito desde uno hasta dos ocurre para llegar a las condiciones representadas en el punto tres de la misma gráfica.

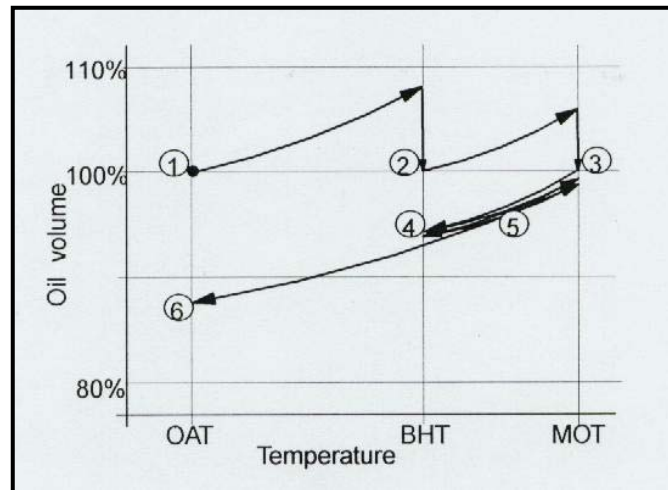


FIGURA 3.14. Ciclo de operación de un protector.

Si en algún momento se requiere apagar la bomba por razones de mantenimiento de los equipos de superficie, fallas en el suministro de energía, etc., la temperatura disminuye a la de fondo, ocasionando la contracción del aceite en una cantidad igual al volumen expandido en el punto anterior y permitiendo la entrada de fluidos del pozo al protector. Una vez que la bomba es arrancada, se incrementa la temperatura y el fluido del pozo es expulsado por la nueva expansión del aceite, el cual no alcanza el 100 por ciento en volumen ocupado debido a pequeñas modificaciones en las temperaturas, todo esto queda representado desde el punto cuatro al punto cinco de la figura anterior.

Finalmente, si se decide sacar el equipo del pozo, el aceite se va enfriando y contrayendo desde la temperatura de operación del motor en cinco hasta la temperatura ambiente en el punto seis.

- Sección de Entrada: Se instala entre el protector y la bomba para permitir el paso de los fluidos del pozo a la misma. Dependiendo de la cantidad de gas libre que se maneje puede utilizarse una entrada estándar o un separador de gas.

Las secciones de entrada estándar son como se muestran en la figura 3.15 y ellas permiten el ingreso directo del fluido a la bomba, sin separar el gas libre existente a esta profundidad aunque un porcentaje de éste sigue por el espacio anular en forma natural, por lo que su uso queda restringido

a pozos de agua o aquellos en los que el porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba sea menor al diez por ciento.



FIGURA 3.15.- Sección de entrada estándar.

Los separadores de gas están diseñados para desviar un porcentaje del gas libre por el anular y evitar que ingrese a la bomba, de esta manera se incrementa la eficiencia de la misma. Existen de dos tipos: Estáticos y Dinámicos. Un separador estático se muestra en la figura 3.16, su funcionamiento se basa en el cambio de la dirección de flujo a la entrada de la bomba de forma que la cantidad de gas arrastrada por el líquido disminuya y siga su camino por el espacio anular, mientras que un porcentaje menor pasa a la bomba junto con los demás fluidos.

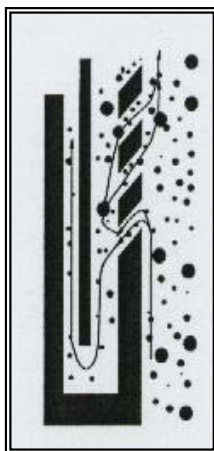


FIGURA 3.16. Funcionamiento de un Separador de gas estático.

Los separadores dinámicos ejercen un trabajo sobre el fluido para incrementar el porcentaje de separación, así cuando los fluidos entran al separador, se incrementa la presión de la mezcla para

que luego por centrifugación logre separarse cada una de las fases, como los líquidos son más pesados estos son expulsados hacia la pared interna de la carcasa mientras el gas por ser más liviano se concentra en el centro, posteriormente los fluidos son redireccionados en la parte superior del separador de forma que el gas pasa al anular y el líquido a la bomba. En la figura 3.17 puede observarse su aspecto interno y externo.



FIGURA 3.17. Corte transversal de un separador de gas dinámico.

En la tabla 3.2 se resume la eficiencia de separación promedio y el porcentaje de gas que pasa a la bomba cuando alguno de los dispositivos descritos es utilizado.

SECCIÓN DE ENTRADA	EFICIENCIA DEL SEPARADOR (%)	GAS DENTRO DE LA BOMBA (%)
Estándar	0 – 20	80 - 100
Separador estático	25 – 50	50 – 75
Separador dinámico	80 – 95	5 – 20

TABLA 3.2.- Eficiencia y porcentaje de gas dentro de la bomba según el tipo de entrada.

- La Bomba: Es centrífuga y de etapas múltiples, cuyo número determina el levantamiento total de fluido generado. Cada una de estas etapas consta de un impulsor rotativo capaz de impartirle energía cinética al fluido que pasa a través de la bomba, y un difusor fijo que cambia esta energía cinética en potencial. En la figura 3.18 puede apreciarse la estructura interna de una bomba así como el corte de un impulsor con su respectivo difusor.
- Flotantes: En las que cada impulsor se mueve libremente hacia arriba o hacia abajo en el eje.

- Tipo Compresión: Cada impulsor se encuentra fijo al eje de forma que no puede moverse sin movimiento del eje. Cuando se instalan bombas de este tipo debe realizarse un procedimiento de calibración conocido en el campo como shimeo.
- Mixta (BFL): Los impulsores superiores son tipo compresión y los inferiores flotantes.
- Cable de Potencia: Se encarga de transmitir la corriente eléctrica desde la superficie hasta motor así como de enviar las señales de presión dadas por el sensor a la superficie.

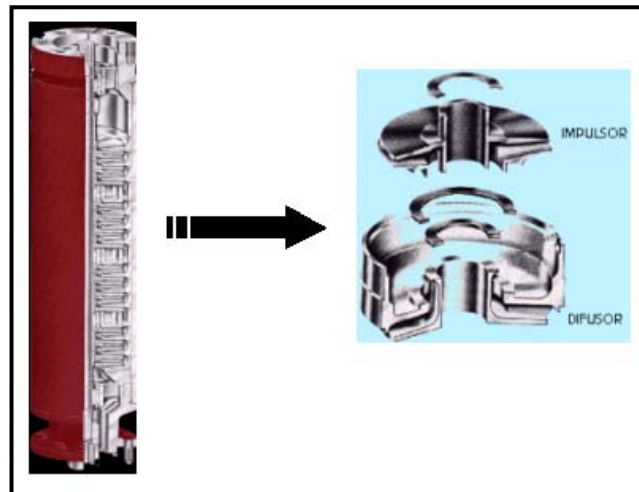


FIGURA 3.18. Detalle del impulsor y difusor de una bomba electrosomergible.

También se disponen de dos configuraciones: Plana o redonda (figura 3.19) y su selección depende básicamente del espacio disponible entre el revestimiento y el diámetro exterior del sistema BES.

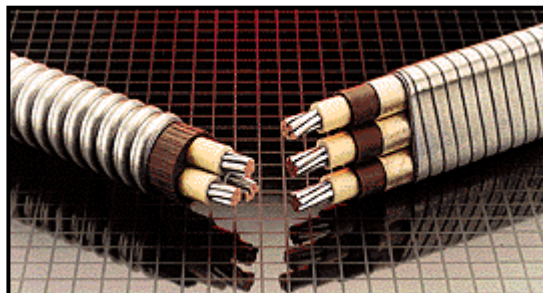


FIGURA 3.19. Cable redondo y plano con sus partes.

La desventaja del cable redondo sobre el plano es que ofrece menor protección mecánica haciéndolo más susceptible a daños durante la instalación, además cuando se hace circular la

corriente cada conductor genera calor y el que se encuentra ubicado en el centro recibe más energía calórica que la generada por sí mismo, mientras que los conductores ubicados a los extremos pueden disipar mayor cantidad de calor hacia el fluido del pozo, esto genera un desbalance del voltaje de las fases en los terminales del motor lo que podría originar un calentamiento adicional en el mismo.

EQUIPOS DE SUPERFICIE

- Transformadores: Se encargan de modificar el voltaje primario de la línea eléctrica al voltaje requerido por el motor. El transformador típico utilizado para el sistema BES requiere convertir la tensión de 240.000 voltios a 480 voltios aproximadamente.
- Tablero de Control: Protege y controla el funcionamiento del ensamblaje de fondo mediante dispositivos que funcionan contra las caídas y subidas de amperaje, además posee un variador que permite suministrar frecuencias y voltajes variables al motor de modo que se puede regular la velocidad de éste, ya que frecuencia y velocidad son directamente proporcionales, además ayuda a la bomba a producir un amplio rango de volúmenes.
- Caja de Empalme o de Venteo: Permite conectar el cable que suministra la energía del equipo de superficie con el cable de conexión al motor y ayuda a liberar hacia la atmósfera cualquier cantidad de gas que fluya a la superficie a través del cable evitando que llegue al tablero de control y se produzca una explosión.
- El Cabezal: Sujeta todo el equipo de fondo acoplado a la tubería de producción, debe estar diseñado para facilitar el paso del cable y sellar alrededor de este.

PROBLEMAS DE PRODUCCION DE LOS POZOS

1. Tasa de producción limitada⁽⁹⁾

Los problemas de bajas tasas de producción en los pozos pueden resultar de varios factores, al nivel de yacimiento o del mismo pozo, alterando el normal desempeño de la producción en el sistema pozo-yacimiento. Estos pueden ser taponamiento de hoyo, daño de la formación, taponamiento de las perforaciones por asfaltenos o parafinas, bloqueos de la adyacencia del pozo por emulsiones o agua, partículas finas, inadecuado sistema de levantamiento, yacimientos de baja permeabilidad, yacimientos de baja presión, alta viscosidad del petróleo, etc.

2. Restricciones de flujo en la vecindad de hoyo⁽¹⁰⁾

Los pozos productores de hidrocarburos que poseen restricciones de flujo tales como comunicación entre revestimientos o empacaduras, taponamiento en las perforaciones o daño en la formación, presentan menores potenciales de producción, los cuales no son representativos de la zona completada. Por lo tanto removiendo total o parcialmente estas restricciones de flujo la producción de hidrocarburos se incrementará.

Los trabajos realizados al pozo para la eliminación del daño son normalmente muy provechosos, por esto un mayor esfuerzo en el monitoreo del pozo debe llevarse a cabo para identificar pozos o yacimientos con daños significativos. Estos daños pueden ser identificados mediante pruebas realizadas a pozos productores, restauraciones de presión y abatimiento de presión, comparaciones con pozos vecinos, y por análisis de curvas de declinación. Los registros eléctricos son de mucha utilidad para determinar cuales son las zonas productoras de un pozo dañado y cual no, aparte de los volúmenes de petróleo extraídos y remanentes de cada una de las zonas completadas. El siguiente procedimiento puede ser utilizado para el monitoreo de los pozos problema:

- ✓ Si la tasa de producción mensual ha declinado más del 10 por ciento de la declinación normal, se debe realizar otra prueba inmediatamente.

- ✓ Comparar con curvas de declinación de pozos adyacentes buscando declinaciones anormales. Si el número de pozos en el área tienen una declinación significativa es posible que se trate de problemas del yacimiento en cuestión.
- ✓ Chequear el hoyo por posibles filtraciones o comunicaciones entre empacaduras y/o revestidores.
- ✓ Chequear cambios diarios en las presiones de respaldo y/o en procedimientos operacionales.
- ✓ Chequear el pozo en busca de problemas mecánicos, especialmente en pozos con levantamiento artificial.
- ✓ Utilizar el uso de registros de producción y/o mediciones de presión para confirmar la existencia de daño. Si el daño es confirmado, tomar la acción correctiva.

3. Taponamiento del hoyo

Las restricciones de flujo por taponamiento del hoyo más comunes se deben a finos de la formación, los cuales pueden provocar una reducción drástica en la producción. Para chequear la fuente de la producción de finos en pozos fluyentes se utiliza una unidad de guaya, siempre y cuando la tubería de producción esté abierta. Donde esté el fino a través de la formación, la unidad de tubería continua (coiled tubing) puede ser usada para limpiarla.

Las escamas inorgánicas en el hoyo del pozo y las perforaciones son un problema común, que fácilmente puede reducir la tasa de producción. El primer paso para la solución del problema es el de determinar el tipo escama. Dependiendo de los resultados, existen varios tratamientos químicos y mecánicos que pueden ser utilizados para limpiar el hoyo y/o las perforaciones.

4. Restricciones en las perforaciones

Bajas tasas de producción pueden ser causadas por taponamiento de las perforaciones o un mal diseño de las perforaciones. En areniscas, normalmente para obtener valores mínimos de daño son requeridas cuatro perforaciones multi-espaciadas de ½ pulgada por pie que penetren la formación más de seis pulgadas.

Las perforaciones taponadas son un problema muy común. Durante la completación de un pozo se debe trabajar con mucha cautela para asegurarse que las perforaciones queden abiertas y sin restricciones. Se debe evitar la pérdida de agua con alto contenido de sólidos hacia las perforaciones, la cual puede taponar los poros de la formación y las perforaciones.

En zonas carbonáticas, un simple trabajo de acidificación limpiaría las perforaciones en la mayoría de los casos. En areniscas, un tratamiento de ácido clorhídrico podría ser benéfico. Sin embargo, el procedimiento más simple para intervalos cortos es el de recañonear. En algunas áreas, puede ser provechoso el lavado de las perforaciones para activar la formación. En pocos casos, podría ser benéfico fracturar la formación, la cual limpiaría las perforaciones y pasaría a través del daño cerca del pozo.

5. Daño de formación

El daño de formación puede ser definido como cualquier reducción en la productividad o inyectividad del pozo debido a taponamiento de las perforaciones, taponamiento de los poros de la formación cercanos al hoyo, o de fracturas en comunicación con el hoyo del pozo. El problema está en determinar el grado del daño en el pozo, la causa del daño, y finalmente, realizar recomendaciones para eliminar o reducir el mismo.

6. Bloqueos por emulsiones o agua

El daño ocasionado por bloqueo por emulsiones o agua pueden ser aliviados con la inyección de surfactantes. Muchos de los bloqueos por agua son auto-correctivos con un periodo de tiempo de semanas o meses. Sin embargo, los bloqueos por emulsiones en areniscas de baja presión y baja permeabilidad pueden ser permanentes.

Para pozos completados en areniscas, un tratamiento de ácido-surfactante (HF-HCl) es conveniente para remover daños por emulsión. Para daños en matrices de carbonatos, la recomendación usual es un tratamiento de acidificación.

El bloqueo por agua tiene un efecto temporal de cambiar la permeabilidad relativa a favor del agua así como la movilidad del fluido. Bajo estas condiciones, la producción de petróleo disminuirá, y el porcentaje de agua aumentará. El bloqueo por agua es generalmente causado al circular o controlar el pozo con agua. El agua invade los espacios porosos incrementando la saturación de agua y la permeabilidad relativa al agua.

Los porcentajes de agua usualmente declinan con el tiempo mientras el pozo es producido y la saturación de agua alrededor del hoyo disminuye. El bloqueo por agua puede ser prevenido por adición de surfactantes al agua utilizada en las operaciones de rehabilitación, controlar el pozo u operaciones de circulación del pozo.

7. Partículas finas

Las partículas finas tienden a moverse con la fase mojante del yacimiento; con una saturación de agua baja (baja permeabilidad relativa al agua) el movimiento del agua es lento (menor que la velocidad crítica) y las partículas transportadas por el agua no formaran taponamiento.

Después de unos tratamientos al pozo, por ejemplo, una acidificación, donde la saturación de agua alrededor del pozo es alta, las partículas finas transportadas por el agua pueden ser un problema si el pozo es limpiado con altas tasas de circulación. Donde es esperado un taponamiento de la formación por partículas finas, aplicar un tratamiento a la matriz tal como acidificación o inyectando un fluido no dañino para mover las partículas lejos del hoyo, será suficiente en la mayoría de los casos.

8. Restricciones de flujo a nivel del pozo

El mal diseño del levantamiento artificial y/o completación genera un aumento de la presión dentro de la tubería de producción, limitando el drenaje de la zona completada y reduce la tasa de producción.

9. Restricciones de flujo a nivel del yacimiento

La historia de presión de un yacimiento debe ser documentada por mediciones periódicas de subsuelo. El próximo paso es considerar el mecanismo de producción predominante en un yacimiento en particular y como este mecanismo está asociado con el problema real o aparente del pozo que está siendo investigado. La figura 3.20 muestra la típica historia de presión-producción primaria para varios mecanismos de producción. Dentro de los yacimientos pertenecientes a la UYE de Apure se tienen las siguientes restricciones a nivel de flujo:

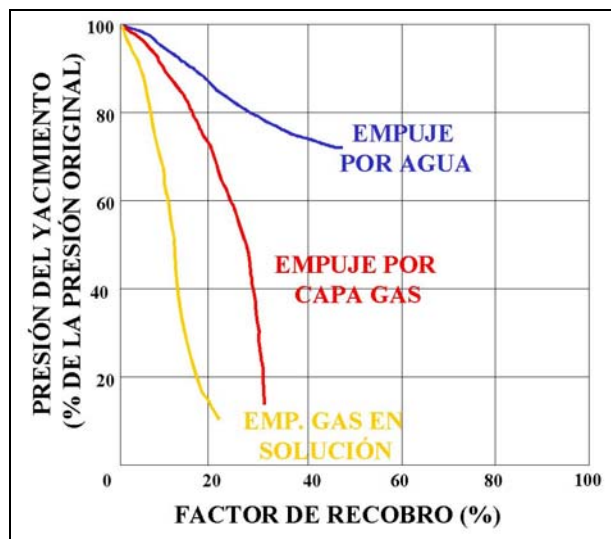


FIGURA 3.20. Presión vs factor de recobro para diferentes⁽⁹⁾

A. Producción de arena: La producción de arena es uno de los problemas más antiguos de los campos petroleros. Por lo general está asociado a formaciones arcillosas de la edad Cenozoica, pero en algunas áreas los problemas de arena pueden ser encontrados a profundidades de 12.000pies o más.

Las prácticas de completación del pozo son una consideración crítica en zonas con tendencias a la producción de arena. Por lo general los problemas de arena son creados por prácticas de completación no adecuadas y de producción. Cuando las perforaciones se encuentran taponadas, se incrementan la velocidad de flujo y la caída de presión a través de las perforaciones que están abiertas, en algunos casos recañonear el intervalo es suficiente para resolver el problema de arenamiento.

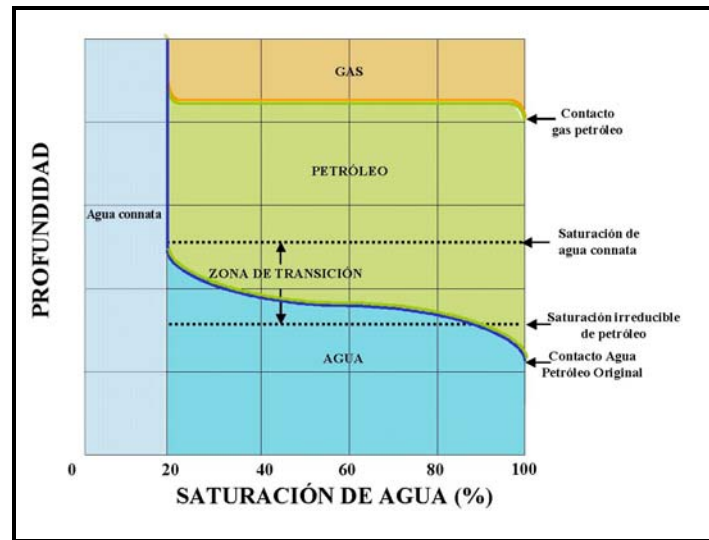
Algunas formaciones, como las arenas poco consolidadas, producen junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arenas o sedimento que por efecto de la gravedad se depositan en el fondo del pozo llegando a obstruir el intervalo abierto, generando tapones dentro de la tubería de producción y revestimiento, disminuyendo el flujo de forma gradual hasta la paralización de la producción. Considerando el control de arena o control de sólidos de la formación, es necesario diferenciar entre los granos provenientes de las paredes de la estructura y los sólidos finos asociados con los fluidos de formación los cuales no son parte de la estructura mecánica de la formación. Siempre será probable el producir algunos finos, lo que a pesar de todo es benéfico, puesto que si los finos no se producen pueden eventualmente bloquear los canales de flujo y disminuir la permeabilidad de la formación.

B. Alta producción de agua: Los problemas de producción de agua pueden resultar debido a:

- ✓ Un mecanismo de producción por empuje de agua (acuífero activo), agravado por conificación del agua o adedamiento,
- ✓ Fuentes extrañas, incluyendo huecos en el revestidor o fallas en la cementación,
- ✓ Fracturamiento o acidificación en zonas adyacentes de agua o cerca del contacto agua-petróleo (CAP)

Los registros de temperaturas del fondo del pozo incluyendo el intervalo productor, corridos antes de un fracturamiento hidráulico o fracturamiento con ácido y corrido horas después, darán la pista de si la producción de agua subsiguiente es debido a fallas en la cementación primaria, fracturamiento, huecos en el revestidor o intrusión de agua.

La intrusión de agua es normal en un yacimiento con un mecanismo de producción de acuífero activo. En la figura 3.21, se muestra la distribución de los fluidos que se encuentra en yacimientos de petróleo con acuífero asociado al variar la saturación de agua.

FIGURA 3.21. Distribución de los fluidos en un yacimiento⁽⁹⁾

En la gráfica anterior se pueden observar 3 zonas, las cuales son:

1. Contacto Agua Petróleo Original (CAPO): Profundidad por debajo de la cual no se encuentra petróleo y la saturación de agua es de un 100 por ciento.
2. Zona de transición: Intervalo en el cual se presenta una disminución de la saturación de petróleo con el aumento de la profundidad, hasta llegar a un punto en el cual la saturación de petróleo se hace irreducible.
3. Zona de agua connata: intervalo en el cual no se encuentran saturaciones de agua mayores que la saturación de agua connata.

El Adedamiento es definido como un movimiento irregular del frente de agua en un yacimiento con acuífero asociado, el cual se acentúa en las zonas más permeables del yacimiento alrededor de las completaciones. Es normalmente dependiente del tiempo de producción o acumulados de producción. La localización de las zonas productoras de agua puede ser difícil. Sí se quiere realizar un trabajo exitoso donde se controle la producción de agua, se necesita un conocimiento geológico detallado de la estratificación de la zona, la localización y extensión de barreras de permeabilidad donde ocurra flujo cruzado entre lentes estratificados permeables.

La interpretación de la intrusión de agua en yacimientos con permeabilidades estratificadas o lenticulares es complicada. El adedamiento es ilustrado en la figura 3.22. Existe diferenciación a

través de las zonas de alta permeabilidad. Estas zonas usualmente son invadidas primero por el agua.

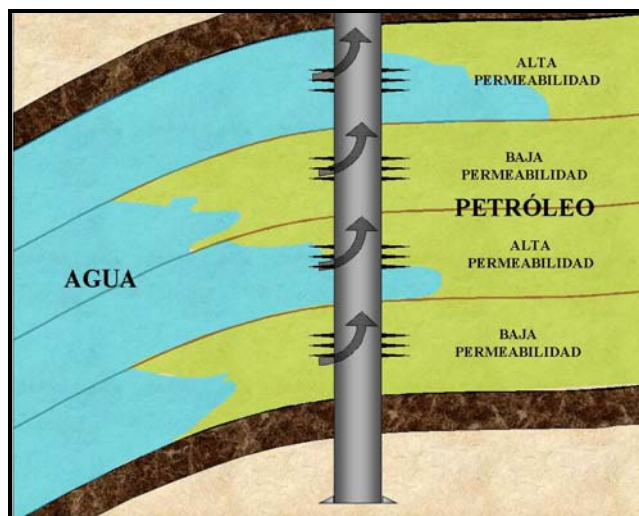


FIGURA 3.22. Adedamiento del agua

En zonas estratificadas, una rápida irrupción del frente de agua no trae como consecuencia un inmediato abandono de la zona, ya que grandes volúmenes de agua pueden ser producidos antes de que el petróleo y el gas sean agotados de las zonas adyacentes.

En yacimientos de areniscas marinas poco profundas con permeabilidad horizontal continua o en gran parte de toda la estructura, solo será necesario producir cada zona selectivamente con completaciones en el tope de la estructura para asegurar el máximo recobro de petróleo, siempre y cuando no exista capa de gas.

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 maniobra y reduce los costos al momento de elegir los objetivos de producción, pero complica las operaciones de completación de pozos. 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 operacionales.

C. Conificación del agua: La conificación en yacimientos de petróleo o gas es definida como el movimiento preferencialmente vertical del agua en una formación productora, debido a un diferencial de presión en el yacimiento. La figura 3.23 muestra la conificación en un yacimiento de petróleo.

La conificación de agua o gas no puede cruzar barreras de permeabilidad vertical, a menos que estas contengan fracturas abiertas naturales o inducidas. Para que la comunicación vertical entre fracturas se pueda dar, estas deben ser sostenidas por fuerzas tectónicas, deposiciones secundarias o material utilizado en fracturaciones hidráulicas. La conificación puede ser muy severa en sistemas de arrecifes, y en otros yacimientos con permeabilidades verticales excelentes. La conificación puede ser agravada por altas tasas de vaciamiento.

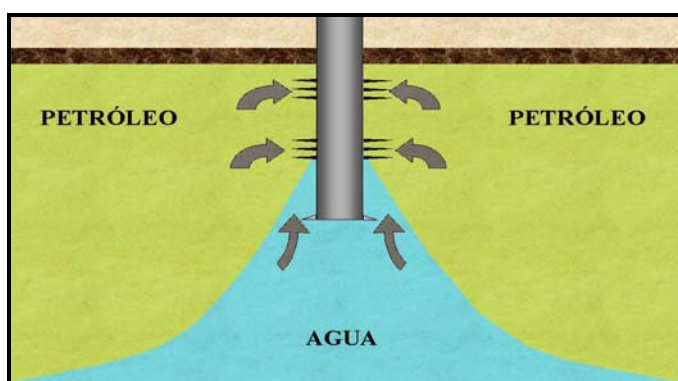


FIGURA 3.23. Conificación del agua

La eliminación del cono de agua requiere reducir la tasa de producción o del cierre temporal del pozo para reducir por un tiempo la entrada de agua las perforaciones.

D. Canalización del agua: El movimiento vertical del agua por falla de la cementación primaria muchas veces es interpretado como conificación del agua. Si la conificación es el problema, un incremento en la tasa de producción sobre la tasa crítica usualmente provocara un aumento del agua producida y un cierre del pozo provocara un descenso del corte de agua cuando el pozo es puesto de nuevo en producción.

E. Fallas mecánicas en los pozos: Un número de diferentes tipos de fallas mecánicas pueden causar pérdida en las tasas de producción y/o incremento en los costos operativos en los pozos. Algunos de los problemas más frecuentes y sus efectos son:

- I. *Fallas en la cementación primaria:* Esta situación puede causar comunicación de la zona productora con otras zonas, que contengan gas o agua. Esto se debe al desplazamiento parcial del fluido de perforación por el cemento durante la cementación primaria lo que ocasiona que el cemento se canalice por el espacio anular, dejando un espacio ocupado por el fluido de perforación (no desplazado) que permite la comunicación con dichas zonas indeseables.
- II. *Filtraciones en revestimientos, tuberías y/o empacaduras:* Las fallas en las tuberías de revestimiento se presentan por desprendimientos, roturas o colapsos. Las causas que los originan son la fatiga o desgaste del acero, efectos de corrosión, esfuerzos excesivos de las formaciones sobre las tuberías, motivados por sus características plásticas. Las fallas de las empacaduras, pueden darse por un mal anclaje o por una mala fabricación de las mismas. Para el caso de las empacaduras permanentes, las unidades de sello son las que ajustan al interior de la empacadura y pueden llegar a fallar por corrosión.
- III. *Equipos de levantamiento artificial:* Estas fallas vienen dadas debido a un mal diseño del levantamiento artificial, malos asentamientos o averías de las válvulas, trayendo como consecuencia que el potencial de producción del pozo disminuya.
- IV. *Comunicación por completaciones múltiples:* Éstas pueden ser detectadas por pruebas de filtración de empacaduras, por cambios abruptos en las características de producción u observando igual presión de cierre en dos o más zonas completadas.

Los huecos en el revestimiento y comunicaciones detrás del revestimiento son los problemas más comunes. En localización de huecos en el revestimiento el análisis de agua es de ayuda para diferenciar entre fallas en el revestimiento y el normal avance del agua dentro del yacimiento. Registros de temperatura y ruido, y otros perfiles de producción son de gran ayuda para localizar

fallas en el revestimiento. La localización exacta de los huecos en el revestimiento se logra utilizando empacaduras o combinaciones de puentes y empacaduras.

Si el pozo debe ser controlado y la tubería de producción sacada del hoyo, siempre deben ser dadas consideraciones para realizar cualquier cambio en el arreglo mecánico del pozo o los equipos de la completación para optimizar las operaciones futuras, rehabilitaciones y mantenimiento del pozo.

El fondo de la tubería de producción debe ser localizado cerca de las zonas de producción actuales o futuras en pozos productores por flujo natural, por levantamiento artificial por gas o bombeo electrosumergible.

Otros factores también deben ser considerados relacionando futuras operaciones de rehabilitación por la tubería de producción para asegurar que la misma no se encuentre dañada por excesivo peso en la empacadura.

TRABAJOS DE POZOS

Una vez que el pozo ha sido perforado hasta la profundidad deseada, revestido y cementado hasta esa profundidad, dependiendo de su diseño, es necesario realizar una serie de trabajos que puedan dar comienzo la vida productiva del pozo. También al detectar una disminución o decaimiento en la producción de hidrocarburos, nace la necesidad de estudiar e implementar un diseño para el tratamiento del mismo. El propósito que tal acción persigue aumentar la producción de hidrocarburos haciendo uso de alguna mejora mecánica o estímulo a la formación, que ocasione un incremento en la conductividad de los fluidos del yacimiento al pozo. Las principales operaciones que se le realizan a un pozo durante su vida productiva son los siguientes:

1. Completación⁽¹¹⁾

Cuando se han cumplido los últimos pasos en la perforación de un pozo, se debe establecer un tipo de comunicación entre el yacimiento y el cabezal del pozo hasta la estación de flujo más cercana, por lo cual es necesario realizar un conjunto de operaciones. Dentro de una completación se realizan operaciones tales como correr tubería de producción, asentamiento de las empacaduras, escogimiento del fluido de completación, colocar equipos de control de arena y/o realizar trabajos de estimulación (sí el pozo lo requiere), cañonear las zonas productoras, etc. Para escoger un método de completación de pozo es necesario tomar ciertas consideraciones:

- ✓ Producción de uno o más yacimientos,
- ✓ Tipo y volumen de fluido a producir,
- ✓ Presencia de agentes contaminantes, tales como H_2S , CO_2 y otros,
- ✓ Tamaño del revestimiento de producción,
- ✓ Tamaño y longitud de la tubería de producción,
- ✓ Profundidad del pozo,
- ✓ Análisis nodal de las presiones desde el yacimiento hasta la Estación de Flujo,
- ✓ Métodos de producción, primario, secundario o terciario,
- ✓ Tipo de empacadura,
- ✓ Estimulación requerida,
- ✓ Características y propiedades del yacimiento: consolidación, presión, temperatura y otros,

- ✓ Técnicas de cañoneo,
- ✓ Normas de seguridad y regulaciones.

De las consideraciones antes expuestas, para las completaciones de pozos se crean dos configuraciones: La forma del revestimiento del hoyo y la disposición del equipo de producción, dependiendo del número de zonas productoras, con lo que se puede considerar dos tipos de completaciones:

1.1 Tipos fundamentales de revestimiento: Refiriéndose a la forma de proteger el hoyo con la tubería de revestimiento, de acuerdo a la profundidad, inclinación del hoyo y tipos de formaciones a ser completadas. De acuerdo a los tipos fundamentales de revestimiento del hueco existen varias maneras de completar un pozo:

1.1.1 *Completación a hueco abierto:* El revestidor de producción se asienta por encima de la zona productora, luego se perfora esta zona con un fluido (lodo de completación) que no la daña y se completa el pozo a hoyo desnudo. En caso de formaciones no consolidadas o con cierta producción de arena, se amplía el hueco frente a la zona productora y se efectúa empaque con grava. Ver tabla 3.3 para Ventajas y Desventajas de completación a hueco abierto.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
El peso del lodo y su composición química pueden ser controlados para minimizar el daño a la zona de interés.	La dificultad de controlar la producción excesiva de gas o agua.
La eliminación del costo en cañoneo.	Tener que asentar el revestidor de producción antes del objetivo perforado.
La interpretación de registros no es crítica.	No se pueden realizar estimulado selectivamente.
El diámetro máximo del hoyo opuesto a la zona productora.	La sección de hoyo desnudo puede requerir trabajos continuos de limpieza.
La profundización del pozo puede lograrse con facilidad.	

TABLA 3.3. Ventajas y desventajas de la completación a hueco abierto.

2.1.1 *Completación convencional con tubería de revestimiento y luego cañoneada:* En este caso el revestidor de producción es cementado a través de la zona productora, para

luego cañonear de manera selectiva las zonas de interés. Ver tabla 3.4 para Ventajas y Desventajas de completación con tubería de revestimiento y luego cañoneada.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Control de la producción excesiva de agua y gas.	En comparación con el anterior el costo de la perforación de arenas de grandes espesores puede ser mayor.
La formación puede estimularse selectivamente.	La interpretación de registros es crítica.
La posibilidad de profundizar el pozo.	El daño a la zona productora puede ser mayor
Con el uso de forros ranurados o empaques con grava se minimiza la producción de sólidos.	La necesidad de una buena cementación en los intervalos de producción.
Por medio de registros se puede decidir donde asentar el revestimiento de producción.	El diámetro del pozo y la productividad pueden disminuir.
Se pueden realizar completaciones múltiples.	

TABLA 3.4. Ventajas y desventajas de la completación convencional con tubería de revestimiento y luego cañoneada.

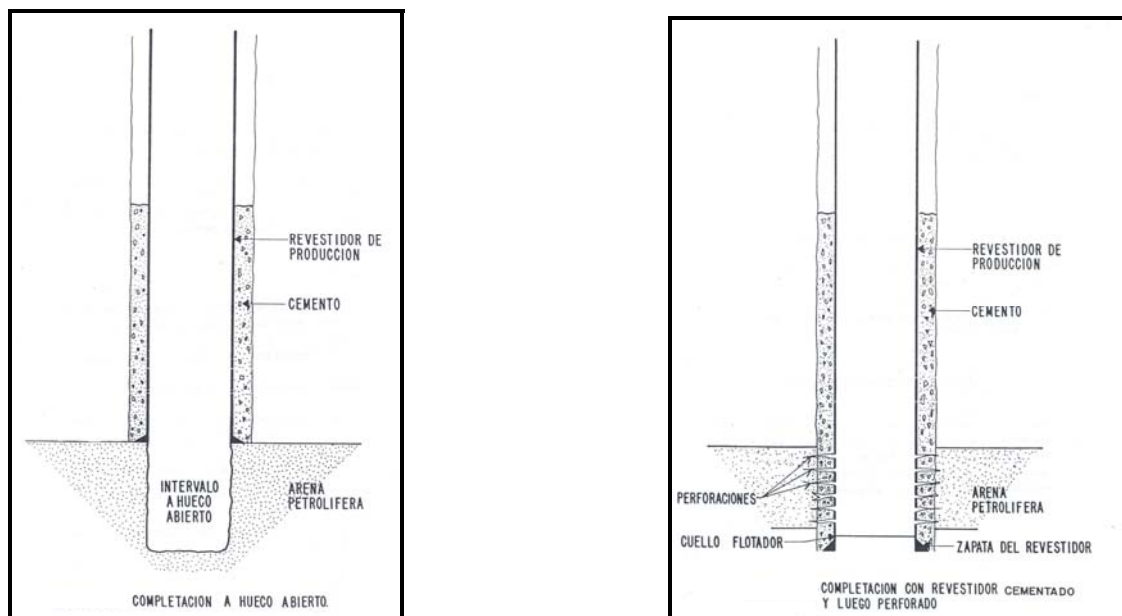


FIGURA 3.24. Completación a Huevo abierto (izquierda) y Huevo entubado(derecha)⁽⁸⁾.

1.1.3 Completación con una camisa cementado y luego cañoneado: Este tipo de completación es muy empleado en perforaciones profundas siendo utilizada para minimizar costos en tuberías y cementación de la misma. La camisa es fijado al revestidor anterior mediante unos colgadores y tanto dicho revestidor como la camisa son cementados. Dentro de las ventajas principales se tiene que se minimizan costos en tubería y cementación y se tiene un mayor control en la cementación del revestidor inmediato

superior. El resto de las ventajas y desventajas son similares a las nombradas en el punto anterior.

1.1.4 Completación con tubería ranurada no cementada: Se asienta el revestidor de producción y sólo se cementa por encima de la zona de productora. Se asienta una tubería ranurada por medio de unos colgadores al revestimiento anterior, permitiendo así efectuar empaque con arenas. Ver tabla 3.5 para Ventajas y Desventajas de completación con tubería ranurada no cementada.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Se minimiza el daño a la formación mientras se perfora	Dificultad a la hora de controlar la producción excesiva de gas y agua.
La eliminación del costo del cañoneo	No se puede realizar estimulación selectiva.
La interpretación de registros no es crítica.	El revestidor de producción es asentado antes de perforarse el objetivo.
La adaptabilidad a técnicas especiales de control de arena.	Se reduce el diámetro a través de la zona productora.
	Dificultad para profundizar el pozo.
	Se crea una necesidad de tiempo adicional de cabría.

TABLA 3.5. Ventajas y desventajas de la completación con tubería ranurada no cementada.

La configuración del equipo de producción se realizará de acuerdo al número de zonas productoras, las cuales pueden ser de tipo sencillas o múltiples. La sencilla tiene como objetivo fundamental permitir la producción desde un solo yacimiento, mientras que la múltiple tiene como objetivo fundamental permitir la producción desde dos o más yacimientos por medio de un mismo pozo y sin que se mezclen los fluidos de los diferentes yacimientos.

Las razones por las que se hace necesario la completación múltiple dentro de un pozo son las siguientes:

- ✓ Obtención de tasas de producción más elevadas, con la finalidad de obtener una retorno de la inversión realizada de una manera más rápida.
- ✓ Cuando en un yacimiento existen intervalos con diferentes índices de productividad, el intervalo más débil producirá a una tasa más elevada si se produce por separado que si se mezcla con los otros intervalos.

- ✓ Yacimientos que tengan diferentes tipos de producción, por ejemplo, uno por empuje hidráulico y otro por gas en solución.
- ✓ Para tener un control más apropiado del yacimiento y así obtener el máximo recobro del mismo. Esto se logra mediante el control de las tasas de los diferentes intervalos productores o mediante el monitoreo de algunos para ver su comportamiento.
- ✓ Por regulaciones gubernamentales, al necesitar la historia de producción exacta de cada yacimiento.

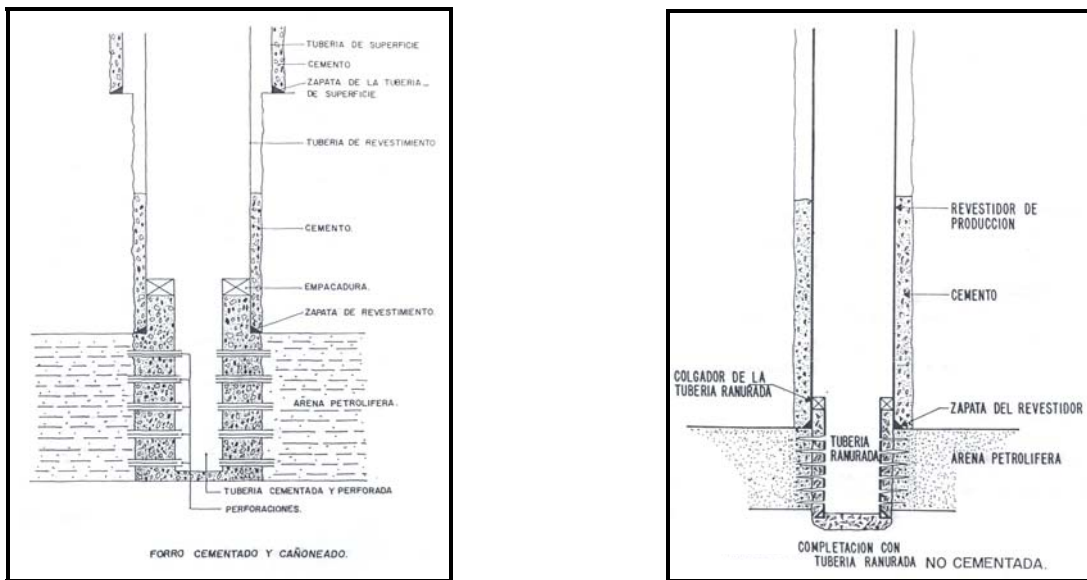


FIGURA 3.25. Completación con camisa cementada (izquierda) y No cementada (derecha)⁽⁸⁾.

1.2 Configuración del equipo de producción: De acuerdo con el punto anterior y considerando el tipo y número de zonas productoras, profundidad y potencial de producción de estas, se diseña el equipo de producción con una o varias tuberías conectoras en conjunción con las empacaduras necesarias de aislamiento de los horizontes. Debido a la alta complejidad de las completaciones múltiples se genera un mayor costo a la hora de poner a producción los pozos y aún más cuando se presenta la necesidad de repararlos debido a la gran probabilidad de fallas de equipos o de pescas. Las diferentes completaciones de acuerdo al equipo de producción, más utilizadas en la industria son las siguientes:

1.2.1 Completaciones sencillas de una sola sarta: Este tipo de completaciones puede ser con o sin empacadura (figura 3.26). Generalmente la completación sin empacadura se utiliza

para obtener la máxima producción de un pozo, ya que permite producir simultáneamente, tanto por el espacio anular como por la tubería. Este tipo de completación sólo se aplica en pozos de muy alta productividad. La completación sencilla con empacadura es la más usada en el país, y utiliza tres equipos fundamentales en la completación: Una empacadura recuperable, niple de asiento y una camisa de circulación.

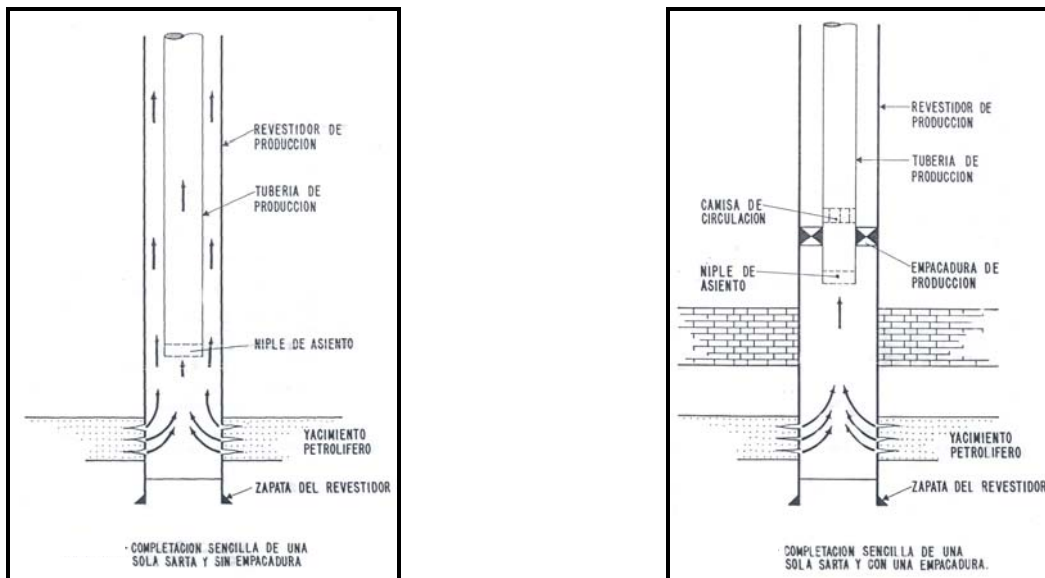


FIGURA 3.26. Completación sencilla, de una sola zona, una sola sarta sin empacadura (derecha) y con empacadura (izquierda)⁽⁸⁾.

La empacadura recuperable hace más flexible los procedimientos para su asentamiento y su despegue, su selección depende de factores como la profundidad del pozo, diámetros de la tubería de producción y revestimiento, las presiones diferenciales, presencia H_2S y/o CO_2 y la temperatura de fondo. La camisa de circulación permite la comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular, mientras que el niple de asiento permite la colocación de un tapón para probar la tubería o circular el pozo.

1.2.2 Completaciones múltiples con una o varias sartas:

1.2.2.1 Completación de doble zona con una sola sarta y una empacadura (figura 3.27):

Este tipo de completación busca la producción por el anular (encima de la empacadura) y por la tubería de producción (debajo de la empacadura). Dentro de sus desventajas se tiene que la zona superior no puede ser producida a través de la tubería de producción a menos que la zona inferior sea taponada, el espacio anular está sometido a presión y a la

posibilidad de daños dentro de este espacio si hay presencia de fluidos erosivos, la implementación de métodos de levantamiento artificial se hacen difíciles, el atascamiento de sólidos en la zona superior puede atascar la tubería de producción y ambas zonas deben ser controladas si se requiere trabajar sobre la superior.

1.2.2.2 Completación de doble zona con una sola sarta y dos empacaduras (figura 3.27): Con este diseño es posible producir la zona productora a través de la tubería de producción, utilizando una herramienta de cruce o estrangulador, pero no se evita que el revestimiento esté expuesto a elementos corrosivos y para reacondicionar se necesita controlar la zona inferior. Sin embargo permite producir selectivamente la zona deseada.

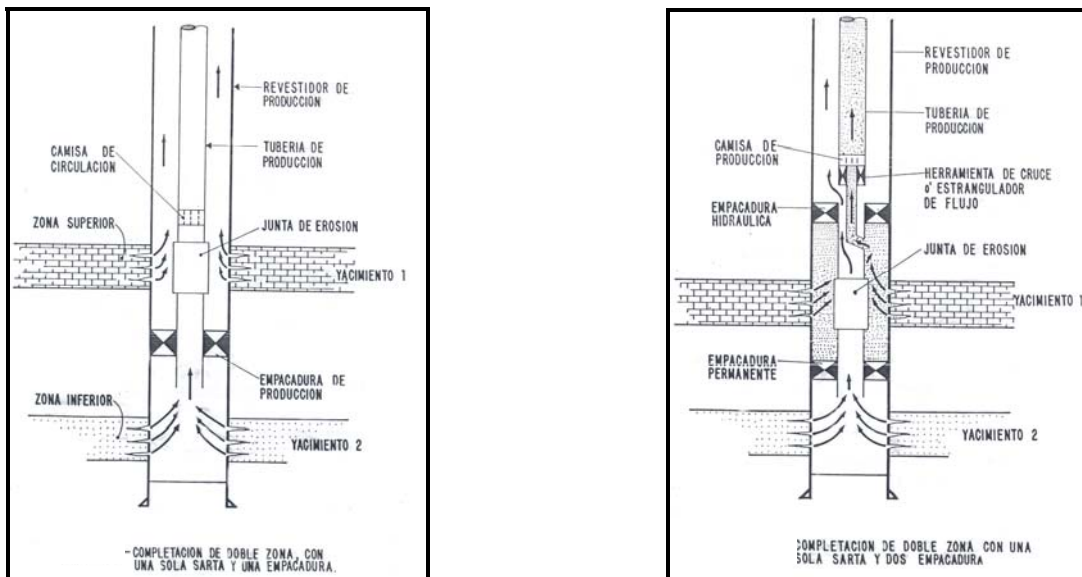


FIGURA 3.27. Completación de doble zona con una sola sarta, una empacadura (izquierda) o doble empacadura (derecha)⁽⁹⁾.

1.2.2.3 Completaciones de dos o más zonas y una sarta: Este tipo de completaciones permite hacer arreglos en la completación en los pozos de zonas productoras con empacaduras recuperables o permanentes.

1.2.2.4 Otras modalidades de completación: Las completaciones mencionadas anteriormente corresponden a los pozos que producen mediante 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 por bombeo mecánico, hidráulico o

electrosumergible, levantamiento artificial por gas, inyección de fluidos, o combinaciones entre estos, según las características del yacimiento e intervalos seleccionados para producir. Por otro lado si dentro de la vida de producción del pozo se requiere la implementación de equipos adicionales para incrementar la producción o cambiar la función del pozo (productor inyector o viceversa), es necesario tomar las precauciones en el diseño inicial del pozo y incluirlas en este.

2. Reparaciones o Servicios

Una reparación de pozos se define como el trabajo realizado para corregir las fallas mecánicas en el equipo de fondo e incrementar la producción sin involucrar acciones en la zona productora. Estos trabajos comprenden el reemplazo, reparación e instalación de equipos de superficie o subsuelo y puede involucrar cambios en el método de producción del pozo, sin agregar volúmenes adicionales a las reservas.

La reparación de un pozo sin duda alguna involucra una amplia gama de trabajos, pero el mayor riesgo, sin embargo, está asociado con los aspectos mecánicos de la reparación, los cuales incluyen la habilidad para completar exitosamente las reparaciones requeridas dentro del presupuesto estimado y devolver el pozo a su nivel anterior o uno mayor de producción. Por ejemplo, un cambio en el método de producción como lo es convertir un pozo que produce por flujo natural a producir por levantamiento artificial por gas, por bombeo electrosumergible, o por cualquier otro método de levantamiento artificial, donde se requiere la instalación de las bombas, la limpieza del hoyo, etc., es considerado como un servicio al pozo. De igual manera, el cambio de válvulas de gas lift, el reemplazo de una bomba dañada o la reparación de un agujero en el revestidor es considerado como una reparación.

3. Rehabilitación o Reacondicionamiento (RA/RC)⁽¹⁰⁾

Un RA/RC o “Workover” se define como un trabajo realizado en pozos de petróleo, gas o de inyección después de haberse cumplido la perforación y completación inicial, este tipo de trabajos si involucra cambios en la zona productora, por ejemplo: control de agua, arena o gas, completación de

otros yacimientos, cementaciones forzadas, acidificaciones, fracturamientos, otros⁽¹¹⁾. El tema de la acidificación será ampliado con mayor detenimiento más adelante. Los RA/RC a su vez se clasifican como trabajo de producción o trabajo de desarrollo.

Los trabajos de producción son todas aquellas modificaciones que se le realizan al pozo para restaurar su productividad o inyektividad mediante la realización de mejoras a un intervalo previamente cañoneado, en cambio, los trabajos de desarrollo son operaciones de recompletación que se realizan en otro yacimiento que nunca ha sido cañoneado o cuando la producción de la zona completada actualmente no es económicamente rentable.

Los trabajos de producción también comprenden el agregar perforaciones adicionales a yacimientos ya completados, trabajos de estimulación como lo son el forzamiento de arena para la retención de finos o fracturamiento hidráulico para aumentar la permeabilidad de la roca, cementación forzada para aislar zonas de gas o agua, acidificación, etc. Estos, generalmente, tienen mayor grado de incertidumbre que los trabajos de reparación y/o servicio, debido al riesgo que se tiene en el desarrollo de las reservas, además del riesgo mecánico asociado a una completación exitosa de la operación dentro de los costos estimados especificados.

Los trabajos de desarrollo, a diferencia de los trabajos de producción, son operaciones del pozo emprendidas para desarrollar las reservas en un yacimiento que nunca se ha completado. Por lo general este tipo de trabajos posee el grado más alto de incertidumbre debido a que, adicionalmente a los riesgos asociados en los trabajos de reparación y/o servicio, existe alto riesgo de que las reservas no sean desarrolladas al llevarse a cabo los trabajos de reacondicionamiento.

Algunas de las operaciones de RA/RC que más se realizan en la industria son las siguientes:

- 3.1 Cementación Forzada:** Las cementaciones secundarias o forzadas se definen como el proceso de bombear una lechada de cemento bajo presión, forzándola contra la formación porosa, tanto en las perforaciones del revestidor o directamente al hoyo abierto.

Su objetivo es llenar todas las zonas indeseables de las perforaciones o canales detrás del revestidor de manera de obtener un sello entre el revestidor y la formación. Para alcanzar este objetivo, debe ser colocada en el lugar preciso dentro del pozo una relativa pequeña cantidad de volumen de cemento.

Cuando la lechada es forzada contra una formación permeable, las partículas sólidas pierden filtrado en la cara de la formación de tal manera que la fase acuosa que entra en la matriz de la formación, forma una torta que ocupará los espacios porosos, creando un sello impermeable. El proceso comprende la aplicación de presión hidráulica para forzar cemento en un orificio abierto o a través de perforaciones en el revestidor, para corregir ciertas anomalías.

Los casos más frecuentes de cementación forzada son los siguientes⁽¹¹⁾:

3.2 Cementación forzada de zonas que presentan cementación primaria defectuosa:

Cuando en la cementación primaria hay fallas, se ocasionan costos elevados en su reparación. Usualmente, estas fallas las ocasionan los fluidos de perforación que no son desplazados por el cemento. Esto puede originar bolsas o canales en el espacio entre la formación y el revestidor, representando un fuerte potencial de problemas durante la vida productiva del pozo.

El agotamiento del yacimiento causa esfuerzos geológicos o de temperatura (Choques térmicos) sobre el cemento que sostiene al revestidor, originando fallas en el cemento y la posible comunicación entre zonas. Estos canales o bolsas se pueden cementar mediante la técnica de cementación a baja o alta presión recibiendo cemento solo los canales que estén comunicados entre sí. En algunos casos se requiere fracturar la estructura del cemento refuerzo y por tanto la aplicación de la técnica de cementación forzada a alta presión.

Esta técnica involucra fracturar la formación y bombear una lechada de cemento dentro de la fractura hasta que se alcanza una presión determinada en superficie. Requiere mayor volumen de cemento y se utiliza una empacadura para proteger el revestidor de las altas presiones que se generan. La presión de tratamiento de fondo es mayor que la presión de fractura de la formación.

La cementación a baja presión involucra la colocación del cemento sobre los intervalos perforados y la aplicación de suficiente presión para formar un revoque filtrante de cemento deshidratado en las perforaciones y en los canales o fracturas que puedan estar abiertas a las perforaciones. En este caso se utiliza poco cemento. La presión de tratamiento de fondo es menor que la presión de fractura de la formación.

3.3 Cierre de zonas indeseables por intrusión de agua o por altas relaciones gas-petróleo: Con este tipo de cementación lo que se busca es eliminar la intrusión de agua (%A&S) de las zonas adyacentes, desde arriba, desde abajo o entre zonas productoras de petróleo, por medio de su canalización detrás del revestidor, así como reducir la relación gas-petróleo (RGP) aislando zonas de gas de los intervalos petrolíferos adyacentes. Estos fluidos se acentúan a medida que el agotamiento del yacimiento es mayor.

El método seguido para este caso, es taponear todas las perforaciones de la zona de petróleo, gas y agua, y luego reperforar el intervalo productor, tratando de mantenerse alejado de los contactos agua-petróleo y petróleo-gas, por lo general el intervalo reperforado es menor que el intervalo cementado.

3.4 Cementación para arreglar fugas en la tubería de revestimiento: Estas fugas ocurren debido a la corrosión, fisuras o fallas en las conexiones. El trabajo consiste en agregar cemento dentro y cerca de la fuga para que el revestidor pueda soportar las presiones a las cuales es sometido. Para no generar mayor daño al revestimiento este trabajo generalmente es realizado a bajas presiones.

La cementación forzada también puede ser utilizada en otras operaciones tales como:

- ✓ Taponar uno o más intervalos de una zona de inyección múltiple, de tal forma de hacer una inyección directa en los intervalos de mayor interés,
- ✓ Cementación parcial del revestidor colgado o Camisa,
- ✓ Sellar zonas de pérdida de circulación o zonas ladronas, otras.

4. Prevención y Control de Arena ⁽¹²⁾

Cuando se producen hidrocarburos de formaciones poco consolidadas se obtiene migración de arena de la formación dentro del pozo, trayendo como consecuencia que los sólidos dañen el equipo y las facilidades de superficie, estranguladores, válvulas de seguridad o juntas de circulación, línea de flujo, bombas y separadores, y por otra parte si la velocidad de flujo es muy baja, se formarán puentes que restringen la tasa de producción.

Desde hace algún tiempo, la industria petrolera ha venido utilizando dos métodos de control para detener la migración de arena, de acción mecánica y otro de acción química. El *Puenteo Mecánico* se trata de la acción producida por materiales tales como mallas en el fondo, camisas y empaque con grava, para crear un filtro que separa fluidos y sólidos, y que a su vez soportan mecánicamente la formación. Esta técnica se aplica mediante tres métodos:

4.1 Mallas o Camisas Ranuradas sin Empaque con Grava: Estos fueron los primeros dispositivos sin empaque con grava utilizados para restringir arena, mediante soporte mecánico de la formación. Son empleados todavía ampliamente, aún cuando este no es el más efectivo, pero está comprobado que es el más económico para intervalos largos. En algunos casos se emplean mallas de alambre enrollado sin empaque con grava. Las de corte recto tienen la tendencia de taponarse más rápido y son muy difíciles de limpiar en el sitio, mientras que las ranuras en forma angular tienen una acción autolimpiante y pueden ser fácilmente limpiadas en sitio.

4.2 Mallas o Camisas Ranuradas Empacadas con Grava: El método ampliamente usado para el control de arena es una camisa ranurada rodeada por un empaque con grava. La camisa provee el camino libre al fluido producido del yacimiento, mientras retiene la grava. El componente principal de este método es la grava y se diseña para detener el avance de arena de la formación hacia el pozo, combinando una acción de soporte mecánico (para resistencia) con la teoría de punteo (para productividad).

El **empaque con grava** es uno de los métodos mecánicos más utilizados para el control de arena. Involucra la colocación de dispositivos mecánicos tales como un tamiz o forro ranurado en el pozo

así como grava de un tamaño adecuado alrededor del tamiz. Su objetivo principal es el de permitir el paso del petróleo a través de la grava y a su vez retener la arena de la formación proveniente de la corriente de flujo de manera de tener una producción libre de arena⁽¹⁰⁾.

4.3 Mallas Preempacadas: La tecnología de la grava sintética y los tamices de envoltura de alambre fueron combinados para producir los tamices pre-empacados. Estos tamices son fabricados llenando el espacio anular entre dos tamices concéntricos de envoltura de alambre con un tamaño apropiado de grava sintética. El empaque con grava es de hecho colocado y consolidado en superficie y luego es bajado y colocado dentro del pozo. Por consiguiente las incertidumbres en la colocación de la grava pueden ser despreciadas.

Por otro lado, debido a que los tamices pre-empacados deben contener grava, algunas versiones del diseño tienen un espesor del anular importante, lo cual debe ser considerado en términos del tamaño de la tubería de revestimiento y del diámetro de las herramientas que pueden ser corridas.

Mientras que estos dispositivos han demostrado excelentes capacidades para el control de arena, sus habilidades para mantener una productividad sostenida cuando es usado como el único medio para el control de arena han sido decepcionantes. El problema parece ser que ellos son mucho más fácilmente taponados con los finos de la formación que los tamices de envoltura de alambre, ya que, los tamices pre-empacados tienen un grado menos de libertad que los forros de envoltura de alambre desde el punto de vista de permitir a las partículas fluir por su estructura porosa.

Un factor contribuyente puede ser que la arena de la formación migra al anular alrededor del forro, lo llena completamente y también llena las perforaciones, por lo cual la pérdida de productividad es inevitable. El mismo resultado ha sido sospechado en pozos donde solo un forro ranurado o tamiz a sido usado para controlar la arena de la formación. En esta situación sin embargo, no se ha observado que el taponamiento ocurra tan rápido como en los tamices pre-empacados. Como consecuencia de todo esto, la vida de completación de los tamices pre-empacados se encuentra limitada a pozos de baja productividad.

El primer paso para el control de arena consiste en tomar muestras representativas de los granos de la formación. La distribución del tamaño de los granos de arena a menudo varía a lo largo de un cuerpo de arena en particular y ciertamente de una formación a otra. Así, para conocer que tipo de arenas son las más representativas es necesario tomar un número considerable de muestras. La figura 3.28 muestra una distribución típica de análisis de arena. Un tamaño de arena de percentil diez se define como el punto en la balanza de la distribución donde 10 por ciento por el peso de la arena, es de tamaño más grande y 90 por ciento de tamaño más pequeño.

Idealmente, las ranuras deben ser tan anchas como sea posible para retener los granos de arena pero sin restringir el flujo de los fluidos. Debido a que toda la grava debe estar herméticamente empacada y ser retenida, el ancho de las ranuras del tamiz para un empaque con grava debe de ser la mitad del tamaño de la grava más pequeña.

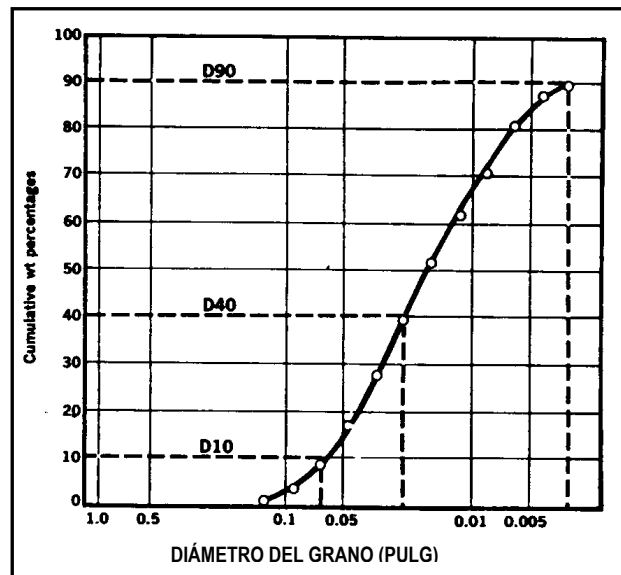


FIGURA 3.28. Distribución típica de análisis de arena.

Las ranuras no deben ser más anchas que el 70 por ciento del diámetro de la grava más pequeña para impedir la producción de la grava. Teóricamente, un ancho de ranura mayor que el 70 por ciento del tamaño de la grava más pequeña, retendría la grava, no restringirá la productividad y asegurará que la grava permanezca por fuera del tamiz. Sin embargo, las tolerancias de manufactura de los tamices pueden variar, los tamaños de la grava pueden no ser exactos y el tamiz puede haberse dañado durante la completación o erosionada durante la producción. El tamaño de la

grava, al igual que la arena de fractura, a menudo se especifica en términos de la designación “Malla U.S.A.” (ver Tabla 3.6).

Tamaño de grava (pulg)	Tamaño de Malla USA	Diámetro (pulg)
0.006x0.017	40/100	0.012
0.008x0.017	40/70	0.013
0.010x0.017	40/60	0.014
0.017x0.033	20/40	0.025
0.023x0.047	16/30	0.035
0.033x0.066	12/20	0.050
0.039x0.066	12/18	0.053
0.033x0.079	10/20	0.056
0.047x0.079	10/16	0.063
0.066x0.094	8/12	0.080
0.079x0.132	6/10	0.106

TABLA 3.6. Tamaños de gravas más comunes.

Una de las consideraciones más importantes en el empaque con grava es la atención apropiada a los fluidos a utilizar. Los fluidos de baja viscosidad proporcionan una colocación de grava más firme, y presentan pocos problemas de daño a la formación. El agua salada, petróleo crudo, y diesel son satisfactorios para la colocación de la grava, siempre y cuando:

- ✓ Se preparen a la medida para minimizar problemas de arcilla.
- ✓ Estén limpios o filtrados a través de filtros de dos micras, o los sólidos que no son de grava sean degradables con ácido o aceite.

Donde se exigen pesos superiores a 11lb/gal para mantener las presiones de la formación, la densidad del fluido también es un problema. El costo de los fluidos y las complicaciones aumentan significativamente. Los fluidos viscosos a base agua permiten altas concentraciones de grava (15lb/gal de líquido o 9lb/gal de lodos). Así, la grava se coloca más rápidamente y con menos pérdida de fluido hacia la formación. Algunas pruebas de laboratorio muestran que la viscosidad del fluido conductor minimiza la segregación de la grava por gravedad en la colocación y por ello

minimiza las taponaduras de las ranuras del forro con los finos de grava que se desarrollan durante el proceso de colocación. Los fluidos de alta viscosidad están perdiendo popularidad actualmente por el problema de taponaduras en los poros o daños a la formación por los productores de viscosidad.

Los diferentes tipos de empaques de grava que se realizan en el control de arena son:

A. Empaque de grava a hoyo abierto (figura 3.29): En empaques con grava a hoyo abierto no hay un revestidor entre el empaque con grava y la formación. Este tipo de completaciones tiene la más alta productividad con respecto a todas las demás completaciones de empaque con grava y es sobresaliente solo en completaciones a hoyo abierto.

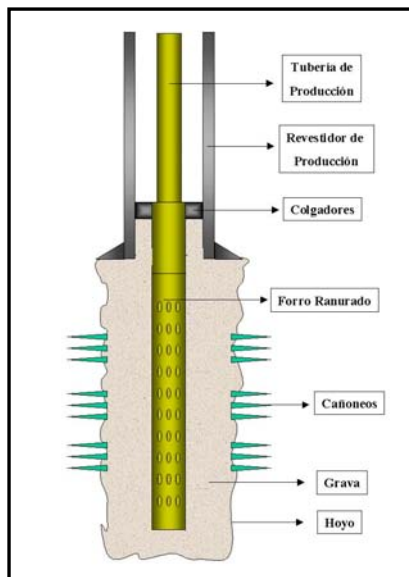


FIGURA 3.29. Empaque con grava a hoyo abierto⁽⁷⁾.

Una de las principales desventajas del empaque con grava a hoyo abierto es la dificultad que se presenta para excluir fluidos extraños como el gas o el agua en la cara de la formación lo cual eventualmente puede representar un problema. Una segunda limitación es que no todas las formaciones están físicamente estructuradas para acomodar este tipo de completaciones, causando inestabilidad del hoyo.

El empaque con grava a hoyo abierto es la técnica mecánica preferida para el control de arena en pozos de alta productividad. Es más efectivo en completaciones de larga duración en donde la estabilidad del hoyo o la producción de gas o agua no presentara un problema.

La sección de hoyo abierto debe ser ampliada de 4 a 6 pulgadas sobre el diámetro del revestidor para proporcionar el espesor de grava necesario, y para remover los sólidos de perforación y el revoque del lodo de la cara del hoyo abierto. Los fluidos de ampliación, deben limpiarse a medida que progresa la operación. Ellos deben construir un revoque filtrante que pueda ser fácilmente removido.

B. Empaque con grava en hoyo entubado (figura 3.30): El empaque con grava a hoyo entubado o dentro del revestidor consiste en un tamiz o forro ranurado empacado con grava dentro del revestidor perforado.

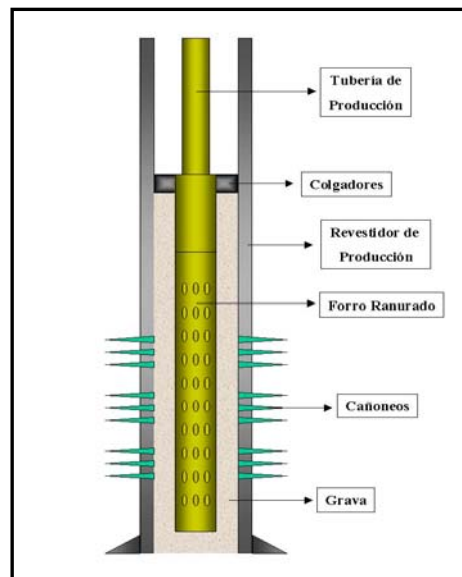


FIGURA 3.30. Empaque con grava en hoyo entubado⁽⁷⁾.

Este tipo de completaciones con empaque con grava es ampliamente el más usado en pozos de gas y de petróleo debido a que inicialmente los operadores no están seguros si el pozo producirá arena de la formación luego de que el revestidor es cañoneado.

Una de las desventajas del empaque con grava dentro del revestidor es que no es tan conveniente para altas tasas de flujo como lo sería a hoyo abierto y es más difícil de manejar correctamente.

El área cruzada a través de las perforaciones en este tipo de empaque con grava representa solo un ligero porcentaje del área expuesta en completaciones a hoyo abierto, aún en densidades de perforación altamente extremas (tal como 24 tiros por pie). Por lo tanto, es importante que toda las perforaciones y las regiones fuera de ellas, contengan grava de la más alta permeabilidad que controle la arena de la formación de una manera efectiva y que no afecte la productividad del pozo.

El empaque con grava por fuera de las perforaciones es comúnmente referido como pre-empaque, pero no debe ser confundido con forro pre-empacado. El pre-empaque es importante para alcanzar, alta productividad y completaciones con larga vida de duración.

Otra técnica utilizada en la industria para el control de arena es el *Forzamiento de Arena y Petróleo* (FAP). Esta técnica es usada en pozos que generan gran cantidad de finos, los cuales son muy difíciles de controlar con el empaque con grava. También es usado en pozos que realizan inyección alternada de vapor, utilizando como material de soporte bauxita sintetizada, la cual es usada para evitar la degradación o disolución por efectos de temperatura.

La técnica del FAP es muy parecida a la de fracturamiento hidráulico, con la diferencia de que las presiones en el FAP son menores, por tratarse de formaciones someras y con permeabilidad bastante altas en comparación con las calizas tratadas en un trabajo de fractura, otra diferencia es que el FAP penetra la formación en forma horizontal mientras que las fracturas lo hacen en forma vertical.

El FAP además de ser un método de estimulación, reduce considerablemente las posibilidades de arenamiento del pozo. La técnica consiste en forzar grandes volúmenes de grava a altas presiones a través de las perforaciones y así formar un filtro de alta permeabilidad en un radio de aproximadamente de 3 a 5 pies. Generalmente, el tratamiento va acompañado de un empaque con grava y en algunos casos se hace de forma simultánea.

En formaciones con alto contenido de finos, se acostumbra a diseñar la grava de forzamiento para controlar la arena de formación y la del empaque para controlar los finos. La forma operacional de esta técnica se enumera de la siguiente manera:

- 1- Presurizar el espacio anular de acuerdo a la presión de estallido del revestidor y presión de bombeo esperado, con el fin de ayudar a que la empacadura no se desasiente.
- 2- Bombear por la tubería de producción petróleo limpio o gel con demulsificante, hasta romper y después estabilizar la presión de formación.
- 3- Bombear el material de soporte (grava o bauxita), empezando con una concentración baja de material de soporte, dependiendo de la presión de la formación. El bombeo se hace selectivo utilizando pelotas de polietileno. El número de esas pelotas está dado por la densidad de tiros por pie al revestidor y por el comportamiento del bombeo. Al conseguir la presión final, se detiene el bombeo.
- 4- Se desplaza con petróleo o gel limpio el material de soporte en la tubería y se cierra el pozo hasta que la presión se difunda (presión de cabezal cero lpc).
- 5- Se desasienta la empacadura, se chequea fondo por arena y se saca la sarta.

5. Estimulación de pozos⁽¹²⁾

Se conoce como estimulación a una serie de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de su producción, o mejor aún, incrementarla por encima de su valor normal.

De acuerdo a las propiedades de las sustancias (fluidos) introducidas en la formación a través de mecanismos de inyección y según las tasas y presión en que estas sean inyectadas, los tratamientos de estimulación se dividen en tratamientos matriciales y fracturamientos. Si la inyección de tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a las necesarias para vencer la resistencia

mecánica de la roca, el tratamiento será matricial, por el contrario cuando se excede la resistencia mecánica de la roca se llama fracturamiento.

5.1 Estimulación Matricial: Consiste en eliminar el daño a la permeabilidad en las cercanías del pozo para restaurar su capacidad natural de producción, mediante un proceso en el que se trata de restablecer la permeabilidad efectiva al petróleo o gas de la roca, eliminando el daño mediante la inyección de fluidos, reactivos o no, en régimen de flujo radial. Este tipo de estimulación solo reduce el daño en los alrededores de la formación si la formación tiene permeabilidad baja natural, no habrá mejoras en la productividad por estimulación química.

Un tratamiento matricial restaura la permeabilidad al eliminar el daño, por lo que mejora la productividad en areniscas y en rocas carbonáceas. Aunque los sistemas de ácido son diferentes para cada uno de los tipos de roca, los principios que rigen son los mismos, así si no hubiese daño, el volumen de ácido requerido para mejorar la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo sería muy grande, especialmente en areniscas y no podría justificarse el gasto con el pequeño aumento en la producción. En las rocas carbonáticas el ácido pasa a través del daño formando, túneles, por lo que el incremento de la permeabilidad será mucho mayor en estas rocas que en las areniscas.

5.2 Estimulación matricial reactiva o Acidificación: Cuando en la estimulación se utilizan fluidos reactivos hacia la formación, se está hablando de una *estimulación reactiva*. En esta estimulación el ácido es inyectado dentro del pozo reacciona con elementos de la formación para que los fluidos puedan producirse a altas tasas.

Para la formulación y diseño de estimulaciones matriciales reactivas se emplean ácidos de diversas naturalezas (orgánica e inorgánicos, débiles y fuertes) tales como ácido clorhídrico (HCl), ácido fluorhídrico (HF), ácido acético ($\text{CH}_3\text{-COOH}$), ácido fórmico (HCOOH), combinaciones entre ellos y formulaciones especiales a partir de la selección de aditivos según la aplicación requerida. Entre los tratamientos diseñados mediante el uso de ácidos se encuentra el lavado con ácidos y la acidificación química matricial.

El lavado con ácidos es una operación para remover escamas solubles en ácidos o para limpiar perforaciones taponadas. En un tratamiento de este tipo el ácido es colocado en la formación y circulado luego que la cara de la formación a sido expuesta a su acción. La mejora de la productividad ocurre principalmente por la remoción de las restricciones de flujo en la tubería o perforaciones.

La acidificación matricial es un tratamiento en el cual el ácido que disuelve las rocas de la formación (figura 3.31), depósitos secundarios de minerales o sólidos de barro, inyectándose a presiones menores que de la formación. La reacción del ácido mientras fluye a través de los poros de las rocas de la formación, incrementa la permeabilidad en la vecindad del pozo. El tratamiento matricial con ácido se encuentra generalmente limitado a la remoción del daño en la cercanía del pozo, por lo tanto la permeabilidad se incrementa solamente en una región de unos pocos pies. Esta estimulación es una buena alternativa, cuando se tienen problemas con altas producciones de agua y/o gas, en lugar del fracturamiento hidráulico.

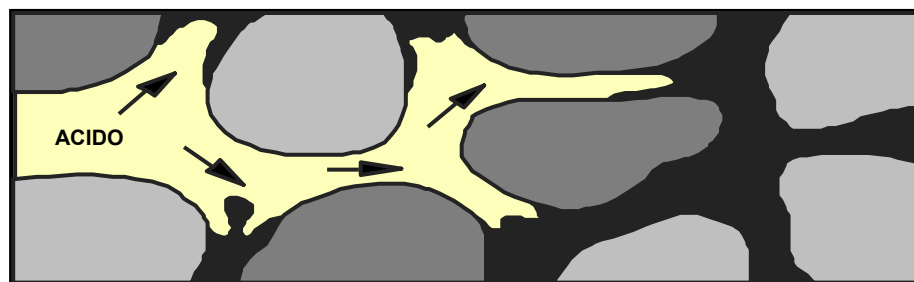


FIGURA 3.31. Estimulación Matricial Reactiva o Acidificación.

Existe un caso especial de fracturamiento, el cual es el Fracturamiento con Ácido, en este se inyecta ácido con una presión mayor que la de fractura con el objetivo de formar grietas o fracturas que se agrandan por reacción química del ácido con la formación. Se aplica en formaciones duras y profundas (agentes de soporte no mantienen abiertas fracturas realizadas), y en fracturas o fisuras naturales obstruidas. De esa forma se aumenta la tasa de flujo del pozo y con ello su productividad.

6. Cañoneo y recañoneo de zonas productoras⁽¹⁰⁾

El objetivo del cañoneo es la obtención de un flujo efectivo entre el hoyo del pozo y cualquier yacimiento donde el operador desee lo siguiente:

- ✓ Evaluar intervalos productores,
- ✓ Optimizar la producción y el recobro,
- ✓ Optimizar la inyección,
- ✓ Aislar (por cementación forzada) algunas zonas.

Por otra parte, para una planificación apropiada es necesario examinar cuidadosamente:

- ✓ El ambiente en el cual se llevara a cabo el cañoneo,
- ✓ Los recursos disponibles para realizar el trabajo,
- ✓ Los objetivos de la completación o el reacondicionamiento (donde el cañoneo es solamente un aparte).
- ✓ Los atributos y restricciones del equipo de cañoneo disponible.

Para el logro de los objetivos principales es necesario que las perforaciones penetren el revestidor y la capa de cemento para alcanzar la formación que contiene los hidrocarburos. Las perforaciones deben ser de diámetro y penetración uniforme. El cañoneo no debe dañar el revestidor o la capa de cemento. Un mal cañoneo puede ocasionar:

- ✓ Perforaciones irregulares,
- ✓ Diámetro inadecuado de la perforación,
- ✓ Penetración pobre,
- ✓ Falta de penetración (no hay formación de perforaciones).

En completaciones a hoyo revestido, el cañoneo es la operación que más propicia la producción de arena. Hay tres tipos de cañoneo los cuales se muestran a continuación:

- ✓ Cañoneo con guaya fina "Wireline Casing Gun".
- ✓ Cañoneo a través del educor o "Wireline Through Tubing".
- ✓ Cañoneo con tubería (TCP) o "Tubing Conveyed".

En la figura 3.32 se observa los sistemas de cañoneo, el preferido es el TCP por ser el que ha dado mejores resultados. La característica más importante de este sistema es la gran presión de bajo balance, lo cual es de extrema importancia para la limpieza de las perforaciones.

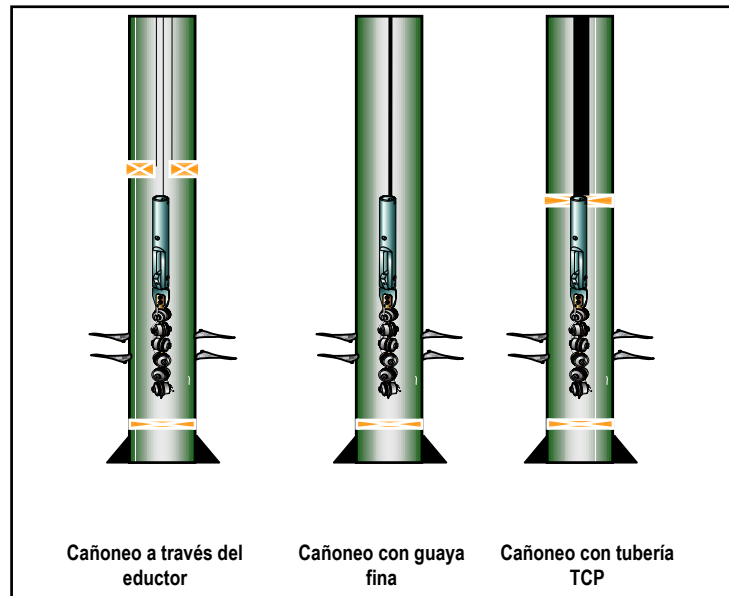


Figura 3.32. Tipos de cañoneo.

7. Control de la profundidad

La importancia de un buen control de profundidad como un recurso importante en operaciones de cañoneo no puede enfatizarse suficientemente. Las medidas correctivas para eliminar problemas causados por el cañoneo fuera de la zona son muy costosas. Desafortunadamente tales problemas son difíciles de analizar después de suceder y siempre se ofrecen otras razones para explicar el comportamiento deficiente del pozo.

Para la colocación en sitio de un cañón en hoyo revestido, es necesario correlacionar un perfil de hoyo abierto con un perfil de hoyo revestido. Un perfil radioactivo (gamma ray/neutrón) tomado en conjunto con un localizador de cuellos (CCL) sirve para relacionar la posición de intervalos productores con la profundidad de los cuellos del revestidor.

La profundidad correcta de los cuellos se usa para colocar el cañón a la profundidad apropiada instalando un CCL encima del cañón. La profundidad de los cuellos medida en la corrida con el cañón se ajusta a la profundidad del perfil y se coloca el cañón en la posición apropiada.

Antes de seleccionar una técnica de perforación se deben comprender completamente los objetivos. Esto incluye el conocimiento del ambiente de presión del pozo, si el pozo debe ser estimulado y como, si la formación tiene tendencia a producir arena, si es una completación original o un reacondicionamiento y si el pozo se va a usar como productor o inyector.

En general hay tres razones para recañonear:

- ✓ Cementación forzada,
- ✓ Cañoneo de reparación,
- ✓ Después de una estimulación de entrada limitada.

En cañoneos de reparación el objetivo es mejorar la productividad de las perforaciones o su inyektividad. Dos ejemplos clásicos son el recañoneo cuando:

1. Las perforaciones están tapadas con costras, parafinas, asfaltenos, etc.
2. La penetración de las perforaciones es deficiente como sucede en pozos viejos.

En cualquiera de los tres casos nombrados anteriormente, la densidad del cañoneo, el ángulo de la fase y la selección del cañón deben seguir el mismo procedimiento como si fueran nuevas perforaciones para producción o inyección. Sin embargo, se debe tomar en consideración la edad y la condición probable del revestidor incluyendo la densidad de las perforaciones existentes. Esto debido a que el revestidor en algunos pozos viejos puede ser relativamente frágil.

A menudo los pozos con altos volúmenes de producción requieren perforaciones adicionales después de una estimulación de entrada limitada. La baja densidad del cañoneo crea un tipo de pseudo daño que puede ser remediado con cañoneo adicional.

Lo anterior sugiere que consideraciones específicas estén envueltas en alcanzar el flujo máximo en las perforaciones. Primero que todo debe tomarse las medidas para evitar daño a la formación

causados por lodos de perforación, filtrados de cemento o fluidos de completación. Asimismo se deben usar cañones que no solamente tengan buena penetración sino que también posean buenas características de limpieza.

En operaciones de completación las condiciones deben propiciar la efectividad de todo el sistema cañoneado, es decir, producir una densidad efectiva de perforaciones. Básicamente los objetivos son:

- ✓ Maximizar la productividad o inyectabilidad del pozo
- ✓ Alcanzar un drenaje más eficiente en formaciones estratificadas
- ✓ Distribuir el flujo de fluidos entre las perforaciones para reducir el daño mecánico causado por altas velocidades y reducir la tendencia a producir arena en formaciones poco consolidadas.

Debido a lo irreversible del cañoneo, esta operación debe planificarse y ejecutarse con mucho cuidado.

8. Abandono

Son trabajos que se realizan a un pozo para terminar con su vida activa, bien sea de producción o de inyección, debido al agotamiento de las reservas, problemas mecánicos o causas especiales, etc.

Este tipo de trabajo consiste en la cementación de todos los espacios anulares y de las perforaciones abiertas en determinados intervalos, así como la colocación de tapones en el revestimiento principal los cuales pueden ser de cemento o de hierro.

DESCRIPCIÓN DE REGISTROS PETROFÍSICOS⁽¹⁰⁾

Los servicios de perfiles son utilizados en diferentes etapas de vida del pozo, en la evaluación a hueco abierto, durante la completación y posteriormente para un estudio detallado de yacimiento y de la producción.

Actualmente es posible medir una gran cantidad de parámetros del sistema roca fluido que incluyen, entre otros: la resistividad, densidad, tiempo de tránsito, potencial espontáneo, radioactividad natural y el contenido de hidrógeno de la roca. La interpretación de registros es el proceso por el cual dichos parámetros mensurables se traducen a los parámetros petrofísicos deseados tales como son: porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, litología, etc. El propósito de las diferentes herramientas de registro de pozos es proporcionar mediciones de las que sea posible obtener o inferir las características petrofísicas de las rocas de yacimiento.

Curva de potencial espontáneo (SP)

El registro de potencial espontáneo fue uno de los primeros registros utilizados para obtener información litológica. La curva SP, es una medida de las corrientes eléctricas que se producen dentro del pozo, debido al contacto entre diferentes fluidos. Esta curva es un registro que mide la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie.

Los filtrados de agua de formación invaden aquellas zonas que tienen permeabilidad y en consecuencia se generan corrientes. Si la zona es impermeable, como es el caso de las lutitas, no habrá invasión por lo que no se generaran corrientes y el trazado de la curva SP será recto, la cual se denomina "línea base de lutitas".

Frente a las formaciones permeables, la curva registra desviaciones de dicha línea base, las cuales, en los estratos de suficiente espesor, tienden a alcanzar una deflexión esencialmente constante que se ha dado en llamar una "línea de arenas". Existen varios factores que afectan a la curva SP:

- ✓ El espesor de la capa,
- ✓ La arcillosidad de la formación,

- ✓ La resistividad de la formación,
- ✓ La profundidad de la invasión.

La arcillosidad se presenta en yacimientos de areniscas que presentan intercalaciones de arcilla, definiéndose la arcillosidad como el volumen de arcilla en la arena. Algunas de las aplicaciones de la curva de SP son las siguientes:

- ✓ Identificación de zonas permeables y porosas,
- ✓ Determinación del valor de la resistividad del agua, R_w ,
- ✓ Determinación de la arcillosidad de la formación,
- ✓ Correlación de las unidades litológicas.

Perfil de Rayos Gamma (GR)

El perfil de rayos gamma mide de manera continua, la radioactividad natural de las formaciones, fue utilizado por primera vez en 1.939 por Well Surveys Inc. como técnica para determinar la litología de los pozos entubados que nunca antes habían sido registrados. Esta novedad constituyó un gran aporte para la industria petrolera y para las correlaciones del subsuelo, puesto que dicho dispositivo hacía posible volver a examinar los antiguos pozos entubados y determinar los topes y las bases de las formaciones para las cuales no existía este tipo de información.

Desde el comienzo, el perfil de rayos gamma se empleaba principalmente como un perfilaje cualitativo de lutitas. Los rayos gamma son emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos, siendo el Uranio, el Potasio y el Torio, los más comunes. Son los rayos de estos elementos los que se detectan al correrse este tipo de registro.

Las lutitas son las que contienen la mayor concentración de sales radioactivas y por lo general, son mucho más radioactivas que las arenas, calizas y anhidritas. Sin embargo, existen algunas dolomitas radiactivas que contienen cantidades significativas de Uranio, así como algunas arenas que son radioactivas. Las formaciones productivas, como el granito aluvial que se encuentra en

Texas, Nuevo México y Oklahoma, son igualmente fuentes de cantidades importantes de radiación natural. Sus aplicaciones principales serían:

- ✓ Mejorar la evaluación del volumen de arcilla cuando existan componentes radioactivos no arcillosos,
- ✓ Análisis del tipo de arcilla,
- ✓ Detección de minerales pesados,
- ✓ Correlación entre pozos, etc.

Por otra parte el perfil GR corrido en lapsos de diferentes tiempos podría permitir detectar el avance de agua en yacimientos que han estado produciendo por mucho tiempo.

Curvas de Resistividad

Este tipo de registros nos ayuda en combinación con los registros SP y Gamma Ray, a identificar el tipo de fluido que se encuentra en la formación. Por lo general el comportamiento de las curvas de resistividad para el petróleo es mucho mayor que para el agua, pero para poder identificar exactamente el tipo de fluido, se deben realizar correcciones por espesor de arena, arcillosidad de la arena, etc., los cuales son parámetros que influyen en el comportamiento del registro. Entre los diferentes tipos de registros de resistividad se encuentran los siguientes:

- A. *Registro eléctrico*: Fue el registro básico y de uso más frecuente hasta mediados de los años cincuenta, debido a su alto grado de obsolescencia no se hará mucho hincapié en este. De manera general el registro consiste en una curva SP y una combinación de curvas de resistividades que reciben el nombre de normal y lateral, según la configuración de los electrodos.
- B. *Registro de inducción eléctrica (IEL)*: Este registro es una combinación de curvas eléctricas y de inducción. Mide la resistividad de la formación y es muy preciso en arenas de porosidad media a alta. Este incluye curvas de SP y/o GR, la normal de 18pulg y una curva de inducción tanto en la

curva de resistividad como en la de conductividad. En zonas de bajas permeabilidades es normal encontrar una curva de 18pulg expandida.

El principio de este registro es hacer circular una corriente alterna constante por una bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno de la bobina induce una corriente alterna a la formación, la cual resulta en un campo magnético secundario, el cual a su vez induce una corriente en una bobina receptora, esta última corriente es proporcional a la conductividad y/o resistividad de la formación. La profundidad de la investigación dependerá del espaciamiento entre la bobina transmisora y la receptora.

- C. *Registro de inducción doble*: Este es una de las mediciones más avanzadas y modernas que se emplean hoy en día, siendo más útiles cuando los diámetros de invasión son muy grandes. Muestra curvas de SP y/o GR, además de tres curvas de penetración de diámetros diferentes.
- D. *Registro Microlog o de Contacto*: Este registro indica la resistividad cerca de los bordes del pozo y es utilizado para definir zonas permeables y espesor neto de la arena, mediante dos curvas, una lateral de 1,5pulg y otra normal de 2pulg cuyas penetraciones son 2 y 4pulg respectivamente.
- E. *Registro Microlaterolog o lateroperfil*: Es utilizado para medir la verdadera resistividad de zonas perforadas con lodos a base de agua salada, para capas finas y de altas resistividades.

Hay dos tipos básicos de lateroperfiles, uno de ellos es el sistema de 3 electrodos comúnmente denominados "Guard log" o LL3 y el otro es el sistema de 7 hasta 9 electrodos, denominados LL7, LL8, LLD y LLS. Ambos sistemas operan sobre la base de un mismo principio, en estos registros el LLD se encarga del radio de investigación profunda y el LLS el de radio somero.

La figura 3.33 muestra un registro de completación con las curvas SP, GR y de resistividad profunda y somera (LLD y LLS) Dentro de las condiciones favorables para el Lateroperfil se tiene:

- ✓ Pozos perforados con lodos salinos,
- ✓ Formación con altas resistividades donde el inducción pierde su precisión (>200Q-m),

- ✓ Formaciones de capas delgadas de 10 pies o menor.

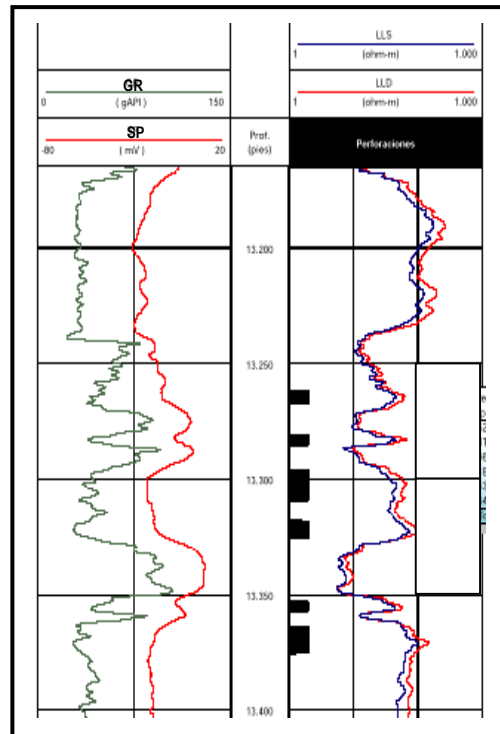


FIGURA 3.33. Ejemplo de perfil con curvas SP, GR, LLD y LLS

Registro de cementación (CBL/VDL/CCL)

Esencialmente, la herramienta para evaluar la cementación consiste en una sección que contiene un transmisor, el cual genera un pulso sónico a una carta cíclica suficientemente alta para mantener un registro continuo, y dos receptores, los cuales reciben las señales reflejadas por las ondas del sonido emitido.

El perfil de la cementación (CBL) es un registro continuo de la primera onda de sonido que llega al primer receptor (3 pies del transmisor) a través de la tubería. La amplitud de la primera onda que llega al receptor varía según las condiciones de cementación de la tubería, siendo máxima en presencia de tubería libre y mínima frente a una tubería perfectamente cementada.

Juntamente con el CBL se registra la densidad variable de ondas (VDL), tal como se muestra en la figura 3.34. Esta es una presentación cualitativa del tren completo de ondas que llega hasta a un segundo receptor a 5 pies del transmisor. El grado de oscuridad de la onda registrada aumenta con

la amplitud de la onda positiva y la parte negativa es registrada en tono claro. Se utiliza el receptor lejano (5 pies) para poder discriminarlo mejor entre ondas de tubería y ondas de formación.

Generalmente la velocidad del sonido en la formación es menor que en la tubería, y al utilizar un mayor espaciamiento se permite una mejor separación entre ambos trenes de onda. El VDL es muy útil para confirmar la interpretación del CBL y para reconocer condiciones inusuales en las cuales la interpretación del CBL es difícil o imposible, tales como:

- ✓ La primer onda que llega al receptor de 3 pies proviene de la formación y no de la tubería, lo que ocurre cuando la velocidad del sonido en la formación es mayor que en la tubería,
- ✓ Existe un microanillo entre la tubería y el cemento (el CBL no es muy bueno en estos casos)
- ✓ Existe un contacto pobre entre el cemento y la formación.

Como regla general se puede decir:

- ✓ Señales fuertes de tubería implican mala adherencia del cemento a la misma.
- ✓ Señales débiles de formación indican mala adherencia cemento-formación o mucha atenuación en la formación.

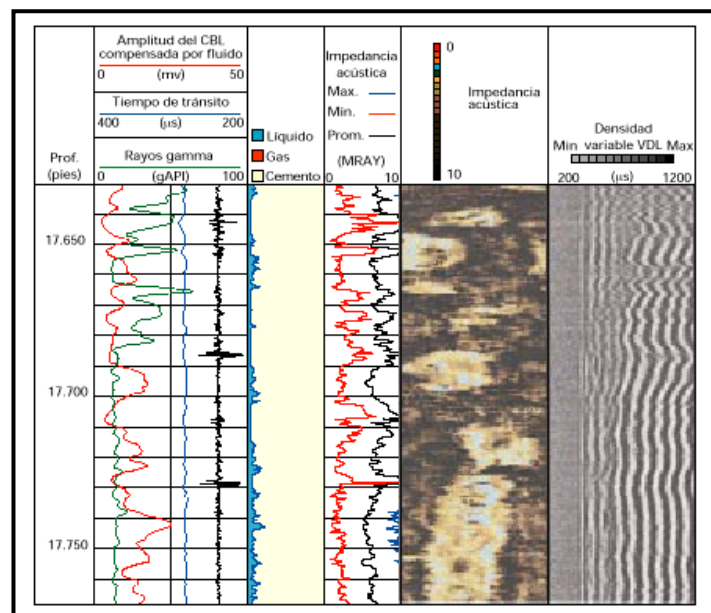


FIGURA 3.34. Registro de cementación CBL/VDL.

Simultáneamente a los perfiles antes descritos se corre un localizador de juntas (CCL), el cual permite identificar exactamente en donde se encuentran las uniones entre tuberías para que en el momento de cañonear, los cañones se coloquen exactamente frente a los intervalos que se desea perforar y evitar perforar las zonas donde se unen las tuberías.

Herramienta de medición de saturaciones (RST)

Un papel importante en el manejo de un yacimiento lo es el determinar las saturaciones de hidrocarburo y de agua detrás del revestidor (figura 3.35). Las mediciones de saturación a través del tiempo son útiles para rastrear el agotamiento de un yacimiento, lo que permite planear trabajos de reacondicionamiento y de recuperación mejorada, diagnosticando problemas de producción tales como el influjo de agua e irrupción del agua de inyección. Los métodos tradicionales para evaluar la saturación de fluidos tales como la medición del tiempo de decaimiento termal y la medición del carbón-oxígeno están limitados a la alta salinidad y a pozos no entubados respectivamente.

El RST (Reservoir Saturation Tool), o herramienta de medición de saturaciones supera estas limitaciones combinando ambos métodos en una herramienta lo suficientemente delgada como para entrar dentro de la tubería de producción. Esta herramienta elimina la necesidad de controlar el pozo y de sacar la tubería de producción. Esto ahorra dinero, impide la reinvasión de intervalos perforados y permite al pozo ser observado bajo condiciones operativas. Además provee una medición de la fracción de petróleo del hoyo aun en pozos horizontales.

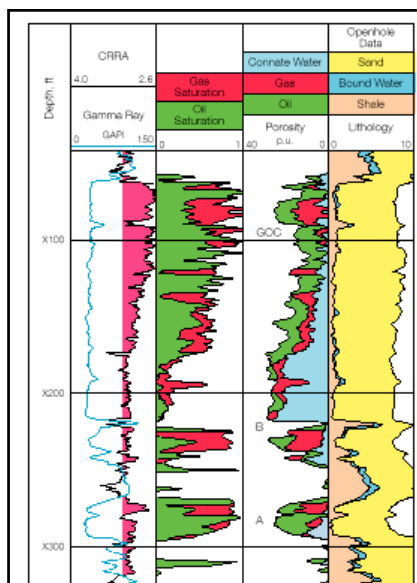


FIGURA 3.35. Registro de densidad RST.

UNIDADES MULTIPROPÓSITO

Desde el comienzo y durante la vida de producción de un pozo se deben realizar una serie de intervenciones en el mismo, dichas intervenciones son denominados RA/RC y deben ejecutarse mediante técnicas que permitan una producción del pozo lo más rentable posible.

En la ejecución de los trabajos de RA/RC y Servicios de pozos, se recurre al uso diferentes herramientas necesarias en estas actividades. Los Taladros deben cumplir con requerimientos mínimos para el uso de estas, tales como rapidez en su instalación, una cabria con capacidad para ejercer altas tensiones y pesos, seguridad e higiene, realizar trabajos de guaya fina, trabajos con Tubería Continua (CT), trabajos de pesca, bombeo de fluidos (ácidos, fracturantes, cementos, etc.), y muchas otras actividades.

Por lo general, los servicios realizados a los pozos no se encuentran integrados dentro de una sola unidad, e incluso en la actualidad, no hay una empresa que sea capaz de realizar todas las actividades, ya sea por falta de tecnología o porque la misma se encuentra orientada a un área en específico, por lo que, muchos de los trabajos deben ser realizados por diferentes contratistas. Por ejemplo, supóngase que se requiere realizar un RA/RC a un pozo, un cambio de camisa ranurada empacada con grava, esta actividad puede requerir de manera general, operaciones de fresado y pesca, limpieza, bombeo de fluidos, viajes de tuberías, correr perfiles, asentar TDH o cementar, prueba de afluencia, bajar equipo de empaque y empackar, montaje y desmontaje de cabezal de producción y BOP, etc. Como se puede observar se requieren muchas actividades que no son realizadas por una sola contratista.

Todas estas actividades deben ser realizadas mediante un previo contrato entre PDVSA y la compañía de servicio, por lo que el número de contratos dependerá de la capacidad o grado de especialidad que tenga la compañía. Una sola compañía puede realizar varias actividades, como por ejemplo una compañía especializada en servicios de guaya fina y eléctrica podrá correr registros, asentar TDH, cañonear arenas, etc., pero no podrá realizar cementaciones, operaciones de pesca, limpieza, etc.

El ejemplo planteado no es necesariamente excluyente, pueda que estas actividades estén mezcladas entre sí, lo que se quiere resaltar es que durante una intervención de un pozo hay que realizar muchos contratos entre PDVSA y estas compañías, pasando primero por una licitación, la revisión, la aprobación y por último la ejecución, sumando todos estos pasos se genera una pérdida de tiempo y dinero laboral que puede ser minimizado con el uso de las UMP, ya que poseen muchos de estos equipos integrados dentro de una sola unidad minimizando los indicadores de tiempo y costos.

Por último los taladros utilizados en la actualidad (figura 3.36) poseen otro tipo de desventajas técnicas-operacionales, dentro de las cuales se tienen: inseguridad operacional por falta de tecnologías automatizadas, contaminantes al ambiente por no poseer un buen control de los lodos, lentos a la hora de operar y mudar, obsoletos y en mal estado, con tiempos de operación entre los 20 y 30 años, mucho personal en la zona de trabajo, etc.

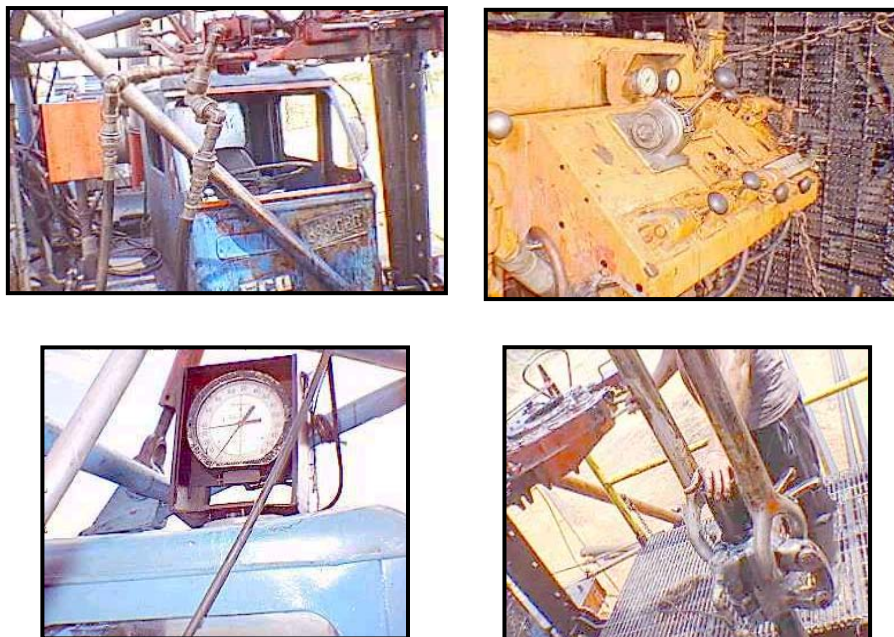


FIGURA 3.36. Situación de los taladros actuales.

Las *Unidades Multipropósito* (figura 3.37), son unidades integradas de equipos para perforación, trabajos de RA/RC, servicio y/o reparación. Estos equipos se encuentran dispuestos dentro de una misma unidad permitiendo tener una serie de ventajas frente a los taladros convencionales. Estos equipos pueden ser:

- ✓ Equipos de bombeo de lodos de perforación o completación, cementos, fluidos ácidos, fracturantes, etc.,
- ✓ Cabria plegable de manera horizontal y angular,
- ✓ Trailers para el personal, laboratorios, herramientas, cabina de control, etc.,
- ✓ Unidades de Tubería Continua con carretes de diferentes diámetros y longitudes,
- ✓ Equipo automatizado para el manejo de tubulares,
- ✓ Equipos de medición automatizados,
- ✓ Llaves hidráulicas,
- ✓ Motores eléctricos, y muchos otros (dependiendo de los requerimientos del trabajo).



FIGURA 3.37. Unidades Multipropósito.

Las ventajas que presentan las UMP en comparación con los taladros son las siguientes:

- ✓ Mayor seguridad y rapidez en las operaciones por ser equipos automatizados que permiten la necesidad de un menor número de obreros dentro del taladro,
- ✓ Mayor rapidez a la hora de mudar taladro. Todos los equipos son autopropulsados, es decir, se encuentran montados sobre “LOW BOY’S” o bateas (figura 3.38) por lo que su movilización a las localizaciones es mucho más rápida, requiriéndose solo la conexión o desconexión de los equipos entre sí,
- ✓ Equipos nuevos y de vanguardia con requerimientos mínimos de mantenimiento,

- ✓ Monitoreo de todo lo que pasa dentro del taladro y en el subsuelo, por medio de una cabina de control totalmente computarizada y con equipos de medición automatizados,
- ✓ Son poco o no contaminantes al medio ambiente. Principalmente por usar motores eléctricos y por ser unidades de cero descarga, es decir, todos los fluidos utilizados durante la intervención son vertidos en un tanque cerrado, y luego retirados para ser tratados, lo que permite que los fluidos nunca están en contacto con el medio ambiente,
- ✓ Debido a la automatización del taladro se reduce los costos en personal obrero.



FIGURA 3.38. Equipos de las Unidades Multipropósito sobre LOW BOY.

Las Unidades Multipropósito son la última tecnología que se encuentra en el mercado mundial, y para el caso de Venezuela se están ejecutando los estudios necesarios para su implementación en las diferentes áreas.

CAPÍTULO IV



VALIDACIÓN TÉCNICO OPERACIONAL

SELECCIÓN DE LOS POZOS

Los pozos candidatos para el estudio técnico - operacional de este trabajo, son todos aquellos pozos de los Campos Guafita y La Victoria de la UEY de Apure, pertenecientes a la Gerencia del Distrito Sur. Para obtener un estudio actual de las actividades de rehabilitación que se están realizando en el área, se estudiaron todos los pozos que fueron intervenidos desde enero de 1.999 hasta junio de 2.002.

La clasificación de los pozos se hizo tomando dos criterios básicos, el tipo de rehabilitación que se ejecuta en los pozos y la completación mecánica de los mismos, de manera de conocer cuáles serían los pozos donde podrían operar las UMP. Todos los pozos fueron trabajados bajo los lineamientos y políticas del Departamento de Perforación, Superintendencia de RA/RC y Completación del Distrito Sur, tomando como base de datos los informes *POST MORTEN*, carpetas de pozos y los documentos que se encuentran cargados en el Administrador de Documentos Electrónicos *SIMDE*; siendo ésta la herramienta que por vía Intranet permite visualizar las carpetas de pozos que se encuentren cargadas electrónicamente desde cualquier área de PDVSA.

TIPIFICACIÓN DE LOS POZOS

Los pozos estudiados fueron tipificados de acuerdo al RA/RC ejecutado en ellos y a su completación mecánica. Para el RA/RC se consideró el objetivo del trabajo a ejecutar y el sumario de operaciones; para el estado mecánico del pozo se tomó en cuenta su configuración mecánica, vertical u horizontal, y las especificaciones técnicas de la completación, equipos de prevención y control de arena y equipos de producción, que para los pozos de ambos campos es con el método secundario de levantamiento artificial Bombeo Electrosumergible (BES).

Estos pozos tipos representan las características promedio de las actividades ejecutadas dentro del área. La tipificación se utilizó como marco referencial para evaluar la factibilidad de uso de las Unidades Multipropósito (UMP) en estas actividades. Con estos promedios se buscó conocer los parámetros operacionales, tales como el número aproximado de viajes de tubería por cada pozo tipo, las tensiones aplicadas en operaciones de pesca, dimensiones de los tubulares en los pozos, herramientas utilizadas, servicios realizados, presiones manejadas tanto en superficie como en fondo, profundidades, etc.

Adicionalmente a los parámetros operacionales se estudiaron los tiempos operacionales productivos y no productivos de las actividades ejecutadas. Los tiempos productivos son todos aquellos tiempos que engloban las actividades que permiten el avance del objetivo, dentro de los cuales se encuentran:

- ✓ Desvestir, mudar y vestir el taladro.
- ✓ Controlar o circular el pozo.
- ✓ Desvestir y montar cabezal de producción por BOP o viceversa.
- ✓ Armar y meter ensamblajes de fondo (BHA), tales como fresadoras, equipos de pesca o limpieza, se efectúan las operaciones necesarias, se sacan y desarmar los equipos.
- ✓ Todos los servicios como registros, cañoneo, cementación, estimulación, pruebas de achique, bloque de impresión, asentar tapones de hierro (TDH) o tapones recuperables, etc.
- ✓ Sacar o meter tubería de producción con BES.
- ✓ Desarmar o armar BES, arrancar el pozo.

Los tiempos improductivos son todos aquellos que retrasan o interrumpen las actividades, ya sean por problemas mecánicos, eléctricos, lluvias, etc. Las actividades consideradas fueron las siguientes:

- ✓ Esperando por la luz del día.
- ✓ Reparación mecánica.
- ✓ Acondicionando planchada.
- ✓ Esperando por equipo de mudanza, personal del taladro, por compañía de servicio o por PDVSA.
- ✓ Cerrar y comenzar actividades por emergencia en otros pozos.
- ✓ Correr y cortar guaya del Malacate.

- ✓ Falla de herramientas.
- ✓ Recementando.
- ✓ Paro Sindical o de comunidades.
- ✓ Parar por malas condiciones ambientales como por lluvia.
- ✓ Operaciones adicionales por falla de servicio.
- ✓ Sacando o metiendo por falla en equipo BES.

Los parámetros fueron fijados de tal forma que permitieran que los requisitos no crearan un sobrediseño de las UMP. A continuación se presenta el esquema de los pozos tipo, identificando el tipo de pozo, trabajo y procedimiento ejecutado, los parámetros operacionales y los tiempos promedios operacionales (productivos e improductivos).

Pozos tipo 1:

Los pozos tipo 1 pueden ser verticales u horizontales y completados con equipo de bombeo electrosumergible (BES), con profundidades promedio de 10.500 +/- 500pies y con las perforaciones a una profundidad promedio de 9.500 +/- 500pies. El tipo de trabajo que se realiza en estos pozos es un Servicio o Reparación del equipo de producción BES (ver figura 4.1). En total se estudiaron 85 pozos, 35 del Campo Guafita 35 y 50 pozos en La Victoria.

Una vez que se determina que un pozo necesita ser rehabilitado, se procede a intervenirlo, de acuerdo al siguiente procedimiento de trabajo:

1. Se efectúan las actividades de desvestida, mudanza y vestida del taladro.
2. Se conectan las líneas del taladro al pozo y si todavía se detecta presión en el cabezal del pozo se controla.
3. Una vez controlado el pozo se realiza el cambio del cabezal de producción por los impide reventones o BOP.
4. Se suelta la tubería de producción y se comienza a sacar, teniendo la precaución de no dañar los flejes de la BES, enrollando el cable eléctrico por medio de la patecla o polea hacia el carrito.

5. Una vez extraída toda la tubería de producción se desarma la BES para verificar los posibles daños que esta pueda tener. En esta etapa se decide que piezas son necesarias en la BES para restablecer la producción.
6. Se arma el ensamblaje de fondo (BHA) para limpieza, se mete hasta la profundidad máxima, se limpia, circula y se realiza la prueba de decantación. Una vez verificada la limpieza del hoyo se saca el BHA de limpieza y se desarma.
7. El personal a cargo de la BES arma el equipo y lo comienza a meter al hoyo, comprobando la circulación de la corriente a través del cable eléctrico hasta el motor (megándolo) y colocándole los flejes para mantenerlo unido a la tubería de producción.
8. Se cuelga la tubería, se cambian los cabezales (BOP por el de producción), se desconectan las líneas de superficie y se arranca el pozo.

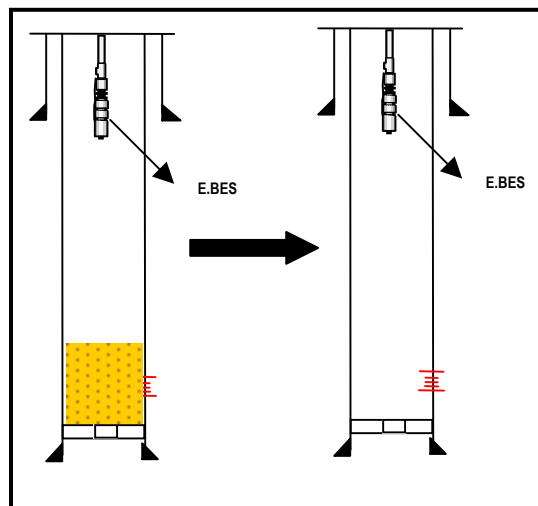


FIGURA 4.1. Diagrama mecánico de los pozos tipo 1 antes (izquierda) y después (derecha) del RA/RC

Parámetros operacionales:

Peso sarta = Peso Tubería + Peso del Ensamblaje de Fondo

Peso tubería = Máxima profundidad $\times$ Peso específico

Peso BHA = Número tubos BHA $\times$ Longitud tubo $\times$ Peso específico

La profundidad máxima de los pozos está alrededor de los 10.500pies y el tipo de tuberías utilizadas para la limpieza es la N-80 de 3-1/2pul OD con peso específico de 9,3Lbs/pies, teniendo:

$$\text{Peso tubería} = 10.500 \text{ pies} \times 9,3 \text{ Lbs / pies} \rightarrow \text{Peso tubería} = 65.844 \text{ Lbs}$$

Para ejercer peso sobre el BHA se emplean portamechas, estos se utilizan en número y diámetros diferentes entre un trabajo y otro, para obtener un requerimiento mínimo en peso se trabajará con el de mayor dimensiones utilizado, siendo éste el de diámetro externo 4-3/4pulg por 2-1/4pulg de diámetro interno, con un peso específico de 47Lbs/pies. En las operaciones de limpieza, fresado y pesca se emplean alrededor de 10 portamechas, más juntas de seguridad, martillos, cestas, mechas, zapatas o cualquier otra herramienta que incrementa el peso del BHA, que serán consideradas como 5 portamechas adicionales. Para generalizar y considerando que todos los portamechas tienen una longitud de 30pies, se tiene:

$$\text{Peso BHA} = 15\text{tubos} \times 30\text{pies} / \text{tubo} \times 47\text{Lbs} / \text{pies}$$

$$\text{Peso BHA} = 21.150\text{Lbs}$$

Entonces el peso de la sarta será:

$$\text{Peso Sarta} = 65.844\text{Lbs} + 21.150\text{Lbs}$$

$$\text{Peso Sarta} = 86.994\text{Lbs} \cong 87.000\text{Lbs}$$

En todas las operaciones de perforación o rehabilitación, se asume un factor de seguridad (Fs) para evitar cualquier fallo del equipo ante cualquier eventualidad. Para la capacidad de la cabria este valor se encuentra entre 1,3 y 1,6. Se considerará el extremo superior, es decir, 1,6 veces el peso de la sarta, por lo que el peso de la sarta será entonces 139.200Lbs, aproximándolo a 140.000Lbs. Por otra parte, el lodo ejerce una fuerza de empuje hacia arriba que disminuye el peso de la sarta, ésta no se considerará para tomarlo como otro factor de seguridad en el diseño de los equipos.

Las presiones máximas en estos pozos son las de superficie durante las operaciones de circulación, es decir, las presiones de bomba para permitir el retorno de los sólidos.

En total, considerando que no haya problemas durante la actividad, se realiza los siguientes viajes:

- ✓ Sacar tubería de producción con BES (medio viaje).
- ✓ El viaje de limpieza.
- ✓ Meter BES con tubería de producción (medio viaje). No se tienen operaciones de pesca.

Tiempos Operacionales

En el Apéndice A, Tabla A.1 se presentan todos los detalles de los tiempos (productivos e improductivos) promedios y su representación porcentual en la rehabilitación ejecutada en los pozos tipo 1 para ambos campos.

En estas tablas se puede observar que para los tiempos productivos las actividades en las que se emplea el mayor tiempo para ejecución de la rehabilitación son las de mudanza, limpieza del hoyo y en las actividades de sacar y meter la tubería de completación. Siendo en la mudanza 15,73hr, para sacar la tubería de completación 12,88hr, en la limpieza del hoyo 41,26hr y para meter la tubería de completación 19,31hr, siendo el tiempo promedio de ejecución de la rehabilitación en estos pozos en 157,45hr o lo que es lo mismo 6,56 días.

Las actividades dentro de un pozo comienzan desde la mudanza del taladro hacia este, esta actividad incluye tres subactividades que son la desvestida, el transporte y la vestida de los equipos de superficie. La vestida de los equipos no es mas que conectar las líneas del taladro entre los equipos del mismo y con el pozo para la circulación de fluidos, la parada y anclaje de la cabria en la locación, montaje de los equipos de lodos de perforación incluyendo el equipo de control de arena, bombas de lodo, tanques de viaje, de reserva y de mezcla, por otra parte se montan los generadores de potencia, el equipo de izaje, etc. En sí se realiza el montaje de todo el taladro como tal, una vez que se terminan las operaciones en el pozo se desconectan y desmontan todos los equipos antes nombrados para realizarle la mudanza al siguiente pozo de acuerdo a la planificación del taladro.

El tiempo empleado en el transporte de los equipos dependerá de la distancia entre los pozos, que para todos los tipos se encuentra entre 5 y 10Km, el tiempo promedio empleado en este tipo de pozos es de 6,51hr, es decir, un 4,14 por ciento del tiempo total empleado en toda la rehabilitación. En la desvestida del taladro se emplean 5,18hr y en la vestida 4,04hr.

Sacando la tubería de completación se realizan dos subactividades, el viaje para la sacada de la tubería de producción (10,25hr) y el tiempo a cargo del personal para desarmar el equipo BES y revisar posibles daños (2,63hr). En la metida de la tubería se realizan dos subactividades, el tiempo a cargo del personal para armar el equipo BES (6,13hr) y el viaje para meter la tubería de

producción (13,67hr). Meter la tubería de producción requiere de un mayor tiempo de ejecución que cuando es sacada, ya que a medida que ésta se va metiendo se va probando el cable de potencia eléctrica, esta prueba consiste en megar desde la superficie hasta el motor de la bomba registrando que el paso de corriente sea continuo.

El tiempo que se genera por la completación en estas actividades es debido al cuidado que hay que tener con los componentes del equipo BES durante el viaje de la tubería. Este equipo necesita de ciertos elementos que mantienen el cable de potencia unido a la tubería de producción, este cable va desde la superficie hasta el motor de la bomba permitiendo el paso de la corriente eléctrica para poner en funcionamiento la bomba, estos elementos son unas amarraduras metálicas llamadas *Flejes*. Para evitar que los flejes y el cable de potencia se rompan en estas actividades, causando que se caigan al fondo del pozo, son ejecutadas cuidadosamente evitando así realizar operaciones futuras de pesca que generen tiempos improductivos y costos adicionales.

En la actividad de limpieza del hoyo hay una serie de subactividades, dentro de estas las que más requieren tiempo son las que están relacionadas con el viaje de tubería, siendo 13,91hr metiendo tubería y 9,72hr sacándola.

En general, toda actividad que requiera viajes de tubería necesitará un mayor tiempo en su ejecución, debido a que estos se realizan a ciertas velocidades para evitar presiones que causen problemas en la operación, tiempos generados en la movilización de tubería dentro y fuera de la planchada, y las conexiones y desconexiones de tubería de perforación. Al meter la tubería no se excede la velocidad de 1.000pies/hr para evitar presiones de surgencia que puedan dañar la formación, mientras que sacando la tubería no se excede la velocidad de 1.500pies/hr para evitar problemas de arremetida del pozo al achicar el pozo.

Todos los tiempos nombrados con anterioridad son tiempos productivos, en total para los tiempos improductivos se perdieron 21,70hr, siendo un 13,78 por ciento del tiempo total de la rehabilitación. Dentro de las actividades improductivas se destaca la espera por la luz del día y las paradas de actividades por mal tiempo ambiental (lluvias). La espera por luz del día ocurre en las actividades de mudanza, ya que se desconectan los generadores de potencia y no se tiene luz eléctrica, impidiendo

así tener buena visibilidad de lo que se realiza en el taladro durante la noche; por su parte las lluvias aumentan las probabilidades de ocurrencia de accidentes dentro del taladro, siendo necesario parar las actividades.

El tiempo planificado promedio fue de 4,61 días, observándose que los tiempos promedios reales de las rehabilitaciones en estos pozos se encuentran por debajo de lo planificado, en 0,45 días o 10,80hr, que aunque parezca muy poco tiempo a la larga representa recortes en los gastos y en los tiempos de ejecución de las actividades.

Pozos tipo 2:

Los pozos tipo 2 son pozos verticales, con empaques con grava y completados con BES. La profundidad máxima de estos pozos a través del forro ranurado es de aproximadamente 11.500 +/- 500pies y el tope del colgador se encuentra a aproximadamente 7.500 +/- 500pies. Al igual que en el tipo 1 el trabajo que se realiza en estos pozos es un Servicio o Reparación del equipo de producción BES (ver figura 4.2). En el Campo La Victoria sólo se estudiaron 2 pozos, mientras que en Guafita se estudiaron 37 pozos.

Una vez que se determina que un pozo necesita ser rehabilitado, se procede a intervenirlo, siguiendo el procedimiento de trabajo:

1. Se efectúan las actividades de desvestida, mudanza y vestida del taladro.
2. Se conectan las líneas del taladro al pozo y si todavía se detecta presión en el cabezal del pozo se controla.
3. Una vez controlado el pozo se realiza el cambio del cabezal de producción por los impide reventones o BOP.
4. Se suelta la tubería de producción y se comienza a sacar, teniendo la precaución de no dañar los flejes de la BES, enrollando el cable eléctrico por medio de la patecla o polea hacia el carreto.

5. Una vez extraída toda la tubería de producción se desarma la BES para verificar los posibles daños que esta pueda tener. En esta etapa se decide qué piezas son necesarias en la BES para restablecer la producción.
6. Se arma 1° BHA de limpieza para limpiar el tope del colgador, se circula, se efectúa la prueba de decantación, se saca la tubería y se desarma el BHA.
7. Se arma el 2° BHA de limpieza para limpiar el forro ranurado, se circula y se efectúa la prueba de decantación. Una vez verificada la limpieza del hoyo se saca el BHA de limpieza y se desarma.
8. En caso de que dentro del trabajo se contemple lavar el empaque con grava mediante una estimulación, se arma el equipo de estimulación (Líneas de superficie, bombas, tuberías, empaaduras, etc.), se estimula, se viste el equipo de achique, achicando y desarmando el equipo, se saca y desarma la sarta de estimulación.
9. El personal a cargo de la BES arma el equipo y lo comienza a meter al hoyo, megándolo y colocando los flejes al cable eléctrico del motor.
10. Se cuelga la tubería, se cambian los cabezales (BOP por el de producción), se desconectan las líneas de superficie y se arranca el pozo.

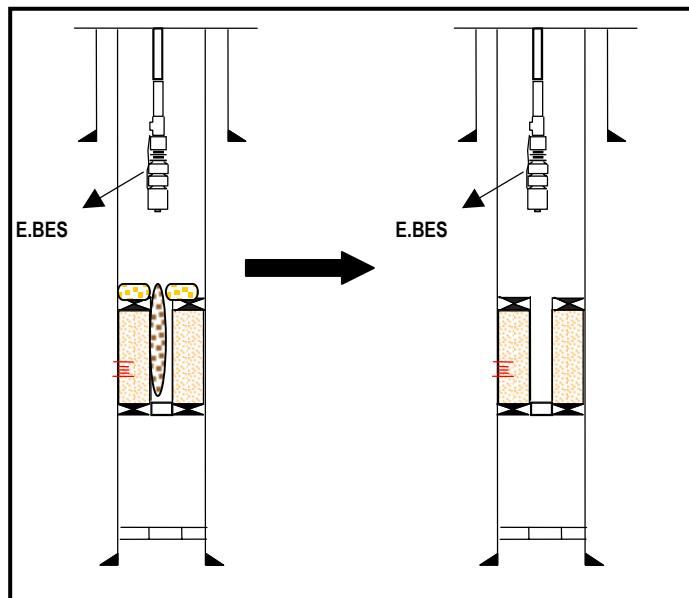


FIGURA 4.2. Diagrama mecánico de los pozos tipo 2 antes (izquierda) y después (derecha) del RA/RC

Parámetros operacionales:

El peso soportado por la cabria será el de la sarta de limpieza o estimulación, se tomarán las mismas consideraciones que en el caso de los pozos tipo 1. Por lo tanto, la capacidad de la cabria deberá ser como mínimo 140.000Lbs.

Las presiones máximas en estos pozos al nivel de la superficie se encuentran durante las operaciones de estimulación, las líneas de superficie son probadas antes de realizar la estimulación con 5.000lpc. En subsuelo se mantienen presiones máximas de hasta 2.000lpc durante la estimulación permitiendo un buen lavado del empaque.

En total, considerando que no haya problemas durante la actividad, se están realizando tres viajes:

- ✓ Sacar tubería de producción con BES (medio viaje)
- ✓ Limpieza del colgador.
- ✓ Limpieza del forro ranurado, este segundo viaje de limpieza se puede realizar con la estimulación si se tiene planeado dentro del trabajo. No se tienen operaciones de pesca.
- ✓ Meter BES con tubería de producción (medio viaje).

Las herramientas utilizadas en este tipo de pozo son mechas, empacaduras, equipo de achique, lubricador y herramientas de registro, las dimensiones de estos dependerán de las dimensiones del pozo, es decir, de los diámetros de los revestimientos o forro ranurado y de las profundidades de los mismos.

Tiempos operacionales

En el Apéndice A, Tabla A.2 se presentan todos los detalles de los tiempos (productivos e improductivos) promedios y su representación porcentual en la rehabilitación ejecutada en los pozos tipo 2 para ambos campos.

Los tiempos productivos en este tipo de pozo no difieren de los pozos tipo 1, las actividades predominantes siguen siendo las mismas en este grupo de pozos, en mudanza se emplean 14,64hr, en sacar tubería de completación 11,09hr, en limpieza del hoyo 28,28hr y metiendo la tubería de completación 20,48hr. El tiempo promedio total de la rehabilitación fue de 193,77hr o 8,07días.

Dentro de las subactividades de la mudanza se tiene que en la desvestida del taladro se emplean 5,04hr, en el transporte 5,74hr y en la vestida del taladro 3,86hr.

Al sacar la tubería de completación se realizan dos subactividades, el viaje de esta y la actividad para desarmar el equipo BES, generando 8,66 y 2,43hr. Metiendo la tubería de completación se emplean 5,81hr en el armado del equipo BES y 14,68hr en el viaje de tubería.

Los tiempos improductivos de estos pozos se encuentran en 21,50hr. La espera por luz del día y las paradas de taladro por lluvia fueron las actividades que generan las mayores pérdidas de tiempo, 7,12 y 2,92hr respectivamente.

El tiempo promedio planificado se encontró en 4,44 días mientras que el real fue de 5,01 días, existiendo una diferencia de 0,57 días o 13,68hr. Observándose que en estos pozos se está empleando más tiempo del planificado, generando mayores costos y retraso en la rehabilitación de los pozos siguientes según sea la planificación del taladro.

Pozos tipo 3:

Los pozos tipo 3 tienen características mecánicas similares que los pozos tipo 1, la diferencia entre estos pozos se encuentra en el tipo de RA/RC realizado, para estos pozos consiste en el abandono de arena productora mediante el asentamiento de un TDH y recañoneo de la arena superior completando con BES (ver figura 4.3). En total hay 5 pozos, 4 del Campo La Victoria y 1 de Guafita. El procedimiento de trabajo es el siguiente:

1. Se efectúan las actividades de desvestida, mudanza y vestida del taladro.
2. Se conectan las líneas del taladro al pozo y si todavía se detecta presión en el cabezal del pozo se controla.
3. Una vez controlado el pozo se realiza el cambio del cabezal de producción por los impide reventones o BOP.

4. Se suelta la tubería de producción y se comienza a sacar, teniendo la precaución de no dañar los flejes de la BES, enrollando el cable eléctrico por medio de la patecla o polea hacia el carrito.
5. Una vez extraída toda la tubería de producción se desarma la BES para verificar los posibles daños que esta pueda tener. En esta etapa se decide qué piezas son necesarias en la BES para restablecer la producción.
6. Se arma BHA de limpieza y se limpia cualquier posible obstrucción o arenamiento. Una vez verificada la limpieza del hoyo se saca el BHA de limpieza y se desarma.
7. Se corren las herramientas de registros.
8. Se baja y asienta TDH.
9. Se bajan los cañones y se perforan las zonas superiores.
10. Se baja una tubería para realizar la prueba de achique, se achica y desviste el mismo, se limpian los sólidos que hayan decantado por medio del bombeo de píldoras viscosas, se saca y desarma BHA.
11. El personal a cargo de BES arma el equipo y lo comienza a meter al hoyo, megándolo y colocando los flejes al cable eléctrico del motor.
12. Se cuelga la tubería, se cambian los cabezales (BOP por el de producción), se desconectan las líneas de superficie y se arranca el pozo.

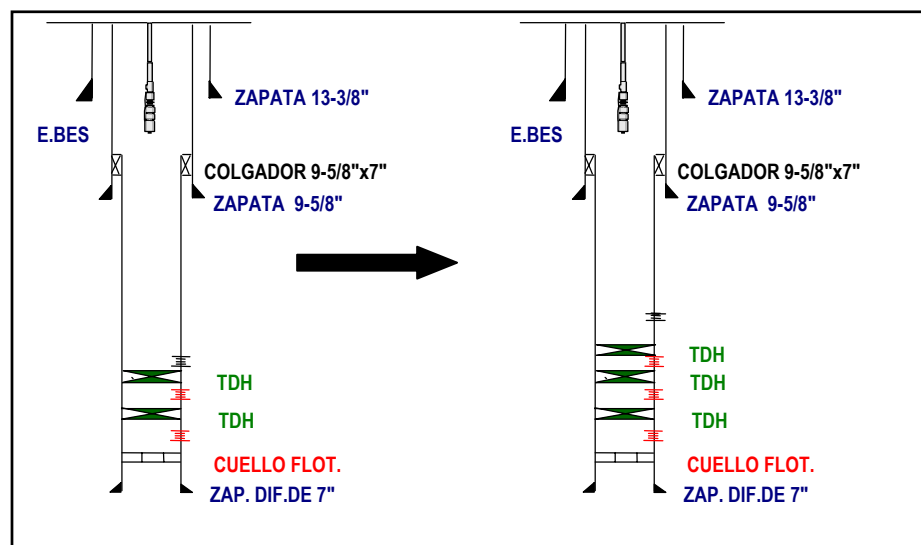


FIGURA 4.3. Diagrama mecánico de los pozos tipo 3 antes (izquierda) y después (derecha) del RA/RC

Parámetros operacionales:

El peso soportado por la cabria será el de la sarta de limpieza o estimulación, se tomarán las mismas consideraciones que en el caso de los pozos tipo 1. Por lo tanto, la capacidad de la cabria deberá ser como mínimo 140.000Lbs.

Las presiones máximas en estos pozos son las de superficie durante las operaciones de circulación, es decir, las presiones de bomba para permitir el retorno de los sólidos.

En total, considerando que no haya problemas durante la actividad, se están realizando tres viajes:

- ✓ Sacar tubería de producción con BES (medio viaje).
- ✓ Viaje de limpieza.
- ✓ Viaje para la prueba de achique.
- ✓ Meter BES con tubería de producción (medio viaje).

Las herramientas utilizadas en estos pozos tipo son mechas, empacaduras, equipo de achique, lubricador y herramientas de registro, las dimensiones de estos dependerá de las dimensiones del pozo, es decir, de los diámetros del revestimiento o forro ranurado y de las profundidades de los mismos.

Tiempos Operacionales

En el Apéndice A, Tabla A.3 se presentan todos los detalles de los tiempos (productivos e improductivos) promedios y su representación porcentual de la rehabilitación ejecutada en los pozos tipo 3 para ambos campos.

Los tiempos operacionales productivos para este tipo de pozo tienen un promedio de 214,38hr y los improductivos 87,60hr. Dentro de los tiempos improductivos, las actividades que presentan mayor tiempo de ejecución son la espera por la luz del día con 7,90hr, paradas de taladro por mal tiempo (lluvias) con 12,90hr y las operaciones adicionales por falla de servicio (registros, cañoneo, prueba de Achique, etc.) con 43,8hr. Todas estas actividades generan pérdidas de dinero ya que se están ejecutando sin haber sido planificadas.

En los tiempos productivos se siguen observando las mismas tendencias, es decir, los mayores tiempos se encuentran en las actividades de mudanza (18,80hr), limpieza del hoyo (42,33hr), sacando (15,20hr) y metiendo la tubería de completación (21,20hr). Las subactividades que generaron mayor tiempo fueron aquellas que necesitaban viaje de tubería, tales como bajar o sacar la tubería de completación y meter o sacar tubería para la limpieza.

El tiempo promedio planificado se encontró en 5,00 días y el real en 8,70 días, estos 3,70 días de diferencia es el indicativo de las pérdidas que se tienen en tiempo y dinero en las operaciones de estos pozos.

Pozos tipo 4:

Los pozos tipo 4 tienen características mecánicas similares que los pozos tipo 1, la diferencia entre estos pozos se encuentra en el tipo de RA/RC realizado, para estos pozos consiste en el abandono o aislamiento de comunicación de la zona productora mediante una cementación, recañoneando la misma zona u otras zonas y luego completando con BES (ver figura 4.4). En total se estudiaron 16 pozos, 3 del Campo Guafita y 13 de La Victoria. El procedimiento de trabajo es el siguiente:

1. Se efectúan las actividades de desvestida, mudanza y vestida del taladro.
2. Se conectan las líneas del taladro al pozo y si todavía se detecta presión en el cabezal del pozo se controla.
3. Una vez controlado el pozo se realiza el cambio del cabezal de producción por los impide reventones o BOP.
4. Se suelta la tubería de producción y se comienza a sacar, teniendo la precaución de no dañar los flejes de la BES, enrollando el cable eléctrico por medio de la patecla o polea hacia el carrito.
5. Una vez extraída toda la tubería de producción se desarma la BES para verificar los posibles daños que esta pueda tener. En esta etapa se decide qué piezas son necesarias en la BES para restablecer la producción.

6. Se arma BHA de limpieza y se limpia cualquier posible obstrucción o arenamiento. Una vez verificada la limpieza del hoyo se saca el BHA de limpieza y se desarma.
7. Se corren las herramientas de registros, de ser necesario, para realizar cementación se asienta un TDH o tapón recuperable, el uso de uno o del otro depende del supervisor del taladro.
8. Se arma y se baja equipo de cementación (líneas de superficie, bombas, tubería, empaadura, etc.), dentro de esta actividad se incluye preparar el cemento, probar las líneas de superficie, esperar por el tiempo de fraguado y desacoplar el equipo de cementación.
9. Se arma BHA para la limpieza de cemento.
10. Se arma equipo de achique y se realiza prueba de afluencia, achicando el pozo y verificando que hubo una buena cementación, se desarma el equipo de achique.
11. Se corren registros, se correlaciona y se cañonea la zona deseada, este cañoneo se puede realizar de dos maneras, por medio de guaya eléctrica o por medio de una tubería TCP, en caso de ser con una tubería TCP se arma el equipo, se baja y se asienta por medio de una empaadura y se detonan los cañones.
12. Para el caso en que se haya cañoneado con sarta TCP solo se arma el equipo de achique y se le realiza la prueba a la arena, en el caso de que se haya cañoneado con guaya eléctrica se baja una tubería, se asienta y se realiza la prueba a la arena. Con esta misma tubería se realiza la prueba de decantación y se limpia circulando con píldoras viscosas.
13. El personal a cargo de BES arma el equipo y lo comienza a meter al hoyo, megándolo y colocando los flejes al cable eléctrico del motor.
14. Se cuelga la tubería, se cambian los cabezales (BOP por el de producción), se desconectan las líneas de superficie y se arranca el pozo.

Parámetros operacionales:

El peso soportado por la cabria será el de la sarta de limpieza, estimulación o cementación, se tomarán las mismas consideraciones que en el caso de los pozos tipo 1. Por lo tanto, la capacidad de la cabria deberá ser como mínimo 140.000Lbs.

La presión máxima en estos pozos para la superficie es en las operaciones de cementación, antes de la cementación se prueban las líneas de superficie con 6.000lpc, en el subsuelo se aplican 2.000lpc para forzar la entrada del cemento a las formaciones (Squize).

En total, considerando que no haya problemas durante la actividad, se están realizando cinco viajes:

- ✓ Sacar tubería de producción con BES (medio viaje)
- ✓ Un viaje de Limpieza.
- ✓ Un viaje de cementación.
- ✓ Un viaje de Limpieza del cemento.
- ✓ Un viaje de Achique para la prueba de la arena luego del cañoneo, continuado por la limpieza por medio de tubos lavadores.
- ✓ Meter BES con tubería de producción (medio viaje).

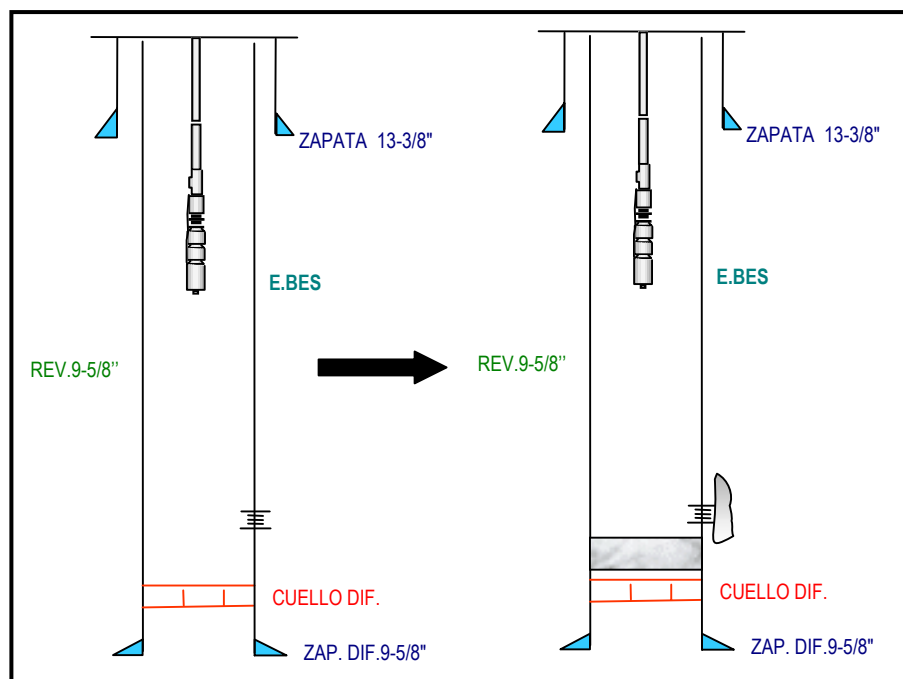


FIGURA 4.4. Diagrama mecánico de los pozos tipo 4 antes (izquierda) y después (derecha) del RA/RC.

Las herramientas utilizadas en este tipo de pozos son mechas, zapatas fresadoras, empacaduras, equipo de achique, lubricador, TDH o recuperables, cañones y herramientas de registro, las dimensiones de estos dependerá de las dimensiones del pozo, es decir, a los diámetros de los revestimientos o colgadores y a las profundidades de los mismos.

Tiempos Operacionales

En el Apéndice A, Tabla A.4 se presentan todos los detalles de los tiempos (productivos e improductivos) promedios y su representación porcentual en la rehabilitación ejecutada en los pozos tipo 4 para ambos campos.

Los tiempos productivos para este tipo de pozos se encuentran en 479,70hr y los no productivos en 99,34hr, para dar un total de 579,04hr o 24,13días, de tiempo de ejecución real de la rehabilitación. El tiempo promedio planificado está en 12,75 días. Se puede observar que hay una diferencia de casi 11,38 días. Esta diferencia no solo se debe a los tiempos no productivos, hay que considerar todos los riesgos que requieren actividades como las que se realizan en este tipo de pozo (cementaciones, servicios, limpiezas, etc.), además de todas las pruebas que se requieren para comprobar que las operaciones fueron realizadas exitosamente.

Estas pruebas pueden ser la prueba de achique realizadas para comprobar por ejemplo el éxito de una cementación o de un cañoneo. Con la prueba de achique a una cementación se demuestra si existe comunicación entre la zona cementada y el revestimiento de producción, cuando esta prueba es realizada a la arena productora se demuestra si hubo un buen cañoneo de la zona de interés. Ambas pruebas consisten en disminuir la presión hidrostática del pozo para que la presión de la formación sea mayor que la del pozo y permitir así la afluencia de fluidos de la formación al pozo, el tiempo de ejecución del achique es de 13,70hr para una cementación mientras que en la de la arena es de 36,91hr.

La diferencia entre estas se debe a que durante la prueba de la arena se aprovecha y se realizan las pruebas de producción que permiten predecir los porcentajes de agua y sedimento que se van a producir cuando se ponga en producción el pozo.

Actividades como limpieza, cementación, estimulaciones, cañonear con tubería TCP, sacar y meter la tubería de completación, entre otras, tienen la subactividad de realizar viajes de tubería, siendo esta una de las principales causas de generar altos tiempos de ejecución al tener que parar en conexiones de tubulares y manejar los tubulares por el personal y equipos lentos.

Los tiempos improductivos siguen las mismas tendencias de los pozos anteriores, se siguen perdiendo tiempo en lluvias (14,97hr) y al esperar por la luz del día (6,88hr). En estos pozos tipos por el riesgo que se tiene al realizar una buena cementación se pierden 13,13hr recementando y al tener problemas con el cable de potencia de la BES se generaron 24,69hr de pérdida.

Pozos tipo 5:

Los pozos tipo 5 tienen las características mecánicas de los pozos tipo 2, la diferencia entre estos se encuentra en el RA/RC realizado. A estos pozos se les realiza o cambia el empaque de grava completando la misma zona con BES nuevamente (ver figura 4.5). En total se estudiaron 7 pozos, todos pertenecientes al Campo Guafita. El procedimiento de trabajo en estos es el siguiente:

1. Se efectúan las actividades de desvestida, mudanza y vestida del taladro.
2. Se conectan las líneas del taladro al pozo y si todavía se detecta presión en el cabezal del pozo se controla.
3. Una vez controlado el pozo se realiza el cambio del cabezal de producción por los impide reventones o BOP.
4. Se suelta la tubería de producción y se comienza a sacar, teniendo la precaución de no dañar los flejes de la BES, enrollando el cable eléctrico por medio de la patecla o polea hacia el carrito.
5. Una vez extraída toda la tubería de producción se desarma la BES para verificar los posibles daños que esta pueda tener. En esta etapa se decide qué piezas son necesarias en la BES para restablecer la producción.
6. Se arma BHA de fresado y se fresa las empacaduras permanentes del forro ranurado.
7. Se arma BHA de pesca y se efectúan las operaciones de pesca tensionando y martillando.
8. Se arma BHA de limpieza y se remueven los restos de grava y sólidos. Una vez verificada la limpieza del hoyo se saca el BHA de limpieza y se desarma.
9. Se corren herramientas de registros, para algunos casos se recañonea la misma zona.
10. Se arma el equipo de achique y se le realiza la prueba a la arena.
11. Se arma equipo de empaque, se realiza el empaque, se realiza prueba de achique y se circula para limpiar los restos de la grava.

12. El personal a cargo de BES arma el equipo y lo comienza a meter al hoyo, megándolo y colocando los flejes al cable eléctrico del motor.
13. Se cuelga la tubería, se cambian los cabezales (BOP por el de producción), se desconectan las líneas de superficie y se arranca el pozo.

Parámetros operacionales:

El peso soportado por la cabria será durante las operaciones de pesca, que dentro del tiempo enmarcado para el estudio en el máximo de los casos se tensionó hasta 320.000Lbs martillando hasta 220.000Lbs. Por lo tanto, la capacidad de la cabria debe superar las 320.000Lbs

Las presiones máximas registradas en la superficie son de 5.000lpc y se efectúan durante la prueba de la línea de superficie para realizar el empaque con grava, mientras que en subsuelo se someten a 2.000lpc para forzar la grava dentro de la formación.

En total, considerando que no hay problemas durante la actividad, se están realizando siete viajes:

- ✓ Sacar tubería de producción con BES (medio viaje).
- ✓ Viaje de fresado.
- ✓ Viaje de pesca.
- ✓ Viaje de limpieza.
- ✓ Viaje con equipo de achique para probar la arena.
- ✓ Para realizar el empaque con grava.
- ✓ Viaje para realizar prueba de achique al empaque.
- ✓ Meter BES con tubería de producción (medio viaje).

Las herramientas utilizadas son mechas, zapatas fresadoras, equipos de pesca (martillo hidráulico y mecánico, juntas de seguridad, spear graplle, cestas, etc.), empacaduras, equipo de achique, lubricador, cañones y herramientas de registro, las dimensiones de estos dependerán de las dimensiones del pozo, es decir, a los diámetros de los revestimientos o forro ranurado y a las profundidades de los mismos.

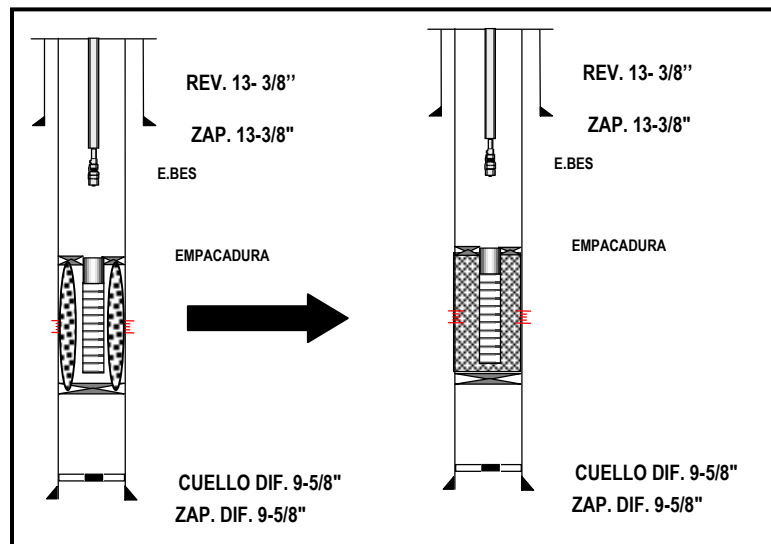


FIGURA 4.5. Diagrama mecánico de los pozos tipo 5 antes (izquierda) y después (derecha) del RA/RC.

Tiempos Operacionales

En el Apéndice A, Tabla A.5 se presentan todos los detalles de los tiempos (productivos e improductivos) promedios y su representación porcentual en la rehabilitación ejecutada en los pozos tipo 5 para ambos campos.

Las actividades que se realizan en este tipo de pozo requieren mucho tiempo en su ejecución debido al riesgo que implica la pesca de los empaques con grava por las altas tensiones y presiones que se manejan en las operaciones. Estos dispositivos para el control de arena se encuentran fijados al revestimiento de producción mediante una empacadura permanente. Para su extracción se requieren actividades como el fresado y la pesca, siendo el fresado la actividad que elimina el contacto entre la empacadura y el revestimiento mediante el limado y la pesca la actividad donde se jalen las rejillas o forros ranurados que mantienen la grava en el fondo del pozo.

En las actividades de fresado se emplean en algunos casos varias fresas, cuatro en el mayor de los casos, generando tiempos promedios de 142,08hr. De las subactividades que se realizan la que más requiere tiempo es la operación del fresado de las empacaduras junto con la circulación del lodo para la remoción de sólidos, seguida del viaje de tubería que en el caso de meterla se generan 25,17hr y sacándola 26,00hr, el resto del tiempo es empleado en armar y desarmar el ensamblaje de fondo (BHA), 10,33 y 7,33hr respectivamente.

En las actividades de pesca se emplean 94,50hr, de las cuales 25,17hr son metiendo la tubería, 19,83hr en la operación de pesca y 28,83hr sacando la tubería, el resto del tiempo es empleado en armar y desarmar el BHA, 9,33 y 11,33hr respectivamente. El desarmar el BHA de pesca requiere de más tiempo que su armada, debido a que con este viene el pescado que es chequeado minuciosamente antes de ser bajado de la planchada, verificando si algún componente del equipo de control de arena puede ser vuelto a usar en la próxima completación del pozo y así economizando un poco la rehabilitación. Al igual que en el fresado para la pesca se emplearon varias herramientas para la extracción del empaque, en el máximo de los casos fueron tres.

En la actividad de realizar el empaque con grava se ejecutaron 48,66hr y en las pruebas de achique se emplearon 71hr, siendo 42hr empleadas en pruebas para la evaluación del cañoneo de la arena y 29hr en la prueba del empaque con grava.

Los tiempos improductivos para estos pozos, al igual que en los anteriores siguen estando en las actividades de espera por luz del día con 15,43hr, parada de taladro por lluvias con 12,58hr y operaciones adicionales por falla de servicio con 29,29hr. El promedio de estos tiempos fue de 91,58hr siendo esto un 15,41 por ciento de todo el tiempo empleado en la ejecución de la rehabilitación.

El tiempo promedio de ejecución de la rehabilitación en estos pozos tipo fue de 594,43hr o 24,77 días, mientras que el tiempo promedio de la planificación fue de 15 días, siendo estos 9,77 días de diferencia, el efecto que tiene el riesgo asociado en este tipo de rehabilitación.

Pozos tipo 6:

Los pozos tipo 6 tienen las características mecánicas de los pozos tipo 2, la diferencia entre estos se encuentra en el RA/RC realizado. A estos pozos se les realiza un cambio de empaque de grava cañoneando una arena superior para completar con BES nuevamente (ver figura 4.6). Los pozos estudiados fueron 2 y pertenecen al Campo Guafita. El procedimiento de trabajo es el siguiente:

1. Se efectúan las actividades de desvestida, mudanza y vestida del taladro.
2. Se conectan las líneas del taladro al pozo y si todavía se detecta presión en el cabezal del pozo se controla.
3. Una vez controlado el pozo se realiza el cambio del cabezal de producción por los impide reventones o BOP.
4. Se suelta la tubería de producción y se comienza a sacar, teniendo la precaución de no dañar los flejes de la BES, enrollando el cable eléctrico por medio de la patecla o polea hacia el carrito.
5. Una vez extraída toda la tubería de producción se desarma la BES para verificar los posibles daños que ésta pueda tener. En esta etapa se decide qué piezas son necesarias en la BES para restablecer la producción.
6. Se arma BHA de fresado y se fresa las empacaduras permanentes del forro ranurado.
7. Se arma BHA de pesca y se efectúan las operaciones de pesca tensionando y martillando.
8. Se arma BHA de limpieza y se remueven los restos de grava y arena.
9. Se corren herramientas de registros.
10. Se aísla la zona productora por medio del asentamiento de un TDH y se realiza el cañoneo.
11. Se arma el equipo de achique y se le realiza la prueba a la arena.
12. Se arma equipo de empaque, se realiza el empaque, se realiza prueba de achique y se circula para limpiar los restos de la grava.
12. El personal a cargo de BES arma el equipo y lo comienza a meter al hoyo, megándolo y colocando los flejes al cable eléctrico del motor.
13. Se cuelga la tubería, se cambian los cabezales (BOP por el de producción), se desconectan las líneas de superficie y se arranca el pozo.

Parámetros operacionales:

El peso soportado por la cabria será durante las operaciones de pesca, que dentro del tiempo enmarcado para el estudio en el máximo de los casos se tensionó hasta 260.000Lbs. Por lo tanto, las actividades la capacidad debe superar las 260.000Lbs.

Las presiones máximas registradas en la superficie son de 5.000lpc y se efectúan durante la prueba de la línea de superficie para realizar el empaque con grava, mientras que en subsuelo se someten a 2.000lpc para forzar la grava dentro de la formación.

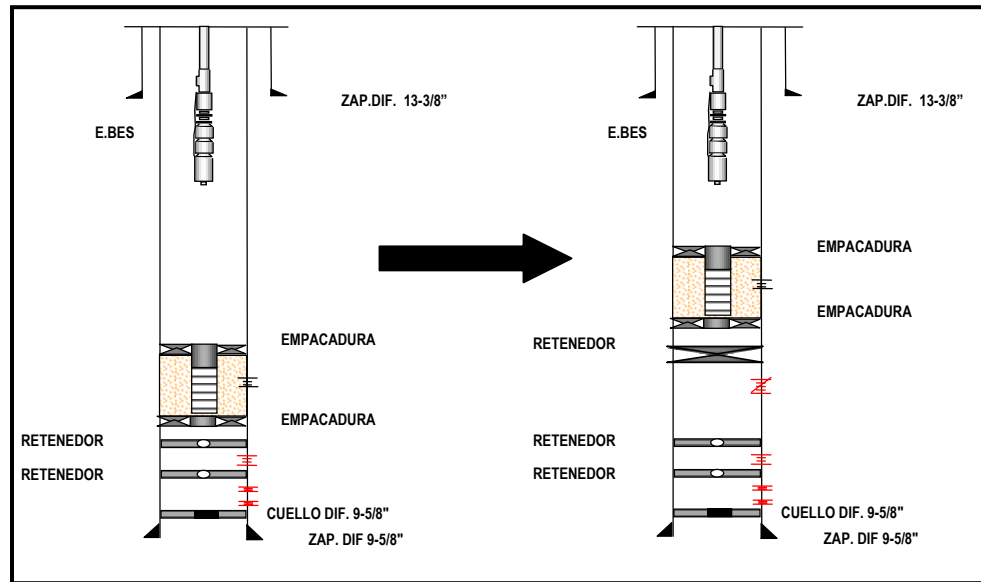


FIGURA 4.6. Diagrama mecánico de los pozos tipo 6 antes (izquierda) y después (derecha) del RA/RC

En total, considerando que no haya problemas durante la actividad, se están realizando siete viajes:

- ✓ Sacar tubería de producción con BES (medio viaje).
- ✓ Viaje de fresado.
- ✓ Viaje de pesca. Viaje de limpieza.
- ✓ Viaje de achique para realizar prueba a la arena.
- ✓ Viaje para realizar el empaque con grava.
- ✓ Viaje de achique para realizar prueba al empaque.
- ✓ Meter BES con tubería de producción (medio viaje)

Las herramientas utilizadas son mechas, zapatas fresadoras, equipos de pesca (martillo hidráulico y mecánico, juntas de seguridad, spear grapple, cestas, etc.), empacaduras, equipo de achique, lubricador, TDH o recuperables, cañones y herramientas de registro, las dimensiones de estos dependerán de las dimensiones del pozo, es decir, de los diámetros de los revestimientos o forro ranurado y de las profundidades de los mismos.

Tiempos Operacionales

En el Apéndice A, Tabla A.6 se presentan todos los detalles de los tiempos (productivos e improductivos) promedios y su representación porcentual en la rehabilitación en los pozos tipo 6 para ambos campos.

Estos pozos tipo son los que presentan el segundo mayor tiempo de ejecución, siendo este de 627,25hr o 26,14 días, en donde los tiempos productivos tienen un promedio de 572,00hr y los improductivos de 55,25hr. Aunque es el segundo en tiempo total de ejecución, es el primero en cuanto al total del tiempo de las actividades productivas y el menor de los pozos en tiempos improductivos.

Para cumplir con el objetivo de la rehabilitación se requiere una serie de actividades como fresados de empacaduras, pescas de forro ranurado, limpiezas del hoyo, empacar el hoyo, pruebas de achique, servicios y otras, que sumadas generan estos altos tiempos de ejecución y además se tienen los riesgos operacionales al trabajar a tensiones y presiones elevadas.

Las actividades productivas en estos pozos tienen el mismo comportamiento que los pozos tipo anterior, estas se encuentran en la recuperación del empaque con grava, teniendo que en el fresado de la empacadura se emplean 223,75hr, en la pesca del forro ranurado 141,00hr y en la limpieza del hoyo 75hr. Hay que considerar que estas operaciones son realizadas varias veces para poder llevarlas a cabo completamente y en muchos casos se requiere el uso de más de cuatro BHA de fresado, pesca o limpieza del hoyo.

Las actividades improductivas que continúan generando pérdida son la espera por luz del día, que en este caso generó 17hr y las paradas de taladro por lluvias con 6hr. Adicionalmente se perdieron 18hr en la reparación mecánica de equipos como el malacate.

Pozos tipo 7:

Los pozos tipo 7 tienen las características mecánicas de los pozos tipo 2, la diferencia entre estos se encuentra en el RA/RC realizado. A estos pozos se les realiza un cambio de empaque de grava, una cementación para aislar comunicación en la arena o para completar una arena inferior y completar

con BES nuevamente (ver figura 4.7). En total se estudiaron 32 pozos, 29 pertenecientes al Campo Guafita y 3 pertenecientes al Campo La Victoria. El procedimiento de trabajo es el siguiente:

1. Se efectúan las actividades de desvestida, mudanza y vestida del taladro.
2. Se conectan las líneas del taladro al pozo y si todavía se detecta presión en el cabezal del pozo se controla.
3. Una vez controlado el pozo se realiza el cambio del cabezal de producción por los impide reventones o BOP.
4. Se suelta la tubería de producción y se comienza a sacar, teniendo la precaución de no dañar los flejes de la BES, enrollando el cable eléctrico por medio de la patecla o polea hacia el carrito.
5. Una vez extraída toda la tubería de producción se desarma la BES para verificar los posibles daños que esta pueda tener, en esta etapa se decide qué piezas son necesarias en la BES para restablecer la producción.
6. Se arma BHA de fresado y se fresa las empacaduras permanentes del forro ranurado.
7. Se arma BHA de pesca y se efectúan las operaciones de pesca tensionando y martillando.
8. Se arma BHA de limpieza y se remueven los restos de grava y arena.
9. Se asienta un TDH o recuperable para realizar la cementación.
10. Se viste el equipo de cementación y se cementa la zona deseada.
11. Se arma BHA de limpieza y se limpia el cemento.
12. Se viste el equipo de achique y se realiza la prueba de afluencia.
13. Se corren herramientas de registros y correlación, para luego bajar y detonar los cañones.
14. Se viste el equipo de achique y se realiza la prueba a la arena, realizando prueba de decantación y circulando.
15. Se arma BHA de empaque y se realiza empaque con grava a la zona deseada.
16. Se viste equipo de achique y se le realiza prueba al empaque con grava, realizando prueba de decantación y circulando para retirar los restos de grava.
17. El personal a cargo de BES arma el equipo y lo comienza a meter al hoyo, megándolo y colocando los flejes al cable eléctrico del motor.
18. Se cuelga la tubería, se cambian los cabezales (BOP por el de producción), se desconectan las líneas de superficie y se arranca el pozo.

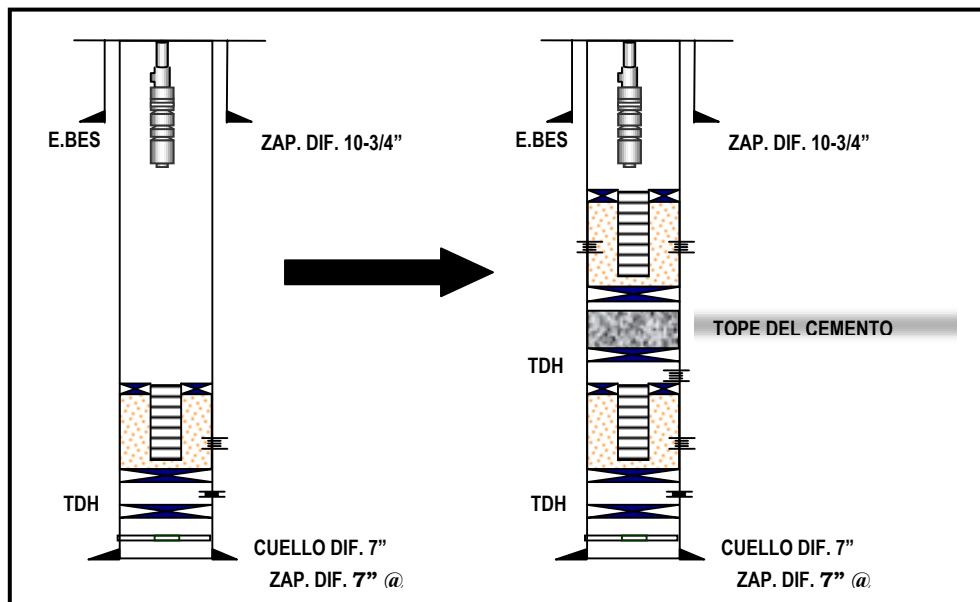


FIGURA 4.7. Diagrama mecánico de los pozos tipo 7 antes (izquierda) y después (derecha) del RA/RC

Parámetros operacionales:

El peso soportado por la cabria será durante las operaciones de pesca, que dentro del tiempo enmarcado para el estudio en el máximo de los casos se tensionó hasta 250.000Lbs. Por lo tanto, la capacidad de la cabria debe superar las 250.000Lbs.

La presión máxima en estos pozos en superficie es en las operaciones de cementación, antes de la cementación se prueban las líneas de superficie con 6.000lpc, mientras que en el subsuelo se aplican 2.000lpc para forzar la entrada del cemento a las formaciones

En total, considerando que no haya problemas durante la actividad, se están realizando diez viajes, se tiene:

- ✓ Sacar tubería de producción con BES.
- ✓ Viaje de fresado.
- ✓ Viaje de pesca.
- ✓ Viaje de limpieza de grava y arena.
- ✓ Viaje de cemento.
- ✓ Viaje de limpieza de cemento.

- ✓ Viaje de achique para realizar prueba de afluencia y comprobar la buena cementación, seguido de la circulación de píldoras viscosas para el retorno de sólidos.
- ✓ Viaje de achique para realizar la prueba a la arena.
- ✓ Viaje para realizar el empaque con grava.
- ✓ Viaje de achique para realizar prueba al empaque.
- ✓ Meter BES con tubería de producción (medio viaje)

Las herramientas utilizadas en este tipo de pozo son mechas, zapatas fresadoras, equipos de pesca (martillo hidráulico y mecánico, juntas de seguridad, spear grapple, cestas, etc.), empacaduras, equipo de achique, lubricador, TDH o recuperables, cañones y herramientas de registro, las dimensiones de estos dependerán de las dimensiones del pozo, es decir, a los diámetros de los revestimientos o forro ranurado y a las profundidades de los mismos.

Los pozos tipo 5, 6 y 7 son los únicos a los que se les efectúan operaciones de pescas y fresado, durando, por lo general, semanas para recuperar el empaque con grava. Las tensiones ejercidas para recuperar los empaques, se encuentran dentro de varios rangos, desde 130.000Lbs hasta valores de 375.000Lbs, incluyendo el peso de la sarta con el BHA. Por lo que se generaron cinco clases con un rango de 50.000Lbs, para determinar cuál es la frecuencia en que se dan las tensiones. En total se tienen 32 pozos tipo siete, 2 tipo seis y 7 tipo cinco.

RANGO DE TENSIÓN (Lbs)	FRECUENCIA DE POZOS
≤ 130.000	6
130.000 - 180.000	26
180.000 - 230.000	3
230.000 - 280.000	3
≥ 280.000	3

TABLA 4.1. Distribución de las tensiones en la pesca de empaques con grava para los pozos a los Campos Guafita y La Victoria.

Tiempos Operacionales:

En el Apéndice A, Tabla A.7 se presentan todos los detalles de los tiempos (productivos e improductivos) promedios y su representación porcentual en la rehabilitación ejecutada en los pozos tipo 7 para ambos campos.

La tendencia de los tiempos productivos en este tipo de pozos es la misma seguida en los pozos anteriores, los mayores tiempos se encuentran en las actividades de fresado (99,97hr), pesca del forro ranurado (62,72hr), limpieza del hoyo (98,52) y en las pruebas de achique a la cementación y la arena.

Estos pozos tipo son los que requieren el mayor tiempo de ejecución para su rehabilitación, siendo este 630,33hr o 26,26 días. De todo este tiempo, 463,64hr se emplean en actividades productivas mientras que 166,69hr son empleadas en actividades no productivas, pudiendo observar que este pozo es el que posee el mayor promedio de tiempo total improductivo, esto por el mayor número de actividades realizadas en la rehabilitación del pozo, lo que incrementa las posibilidades de ocurrencia de eventos no productivos. El tiempo planificado promedio de estos pozos es de 16,27 días, difiriendo del real en 9,99 días, debido a los tiempos improductivos y a los riesgos asociados a las operaciones ejecutadas.

Las actividades ejecutadas en los pozos tipo 3, 4, 5, 6 y 7 son tanto trabajos de desarrollo como de producción, que por su naturaleza tienen más grado de incertidumbre que los trabajos de reparación y/o servicio (pozos tipo 1, 2), esto como consecuencia del riesgo que se tiene en el desarrollo de las reservas, además del riesgo mecánico asociado a una completación exitosa de la operación dentro de los costos estimados especificados.

Los trabajos de desarrollo en comparación con los de producción, tienen operaciones para desarrollar las reservas en un yacimiento que nunca se ha completado, haciendo que se incremente aún más el grado de incertidumbre, ya que, adicionalmente a los riesgos asociados en los trabajos de reparación y/o servicio, existe alto riesgo de que las reservas no sean desarrolladas al llevarse a cabo los trabajos de reacondicionamiento.

Al igual que en los tiempos productivos, los improductivos siguieron la misma tendencia de los pozos anteriores, encontrándose que las actividades que siguen generando pérdidas son la espera por luz del día con 11,06hr y paradas de taladro por lluvias con 14,73hr. Como ya se dijo anteriormente, la gran cantidad de actividades que se realizan generaron ciertos tiempos por operaciones adicionales en la falla del servicio logrando promediar 32,34hr y adicionalmente en operaciones realizadas por una mala cementación (recementando) se emplearon 47,98hr.

Las temperaturas de fondo de los pozos estudiados y en sí de todo el campo en general, se encuentran alrededor de los 180 y 220°F. Este parámetro no es considerado una limitante para las UMP, debido a que son rangos en los que se puede trabajar con cualquier tipo de lodo y además no afectan a las herramientas empleadas en los trabajos.

En resumen, los servicios asociados a las rehabilitaciones son la corrida de registros eléctricos como los de correlación (GR, CCL, RFT) y evaluación (CBL, VDL); el cañoneo de la arena ya sea para aislar (8 TPP alta penetración) o para iniciar la producción (8 TPP BH); cementar de manera forzada o balanceada; asentar tapones de hierro (TDH) o recuperables; realizar el empaque con grava; realizar pruebas de achique a la arena, al empaque con grava y a la cementación; armar y desarmar el equipo de producción (BES) y bajar bloques de impresión, entre otros.

TIEMPOS DE LOS EQUIPOS DEL TALADRO

En todas las actividades ejecutadas durante la rehabilitación se introducen y extraen BHA, tubulares y herramientas de servicio, esto es realizado mediante 4 equipos principales, estos son cabilleros o taladros para el manejo de los tubulares junto con el BHA, guaya fina y eléctrica para el manejo de las herramientas de servicio. Para tener una mejor idea de cómo son utilizados estos equipos en las rehabilitaciones realizadas en los pozos del Distrito Sur en el Apéndice B se resumen todos los tiempos productivos promedios de los pozos tipo.

Conociendo los tiempos promedios empleados en cada pozo tipo por los taladros, servicios de guaya fina y eléctrica, se puede conocer donde la UMP puede introducir mejoras en cuanto a recortes de tiempos operacionales. La UMP integra una gran variedad de tecnologías de vanguardia que permiten obtener los trabajos de rehabilitación de una manera más rápida, ya que está provistas de un alto grado de automatización, flexibilidad en las mudanzas, vestidas y desvestidas por equipos auto - transportados / modulares y compactos, entre otras.

DETALLES DE LOS REVESTIDORES

Los pozos tipos presentan ciertas características de dimensión (diámetro y longitud) y especificaciones técnicas en tubulares (peso y longitud), limitando las dimensiones y especificaciones técnicas de los equipos y herramientas integradas dentro de la UMP. En los pozos estudiados que hayan sido perforados verticalmente, se consideró que la profundidad verdadera vertical es igual a la medida, mientras que en los horizontales se tomó en consideración la inclinación, diferenciando la profundidad medida y la verdadera vertical. A continuación se presenta el resumen de los revestidores de los Campos La Victoria y Guafita para todos los pozos tipo verticales.

Campo La Victoria

	CONDUCTOR (CASING)	SUPERFICIAL (CASING)	INTERMEDIO (CASING)	COLGADOR (LINER)
		13-3/8" (68 Lbs/Pie)	9-5/8" (47 Lbs/Pie)	7" (20-23 Lbs/Pie)
	20" (94 Lbs/Pie)	10-3/4" (40,5 Lbs/Pie)	7" (20-23 Lbs/Pie)	4 1/2" (9,1-15.1 Lbs/Pie)
			9 5/8" (47 Lbs/Pie)	7" (20-23 Lbs/Pie)
MD	200 pies	1.000 - 2.000 pies	7.500 - 10.000 pies	10.000 - 11.500 pies

TABLA 4.2. Detalle de los revestidores del Campo La Victoria para los pozos verticales.

Campo Guafita

	CONDUCTOR (CASING)	SUPERFICIAL (CASING)	INTERMEDIO (CASING)	COLGADOR (LINER)
	20" (94 Lbs/Pie)	13-3/8" (68 Lbs/Pie)	7" (20-23 Lbs/Pie)	5 1/2" (15,5-17 Lbs/Pie)
			9-5/8" (47 Lbs/Pie)	7" (20-23 Lbs/Pie)
		10-3/4" (40,5 Lbs/Pie)	7" (20-23 Lbs/Pie)	4 1/2" (9,1-15.1 Lbs/Pie)
			9 5/8" (47 Lbs/Pie)	7" (20-23 Lbs/Pie)
MD	200 pies	1.000 - 2.000 Pies	7.000 - 8.500 Pies	7.500- 9.500Pies

TABLA 4.3. Detalle de los revestidores del Campo Guafita para los pozos verticales.

Para los pozos horizontales se tienen los siguientes detalles para ambos campos:

	SUPERFICIAL (CASING)	INTERMEDIO (CASING)	1° COLGADOR (LINER)	2° COLGADOR (LINER)
	13 3/8" (68Lbs/Pie)	9 5/8" (47Lbs/Pie)	7" (20-23Lbs/Pie)	4 1/2" (9,1-15,1Lbs/Pie)
			5 1/2" (15,5-17Lbs/Pie)	
			4 1/2" (9,1-15,1Lbs/Pie)	
	10 3/4" (40,5Lbs/Pie)	7" (20-23Lbs/Pie)	3-1/2" (12,55Lbs/Pie)	2-7/8" (6, 50 Lbs/Pie)
			4 1/2" (9,1-15,1Lbs/Pie)	
MD	1.000 pies	7.000 - 9.000 pies	8.000 - 9.500 pies	8.500 - 10.200 pies
TVD	1.000 pies	6.800 - 7.500 pies	6.800 - 7.500 pies	7.000 - 7.500 pies

TABLA 4.4. Detalle de los revestidores de los Campo Guafita y La Victoria para los pozos horizontales.

Como se dijo anteriormente las dimensiones de las herramientas dependen del esquema mecánico que presenten los pozos tipos, ya que estos determinarán los diámetros de las herramientas, profundidades de trabajo, tipos de herramientas (mechas, fresas, empacaduras, TDH o tapones recuperables, etc.) o servicios a ser utilizados, resistencia de los equipos, longitudes máximas a alcanzar por la tubería o Unidad de Tubería continua, capacidad del malacate, u otras operaciones que técnicamente aumenten la rentabilidad del pozo durante su vida productiva.

Otro parámetro importante relacionado con las dimensiones de los revestimientos y de las herramientas, son los volúmenes de lodo a manejar en las operaciones de los trabajos ejecutados. Estos volúmenes son calculados mediante la capacidad que puede almacenarse entre el

revestimiento y la tubería, y la profundidad. La capacidad no es más que la cantidad de barriles de lodo que se pueden almacenar en un pie de tubería.

$$\text{Volumen} = \text{Capacidad} \times \text{Profundidad}$$

$$\text{Capacidad Tubing} = \frac{\text{DIÁMETRO}^2}{1029,4}$$

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{\text{OD}^2 - \text{ID}^2}{1029,4}$$

La tubería de trabajo es la N-80 EUE de 3-1/2pulg de OD con peso nominal de 9,5Lbs/pies. En la mayoría de los casos estudiados los pozos son trabajados con portamechas de diámetro externo 4-3/4pulg por 2-1/4pulg de diámetro interno y un peso específico de 47Lbs/pies y diferentes tipos de herramientas de fondo (mechas, fresas, zapatas, juntas, martillos, cestas, etc.). Para obtener una idea de los volúmenes de lodo a desplazar para obtener la limpieza del hoyo se considerará que los portamechas y BHA de fondo tendrán los diámetros de la tubería de perforación. Teniéndose que:

$$\text{Capacidad Tubing} = \frac{(2,99 \text{ pulg})^2}{1.029,4}$$

$$\text{Capacidad Tubing} = 0,0086\text{BBL/pies}$$

Entre la tubería de perforación y un revestimiento de 13-5/8pulg se tiene una capacidad de:

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{12,41 \text{ pulg} - 3,52 \text{ pulg}}{1.029,4}$$

$$\text{Capacidad Anular} = 0,13\text{BBL/pies}$$

$$\text{Volumen@1.500 pies} = (0,0086\text{BBL/pies} + 0,13\text{BBL/pies}) \times 1.500 \text{ pies}$$

$$\text{Volumen@1.500 pies} = 219,74\text{BBL}$$

Para el caso de pozos verticales, los volúmenes fueron calculados con las profundidades medidas presentadas en la tabla 4.5 y 4.6 en cada campo. Estos volúmenes se presentan a continuación:

Campo la Victoria:

SUPERFICIAL	
CAISING	VOLUMEN (BBL)
13-3/8" (68Lbs/Pie)	137,83
ID = 12.415"	
10-3/4" (40.5Lbs/Pie)	86,21
ID = 10.050"	
0 - 1.000 pies	

INTERMEDIO	
CAISING	VOLUMEN (BBL)
9-5/8" (47Lbs/Pie)	551,76
ID = 8.681"	
7" (20Lbs/Pie)	257,30
ID =6.456"	
9-5/8" (47Lbs/Pie)	551,76
ID = 8.681"	
1.000 - 10.000 pies	

COLGADOR O LINER	
CAISING	VOLUMEN (BBL)
7" (20Lbs/Pie)	42,88
ID =6,45"	
4 1/2" (9,1 Lbs/Pie)	6,52
ID = 4,09"	
7" (20 Lbs/Pie)	42,88
ID =6,45"	
10.000 - 11.500 Pies	

VOLUMEN DEL TUBULAR (BBL)	VOLUMEN TOTAL (BBL)
DRILL PIPE	832,48
N -80 3-1/2" OD	
9,5Lbs/Pie	450,056
ID = 2.99"	
H = 11.500pies	780,87
VOL = 100,0084	

TABLA 4.5. Volúmenes de lodo a desplazar por las bombas para obtener de los pozos verticales del Campo La Victoria en el anular y el tubular.

Campo Guafita:

SUPERFICIAL	
CAISING	VOLUMEN (BBL)
13-3/8" (68Lbs/Pie)	206,74
ID = 12,415"	
10-3/4" (40,5Lbs/Pie)	129,32
ID = 10.050"	
0 - 1.500Pies	

INTERMEDIO	
CAISING	VOLUMEN (BBL)
9-5/8" (47Lbs/Pie)	429,15
ID = 8,68"	
7" (20Lbs/Pie)	200,12
ID =6,45"	
9-5/8" (47Lbs/Pie)	429,15
ID = 8,68"	
7" (20Lbs/Pie)	200,12
ID =6,45"	
1.000 - 7.500 Pies	

COLGADOR O LINER		VOLUMEN DEL TUBULAR (BBL)	VOLUMEN TOTAL (BBL)
CAISING	VOLUMEN (BBL)	DRILL PIPE	748,26
5-1/2" (15,5Lbs/Pie)	29,75	N -80 3-1/2" OD	
ID =4,95"		9,5Lbs/Pie	725,037
7" (20Lbs/Pie)	71,47	ID = 2.99"	
ID =6,45"			565,003
4-1/2" (9,1 Lbs/Pie)	6,52		454,95
ID = 4,09"			
7" (20 Lbs/Pie)	42,88	VOL = 82,61	
ID =6,45"			
7.000 - 9.500 pies			

TABLA 4.6. Volúmenes de lodo a desplazar por las bombas para obtener de los pozos verticales del Campo Guafita en el anular y el tubular.

A los pozos horizontales estudiados (uno por cada campo) no se les realizaron viajes de limpieza, se le realizó solamente el cambio de BES sin realizar la circulación de lodo en el pozo. Sin embargo en la tabla 4.7 se presentan los volúmenes de lodo a ser desplazado si se requiere una limpieza, en estos pozos el revestimiento intermedio se coloca desde superficie seguido de dos colgadores. Para el cálculo de los volúmenes se tomó en cuenta la profundidad medida (MD) mostradas en la tabla 4.4 y en cuanto a los diámetros se asumió que el ensamblaje de fondo tendrá el mismo diámetro de la tubería de perforación, de tal manera de poder generalizar entre los pozos estudiados.

INTERMEDIO	
CAISING	VOLUMEN (BBL)
9-5/8" (47Lbs/Pie)	490,45
ID = 8,68"	
7" (20Lbs/Pie)	
ID =6,456"	228,71
0 - 8000 Pies	

1° COLGADOR O LINER	
CAISING	VOLUMEN (BBL)
7" (20 Lbs/Pie)	21,44
ID =6,45"	
5-1/2" (15,5 Lbs/Pie)	8,92
ID =4,95"	
7" (20Lbs/Pie)	21,44
ID =6,45"	
3-1/2" (12,55Lbs/Pie)	2,44
4 1/2" (9.5 Lbs/Pie)	3,26
8.000 - 8.750Pies	

2° COLGADOR O LINER		VOLUMEN DEL TUBULAR (BBL)	VOLUMEN TOTAL (BBL)
LINER	VOLUMEN (BBL)	DRILL PIPE	602,34
4 1/2" (9.5 Lbs/Pie)	4,78	N -80 3-1/2" OD	585,045
ID =4,09"		9,5Lbs/Pie	
		ID = 2.99"	597,56
			235,32
2-7/8" (6,5Lbs/Pie) ID = 2.441"	4,15	VOL = 85,65	231,97
8.750 - 9.850 pies			

TABLA 4.7. Volúmenes de lodo a desplazar por las bombas para obtener de los pozos horizontales del Campos Guafita y la Victoria en el anular y el tubular.

En cuanto al equipo de completación se refiere, las profundidades a la cual se asienta la BES varían dentro de cada pozo, estando estas desde 1.500pies hasta 9.000pies de profundidad. La ubicación de estas bombas dependerá del estudio realizado por el departamento de producción del Distrito Sur. Este estudio consiste en el Análisis Nodal de presiones desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo, permitiendo así conocer la profundidad necesaria a la cual se debe asentar la bomba para obtener una producción óptima. Los diámetros del eductor varían entre 2-7/8pulg a 5-1/2pulg, de igual manera la selección de ésta dependerá de los estudios de producción realizados.

REQUERIMIENTOS MÍNIMOS OPERACIONALES

La UMP es un taladro híbrido que posee una variedad de equipos integrados dentro de una sola unidad para realizar las operaciones de perforación y rehabilitación de pozos, siendo el segundo caso al cual se encuentra orientado este trabajo especial de grado.

En busca de la reducción de costos, tiempos operacionales, aumento de la seguridad e higiene ambiental en el Distrito Sur, UEY de Apure, se está planteando la sustitución de los cabilleros y taladros actuales por la UMP en la ejecución de las actividades de rehabilitación de pozos. Cabe destacar que podría haber problemas con los Sindicatos y Asociaciones Civiles por la reducción del

personal obrero, por lo que en la aplicación de estas unidades debe contemplar a estas asociaciones.

Para lograr esto la UMP debe cumplir con una serie de requisitos, estos son los parámetros operacionales determinados mediante el estudio de los pozos pertenecientes a los Campos Guafita y La Victoria. Encontrándose dentro de estos parámetros a las presiones de trabajo tanto en superficie como en fondo, profundidades de trabajo, tensiones y pesos aplicados, diámetros de los revestimientos, volúmenes de lodo a desplazar durante las limpiezas, herramientas y servicios empleados.

El diseño de estas unidades debe ser tal que no esté por encima ni por debajo de los requisitos mínimos exigidos por las operaciones, ya que esto incrementaría costos o crearía fallas de los equipos y accidentes, respectivamente. Por otro lado, este diseño no puede ser realizado de manera que la UMP ejecute todos los trabajos requeridos por los pozos, debe ser de manera que trabaje la mayor cantidad de pozos dentro de un sector grande de la cartera de pozos a rehabilitar en la UEY de Apure, evitando así el sobre equipamiento de la unidad y un elevado costo en la rehabilitación al tener una alta tasa de taladro por poseer equipos que no son utilizados a su máxima capacidad o en el peor de los casos que no sean usados.

La Cabria

Tanto los Taladros Convencionales de RA/RC mecánicos como eléctricos necesitan de un sistema de izaje que cumpla con las funciones de levantamiento de la sarta de tuberías y herramientas para la ejecución de los trabajos, el malacate es el que ejerce la potencia por medio de una serie de bajas y altas velocidades, seleccionada según la magnitud de la carga que representa la sarta de tubería en un momento dado y regulada por un freno auxiliar que absorbe los momentos producidos al rotar el eje del malacate.

Una limitación de la UMP se encuentra en el Mástil, ya que el mástil debe ser capaz de realizar las operaciones de izaje de tubulares y pescas. Dentro de las operaciones de pesca el mínimo peso tensionado fue 130.000Lbs y el máximo en 320.000Lbs, y además el peso máximo de tubería fue

calculado en 140.000Lbs, por tanto se tiene que la capacidad mínima de la cabria a emplear en las actividades tiene que ser como mínimo de 140.000Lbs.

Entre las cabrias existentes en el mercado se pueden seleccionar diversos tipos; entre éstas están las portátiles y autopropulsadas, telescópicas o trípodes. Para operaciones de rehabilitación con taladros en tierra es necesario que las unidades tengan la mayor eficiencia en lo que respecta a tiempos de vestidas y desvestidas de la unidad, indicando que para actividades de RA/RC se requiere un taladro autopropulsado y de cabria plegable. Para efectos de los requerimientos de la unidad UMP se debe incorporar en el diseño estructural de la cabria la unidad de Tubería Continua, es decir, que el Taladro sea tipo de tierra con tubería continua flexible (Coiled Tubing Land Rigs) como se muestra por ejemplo en la figura 4.8

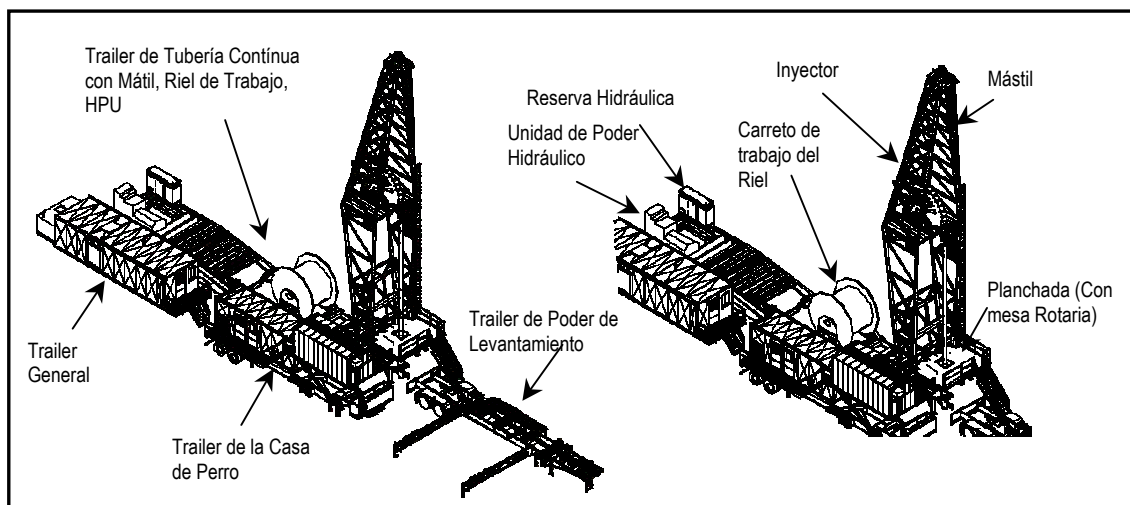


FIGURA 4.8. Componentes de una UMP.

La estructura de la cabria cual sea su configuración debe estar asistida por una subestructura que soporta las cargas producidas por la cabria del taladro acoplada a través de columnas, los equipos para la ejecución de las operaciones en la superficie y el personal que labora en la subestructura; además de proporcionar el espacio suficiente para el desarrollo de las operaciones, la capacidad de la subestructura debe oscilar las 215.000Lbs de peso y con una altura libre entre 10 a 14 pies para permitir el manejo de equipos como los impide reventones.

Unidad de Tubería Continua (CT)

Hay servicios que son realizados mediante la Unidad CT, estos servicios se encuentran limitados por las especificaciones de la tubería, principalmente en cuanto al punto de cedencia, diámetro y profundidad de trabajo. La profundidad que pueda alcanzar el CT dependerá del diámetro del mismo. La tubería se encuentra enrollada en un carrito cuyo diámetro es constante (figura 4.9), entre más grande sea el diámetro de la tubería menos longitud se enrollará en el carrito y por tanto menos profundidad se alcanzará. Otra solución sería tener un carrito de grandes dimensiones, lo que ocasionaría tener equipos de mayor tamaño que incrementarían las necesidades dimensionales de la UMP, influenciando por igual en los tiempos de mudanza y costos.

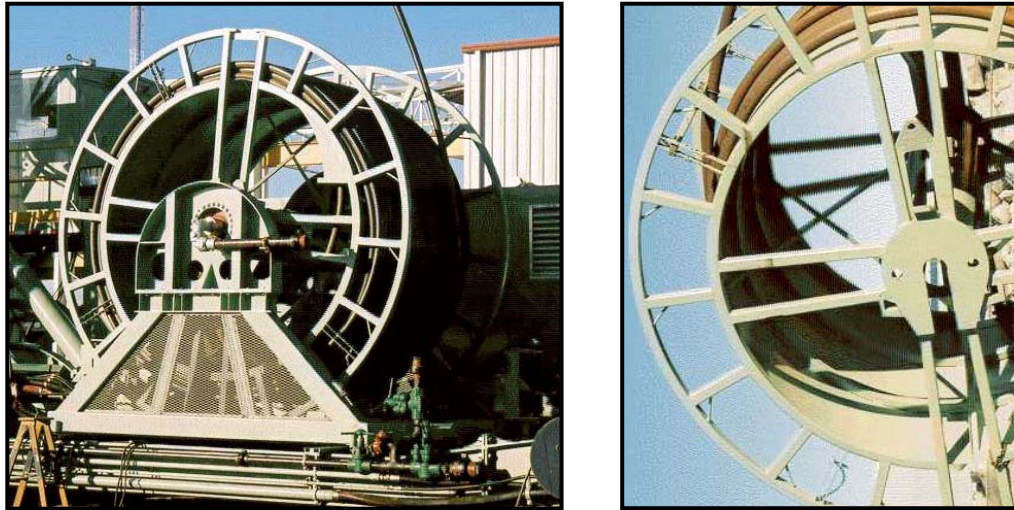


FIGURA 4.9. Unidad de Tubería continua enrollada en el tambor o carrito.

Las profundidades máximas en la UEY de Apure se encuentran alrededor de los 10.500 +/- 1.000pies y las tensiones que tendría que soportar la Unidad de CT serían las de su propia tubería de trabajo y las ejercidas en las operaciones de pesca, el diámetro de la tubería continua se escogerá de la tabla 4.8, en esta tabla se presentan las características de la tubería para diferentes diámetros.

Diámetro de tubería (pulg)	Profundidad máxima de trabajo (pies)	Diámetro del Carreto (pulg)
2-3/8	11.500	90
2-7/8	7.400	90
3-1/2	5250	90

TABLA 4.8. Especificaciones de la Unidad de CT.

Por limitaciones de profundidad la tubería a utilizar debe ser la de diámetro 2-3/8pulg o inclusive una menor que permitirá alcanzar profundidades mayores en casos donde sea necesario. La tubería continua está clasificada de acuerdo a la fuerza de cedencia que estas soporten, estando el grado 70, 80, 90, 100, 110 y 120. Cada grado representa el punto de cedencia al que fue diseñada la tubería, por ejemplo, el de grado 70 fue diseñado con 70.000lpc de punto de cedencia, el de grado 80 con 80.000lpc de punto de cedencia y así sucesivamente con los otros grados.

Dentro de cada grado de tubería se encuentran los diferentes diámetros de tubería, para cada diámetro se tiene un espesor nominal de pared y de acuerdo a este se tiene las tensiones, presiones, torques y estiramiento elástico, entre otros, soportados por este tipo de tubería. Entonces, de acuerdo al grado de diseño, el diámetro y espesor de la tubería se podrán obtener las propiedades físicas de la tubería a seleccionar, de tal forma que se ajuste a las necesidades de la operación.

Sistema de Generación de Potencia e Izaje

El sistema de generación de potencia de la UMP debe ser capaz de poder transferir la potencia generada para satisfacer las exigencias del sistema de transmisión mecánica o de izaje, del sistema rotatorio y del sistema de circulación del fluido, esta potencia es proporcionada normalmente por motores de combustión interna utilizando para mezcla del combustible el diesel debido a que son más eficaces para los requerimientos de torque y economía en combustible, o por motores eléctricos.

La potencia máxima teórica requerida para las operaciones en el campo, está en función de la mayor profundidad de trabajo y al mayor peso de tubería de trabajo más el ensamblaje de fondo. Por encima de esta potencia estimada debe disponerse de potencia adicional representada por un factor de seguridad en casos de atasque de la tubería durante su inserción en el hoyo y sea necesario tensionar para librarlas. Obviamente, el mástil debe tener la capacidad o resistencia suficiente para soportar la tensión que se aplique al sistema de izaje.

La potencia mecánica está definida como el producto de una fuerza con la velocidad que esta tenga en ese momento. La tensión que se ejerce en las operaciones de pesca para la extracción de los

forros ranurados sería la máxima fuerza que se tienen, en el mínimo de los casos para los pozos de la UEY de Apure es de 140.000Lbs en las operaciones pesca y por seguridad la velocidad de viaje es 1.000pies/hr, entonces:

$$\text{Potencia Mecánica} = \text{Fuerza} \times \text{Velocidad}$$

$$\text{Potencia Mecánica} = \frac{140.000\text{Lbs} \times 16,66 \text{pies} / \text{min}}{33.000}$$

$$\text{Potencia Mecánica} = 71\text{hp}$$

Por tanto la potencia mínima requerida por el malacate es de 71hp y la máxima debe ser aquella que permita realizar operaciones seguras y económicamente rentables.

El movimiento rotatorio de la tubería se transmite a través de la Mesa Rotaria, este equipo debe ser capaz de otorgar el torque necesario para realizar las operaciones de limpieza del hoyo y de fresado, también debe tener la capacidad de soportar los pesos de la tubería. Además se debe incluir dentro del diseño a equipos como la Unión Giratoria, el Cuadrante, el Buje del Cuadrante y todas las válvulas y mangueras necesarias para el control de fluidos y presiones.

Dentro de los equipos auxiliares de rotación están las llaves hidráulicas para las conexiones entre las tuberías, ayudando a la seguridad del personal y disminuyendo los tiempos de ejecución. Para el caso de la UMP es necesario llaves hidráulicas con requerimientos de capacidad de 3000lpc con torquímetro y manejo de tubería de producción y perforación entre 2-3/8 hasta 5 ½pulg.

Equipo de Circulación

En las actividades de rehabilitación se efectúan limpiezas del hoyo mediante el bombeo de fluidos para retornar los sólidos que se encuentran en el fondo del mismo. La presión de bombeo debe estar en el punto óptimo, es decir, que la presión que se ejerza en el fondo de las perforaciones sea tal que no dañe a la formación y a su vez permita el retorno de todos los sólidos hasta la superficie. Esta presión de fondo es la suma de la presión de bombeo más la presión hidrostática.

Estudios realizados han demostrado que la rehabilitación bajo balance (presión de bombeo menor que la presión de formación) permite obtener mejores resultados que la rehabilitación sobre balance (presión de bombeo mayor que la presión de formación), es decir, con esta práctica se puede obtener mayores tasas de producción y maximizar el rendimiento operacional de los trabajos. Por esta razón la UMP trabaja con lodos aireados, es decir, lodos que poseen dos fases, la fase líquida como continua y la de gas como fase dispersa, siendo la fase líquida el agua y la de gas el nitrógeno (N_2).

Para que pueda ocurrir cualquier combustión se necesita la presencia del oxígeno. El uso del nitrógeno en vez del aire se debe a que éste es un gas inerte que no puede generar combustión entre el fluido de perforación y los hidrocarburos ante cualquier chispa, mientras que el aire tiene un 78,03 por ciento de N_2 , 20,99 por ciento de Oxígeno (O_2) y 0,98 por ciento en gases inertes como el argón (Ar), dióxido de carbono (CO_2) y otros, pudiendo provocar accidentes o incendios durante la ejecución de la rehabilitación.

El uso del nitrógeno como fase dispersa dentro del agua permite aligerar las columnas hidrostáticas de los fluidos, haciendo que la presión ejercida por la columna de fluido dentro del pozo sea menor que la presión de la formación, evitando así el daño a la formación y actividades futuras de estimulación a la formación.

El uso de esta tecnología requiere de un análisis hidráulico del sistema de circulación del pozo a rehabilitar, consiguiendo el punto de inyección óptimo del nitrógeno. Dentro de este punto se determina la tasa de inyección y presión de inyección necesaria para retornar los sólidos del fondo del pozo, a una presión de fondo que permita ejercer una actividad bajo balance y sin hacer uso excesivo del nitrógeno.

Equipo de Control del Pozo

Para el control de arremetidas del pozo se emplea el equipo de impide reventones mejor conocido como BOP (Blow Out Preventor), estas arremetidas son de alto riesgo tanto para el personal como para el taladro, por lo que la selección del mismo debe ser tal que permita tener una operación totalmente segura y económica.

La selección de este equipo dependerá de las dimensiones mecánicas de los revestimientos de los pozos de la UY de Apure. Los revestimientos de producción de estos pozos varían entre dos diámetros, estos son el de 7pulg y el de 9-5/8pulg, por lo que la BOP debe ser de 9-5/8pulg y otra de 7pulg. Buscando minimizar costos se puede hacer uso de un adaptador, para casos donde se rehabiliten pozos de 7pulg, que conecte la brida del revestidor con la BOP de 9-5/8pulg.

Las BOP deben resistir presiones mayores a los 5.000lpc, ya que durante la rehabilitación se realizan actividades que requieren altas presiones de operación, tales como cementaciones, estimulaciones y empaques con grava. Por tanto la BOP a utilizar soportará 10.000lpc.

TIEMPOS OPERACIONALES DE LAS UNIDADES MULTIPROPÓSITO

Los servicios prestados por la UMP tienen los mismos tiempos operacionales que los taladros convencionales, ya que estos son realizados con los mismos equipos de Guaya Fina y Eléctrica. Por tanto es necesario evaluar las mejoras introducidas por la UMP en actividades como el manejo de tubería convencional, accesorios y tubería continua, automatización del taladro con la utilización de llaves hidráulicas para las operaciones de unión de tuberías, mástil como estructura plegable de la cabria con unidad de tubería continua incorporada, equipos autopropulsados que facilita la vestida y desvestida del equipo en las mudanzas, otras.

Las actividades dentro de un pozo comienzan desde la mudanza del taladro hacia este, esta actividad incluye la desvestida, el transporte y la vestida de los equipos de superficie y el taladro. La vestida del taladro no es más que conectar las líneas del taladro entre los equipos del mismo y con el pozo para la circulación y control de fluidos, la parada y anclaje de la cabria en la locación, montaje de los equipos de lodos de perforación incluyendo el equipo de control de arena, bombas de lodo, tanques de viaje, de reserva y de mezcla, por otra parte se montan los generadores de potencia, el equipo de izaje, etc. En sí se realiza el montaje de todo el taladro como tal y una vez que se terminan las operaciones en el pozo se desconectan y desmontan todos los equipos antes nombrados para realizar la mudanza al siguiente pozo de acuerdo a la planificación del taladro.

La UMP posee todos los equipos antes nombrados montado en bateas (Low Boys) que permiten el desmontaje, transporte y vestida de los equipos en tiempos sumamente rápidos y con alta seguridad para el personal por su grado de automatización (figura 4.10), a esto se le conoce como equipos auto propulsados. Otros equipos autopropulsados que se encuentran integrados son llaves, generadores de potencia, bombas de lodo y los trailers de descanso del personal, entre otros.

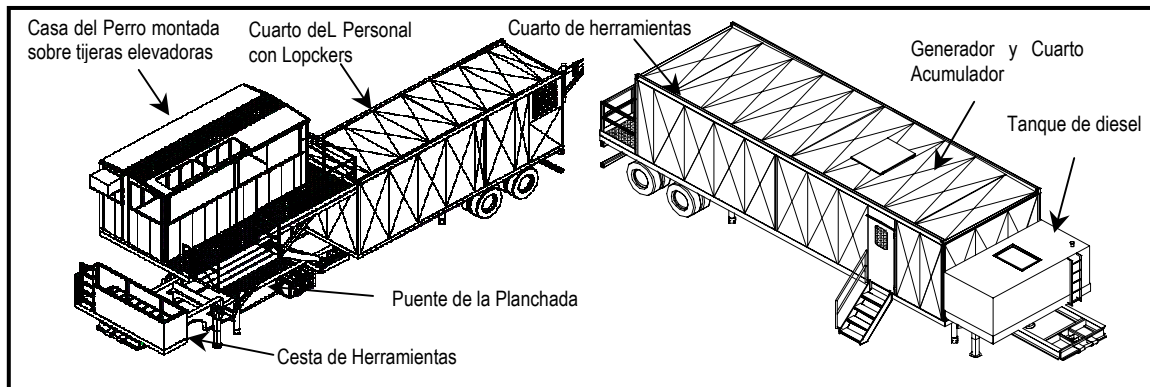


FIGURA 4.10. Ejemplo de equipos montados en Low Boys para una UMP.

La cabria es totalmente plegable y es capaz de ser parada en sitio en cuestión de 30min, la conexión entre los equipos consta de apretar y desapretar uniones por un personal clasificado (ver figura 4.11), por todas estas razones la UMP realiza esta actividad de mudanza en tiempos menores, que fueron estimados en 1hr para la desvestida y 2hr para la vestida, cabe destacar que la subactividad de transporte tiene igual tiempo productivo que los taladros convencionales. A la actividad de vestida se le agrega una hora más que la desvestida para el chequeo de todos los equipos, medidores, conexiones, etc.

Hay operaciones que se realizan por medio de la Unidad de Tubería Continua o Coiled Tubing (CT). El CT posee un Inyector (figura 4.12) que permite obtener una carrera de viaje de más de 100pies/min, para ser conservadores se asumirá que la velocidad de carrera es de 50pies/min, empujes de un aproximado de 80.000Lbs y 96.000Lbs, estático y dinámico respectivamente, debido a las condiciones de trabajo se hace necesario trabajar con la tubería de 2-3/4" que permite tener en el carrito de CT 11.500pies de tubería y alcanzar las profundidades necesarias. Si se tiene una profundidad de 11.500pies se tiene un tiempo de viaje de:



FIGURA 4.11. Mudanza de una UMP.

$$\text{Tiempo} = \frac{\text{Profundidad}}{\text{Velocidad de Viaje}}$$

$$\text{Tiempo} = \frac{11.500 \text{ pies}}{50 \text{ pies / min}}$$

$$\text{Tiempo} = 230 \text{ min}$$

Una de las razones por las que el CT permite tener altas velocidades de viaje en tubería es que se evitan las conexiones entre estas al tener la tubería continua disponible en un carrito

Un viaje es considerado como la metida y sacada de la tubería, por lo que el tiempo se duplica, teniendo:

$$\text{Tiempo} = 230 \times 2$$

$$\text{Tiempo} = 460 \text{ min} \rightarrow 7,6666 \text{ hrs} \cong 8 \text{ hrs}$$

Un viaje con el CT entonces tardará 8hr aproximadamente, el tiempo de trabajo en operaciones de limpieza, fresado o pesca se realizarán en el mismo tiempo de una unidad convencional, por lo que se asumirá que los tiempos productivos en estas actividades son iguales. Por su parte en las operaciones de cementación se han logrado ejecutar en un 30 por ciento menos con el CT, minimizando aún más las operaciones donde se requiera esta actividad.

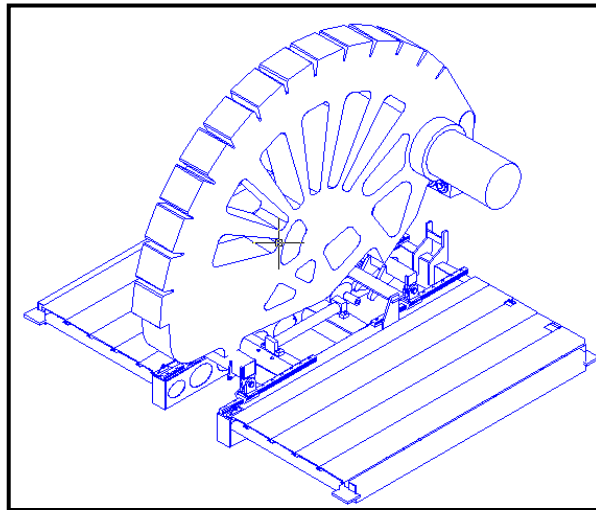


FIGURA 4.12. Inyector medio de la Unidad de Tubería Continua.

Para el manejo de tubulares la UMP posee equipo con un alto grado de automatización capaces de mover las tuberías (figura 4.13) de los soportes a la planchada del taladro con equipos controlados desde la cabina de control, logrando adicionalmente que el personal esté bajo una mayor seguridad al disminuir el manejo de los tubulares por ellos. En los anexos se presentan una serie de figuras que ilustran a una UMP, con diferentes diseños y diferentes compañías.

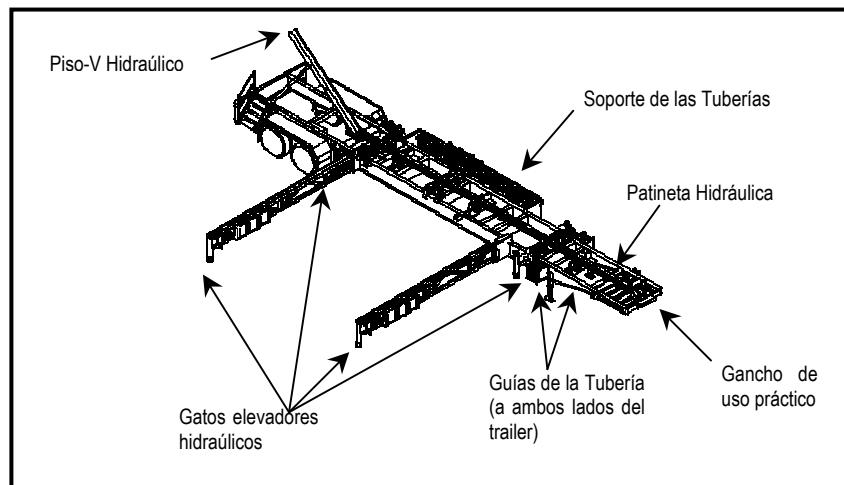


FIGURA 4.13. Esquema del equipo para manejo de Tubulares.

En la tabla 4.9 se presenta un resumen de los tiempos productivos de las actividades ejecutadas en la UEY de Apure por taladros convencionales y por la UMP. El detalle de los tiempos de todas las actividades de los pozos tipo ejecutadas por la UMP se encuentran en el apéndice C.

POZO	TIEMPO PRODUCTIVO	TALADRO CONVENCIONAL	UMP TIEMPO ESTIMADO	PORCENTAJE REDUCIDO
TIPO 1	HR	157,45	75,72	51,91%
	DÍAS	6,56	3,15	
TIPO 2	HR	193,77	126,25	38,72%
	DÍAS	8,07	4,95	
TIPO 3	HR	301,98	128,00	57,61%
	DÍAS	12,58	5,33	
TIPO 4	HR	579,04	304,77	47,37%
	DÍAS	24,13	12,70	
TIPO 5	HR	594,43	352,50	40,70%
	DÍAS	24,77	14,69	
TIPO 6	HR	627,25	382,00	39,10%
	DÍAS	26,14	15,92	
TIPO 7	HR	630,33	396,00	37,18%
	DÍAS	26,26	16,50	

TABLA 4.9. Resumen de los tiempos productivos de rehabilitaciones realizadas por taladros convencionales y por la UMP en los pozos tipo de la UEY de Apure

Las actividades ejecutadas por los taladros convencionales cumplen con los objetivos planteados, pero en el promedio de todos los pozos tipos éstas se encuentran por fuera de los tiempos planificados. En la tabla anterior se puede evidenciar como la UMP introduce mejoras en los tiempos de ejecución de las rehabilitaciones, estando la reducción de los tiempos productivos entre el 38 y 52 por ciento.

Cabe destacar que los tiempos analizados ya incluyen los tiempos productivos y no productivos. Estadísticamente la relación que permite conocer cuanto tiempo es posible perder durante la rehabilitación del pozo, para la UEY de Apure, es de 1,2, por lo que se realizó el análisis de la actividad realizada por la UMP con los tiempos productivos y luego se multiplicó por este factor para obtener el total de la actividad realizada, incluyendo de esta manera cualquier problema improductivo que pueda ocurrir durante la rehabilitación del pozo.

Otras de las premisas a analizar dentro de este trabajo son las mejoras introducidas por la UMP en la Seguridad e Higiene Ambiental durante las operaciones. La seguridad dentro de un taladro es de vital importancia, ya que dentro de las operaciones se manejan maquinarias y equipos pesados que pueden causar serios daños al personal que trabaja en la planchada. Estudios realizados por

PDVSA para el año 2.001, evidencian que el 78 por ciento de los accidentes que ocurren dentro de un taladro son en las operaciones que involucran alto riesgo, manejo de tubulares, vestida y desvestida de equipo, de este porcentaje el 59 por ciento es por el manejo de tubulares y el otro 19 por ciento en las vestidas y desvestidas de los equipos. La UMP tiene los equipos integrados sobre monta cargas, las pocas conexiones que se realizan es entre los mismos equipos y el pozo por medio de mangueras y ajuste de tuercas, y además el manejo de tubulares está totalmente automatizado, minimizando la realización de esta actividad por el personal obrero y menos mano de obra. Estos factores permiten disminuir las probabilidades de accidentes durante actividades que involucren alto riesgo.

Aunque el análisis de este trabajo sea técnico, operacional y económico, hay que analizar la influencia que tiene la aplicación de esta UMP en el medio ambiente. Una de las características de estas unidades es ser cero descargas, esto implica que los lodos utilizados durante las operaciones nunca están en contacto con el medio ambiente, son usados son tratados dentro de tanques cerrados y una vez que se cierran las operaciones son dispuestos dentro de camiones para tratarlos antes de su desecho.

CAPÍTULO V



EVALUACIÓN ECONÓMICA

Una vez que el proyecto ha sido validado técnica y operacionalmente se procede a realizar la evaluación económica, determinando así su rentabilidad y factibilidad de ejecución. En este trabajo de grado, se plantea el uso de la UMP como sustituto de los taladros convencionales utilizados en la actualidad en el Distrito Sur, específicamente para la UEY de Apure, en los Campos Guafita y la Victoria, realizando la evaluación de manera comparativa entre la rehabilitación ejecutada por la UMP y por ambos taladros, desde el punto de vista de los costos que generen las actividades para la rehabilitación de cada pozo tipo y las ganancias que se obtengan con cada una de ellas.

En el apéndice D, se muestran todos los costos promedios de las rehabilitaciones realizadas para cada pozos tipo, conociendo así los costos de las operaciones actuales de la UEY de Apure. De estos apéndices se observa que los mayores costos que se generan durante esta actividad se encuentran la tasa taladro y los equipos de completación. La tasa taladro es el precio que se paga por el alquiler del mismo. En todos los pozos tipos este valor varía entre el 25 y 55 por ciento del costo total de la rehabilitación del pozo. Por su parte, los equipos de completación como tuberías y la BES con todos sus componentes, generaron en los pozos tipo 1 y 2, aproximadamente el 50 por ciento del costo total y en el resto de los pozos tipo un promedio del 15 por ciento.

Para poder obtener un punto de vista objetivo de esta evaluación, se estudiaron los costos generados por los procedimientos de trabajo de cada pozo tipo planteado en la validación técnico operacional, tomando en cuenta las actividades productivas ejecutadas y estableciendo la comparación entre los costos de servicios y días taladro entre la UMP y los taladros convencionales.

Cuando se realiza una rehabilitación se genera un gasto, este debe ser evaluado para conocer las ganancias obtenidas luego de su ejecución. La manera de conocer esto, es determinando el VPN de todos los flujos de caja que se tienen durante el horizonte económico de la rehabilitación.

El horizonte económico es el tiempo esperado que dure la rehabilitación, es decir, el tiempo hasta que la producción del pozo sea económicamente rentable y necesite ser intervenido nuevamente.

Por estadísticas se sabe que los pozos de la UEY de Apure son rehabilitados por lo menos una vez al año, entonces el horizonte económico será tomado como un año.

La principal mejora que introduce la UMP es reducir el tiempo de ejecución de las operaciones, como la UMP es una tecnología de vanguardia y tiene todos los equipos necesarios para una rehabilitación integrados en una sola unidad, su tasa taladro es más elevada que la de un taladro convencional. Los servicios ejecutados tales como registros, estimulaciones, cañoneos, cementaciones, empaques con grava, etc., tienen los mismos costos en ambos taladros. Por lo tanto la diferencia en el costo de la rehabilitación entre estos estará influenciada por la tasa taladro, siendo más rentable el que realice la rehabilitación en un menor tiempo.

El VPN es la suma algebraica de todos los flujos de caja dentro del horizonte económico del proyecto, llevados a un mismo tiempo (por lo general se lleva al año de partida o año cero) a una tasa de descuento, expresado matemáticamente de la siguiente manera:

$$VPN = \sum_0^n \frac{Fc_n}{(1 + Td)^n}$$

donde:

VPN: Valor Presente Neto.

n : Tiempo en el cual se encuentra el dinero en el futuro.

Fc : Flujo de caja para el tiempo " n ".

Td : Tasa de descuento, en fracción.

El VPN indica la cantidad de dinero que se puede ganar o perder sobre la inversión, en este caso en particular la inversión vendría siendo el gasto a realizar por la rehabilitación de los pozos. Puede tomar tres valores diferentes y dependiendo de cada uno de ellos se interpretará un resultado. Si el $VPN < 0$ indica que no se van a obtener las ganancias esperadas, si $VPN = 0$ se están obteniendo las ganancias que se esperaban con la tasa de descuento, por último si el $VPN > 0$ indica que se están percibiendo más ganancias de las que se esperaban, siendo este valor el esperado para cualquier inversionista.

En el caso de PDVSA la tasa de descuento se encuentra fijada en el 15 por ciento, esta tasa es a la cual se descontarán los flujos de caja a fin de calcular el VPN.

El Modelo de Evaluaciones Económicas de Producción (MAEP), es la herramienta oficial de la Unidad de Negocios de Producción de PDVSA para la elaboración y presentación de las propuestas de Inversión (figura 5.1). Esta evaluación consiste en comparar los beneficios económicos asociados a una inversión con su correspondiente flujo de caja e indicadores de rentabilidad donde la decisión de inversión se tomará para aquellas opciones que tiendan a aumentar el valor en términos monetarios de la corporación.

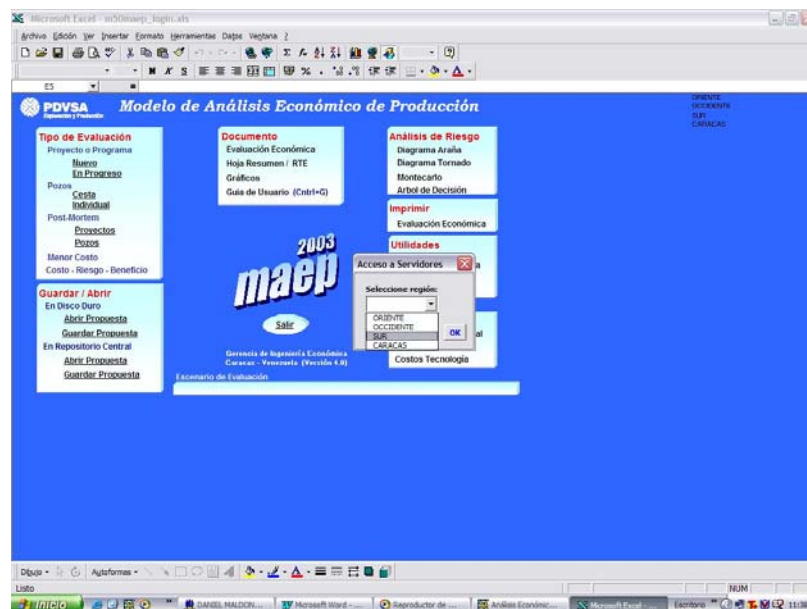


FIGURA 5.1. Modelo de Análisis Económico de Producción.

Este programa necesita una serie de datos de entrada para generar un dato de salida, el cual es el flujo de caja decontado o VPN.

Los datos de entrada son:

- ✓ Gravedad API promedio de los campos (29° API)
- ✓ Relación Gas Petróleo (RGP = 120PCN/BBL).
- ✓ Producción promedio de los pozos (500BND/PZ).

- ✓ Costo del servicio del pozo.

Este modelo calcula el VPN utilizando el mejor estimado referente a costos e inversiones, a fin de garantizar en la medida de lo posible el retorno sobre la inversión planificada y basándose este, bajo las siguientes premisas:

- ✓ Tasa de descuento = 15%
- ✓ Horizonte económico = 1 años
- ✓ Cesta petrolera venezolana = 16\$/BBL
- ✓ Paridad promedio = 1.448Bs/\$

En la tabla 5.1 se resume las evaluaciones económicas hechas para cada pozo tipo, en las cuales se presentan los VPN obtenidos para cada rehabilitación realizada en los pozos tipo por los taladros convencionales y por la UMP.

	TALADRO CONVENCIONAL	UMP		
POZO	VPN (MMBS)	VPN (MMBS)	Δ VPN (MMBS)	Δ VPN (%)
TIPO 1	897,68	903,62	5,93	0,657
TIPO 2	892,42	894,03	1,61	0,180
TIPO 3	876,74	891,96	15,22	1,707
TIPO 4	836,58	852,55	15,96	1,873
TIPO 5	834,35	841,91	7,55	0,897
TIPO 6	829,60	835,33	5,73	0,686
TIPO 7	829,15	832,21	3,05	0,367

TABLA 5.1. Valores presentes netos de las rehabilitaciones realizadas en los pozos de la UEY de Apure por taladros convencionales y por una Unidad Multipropósito.

De la tabla anterior se observa como la UMP aumenta, aunque de una manera muy pequeña, las ganancias obtenidas de cada rehabilitación. Esto se debe a que las reducciones en los tiempos operacionales con el uso de la UMP para las rehabilitaciones generan un menor gasto, aunque la tasa diaria de taladro de la UMP sea mayor que la del taladro convencional.

CAPÍTULO VI



CONCLUSIONES

- ✓ Los pozos tipos seleccionados fueron conformados para el estudio de las características de rehabilitación promedio de la UEY de Apure y como referencia para la selección para la selección de los requerimientos mínimos operacionales de la UMP, siendo esta la mejor referencia posible para dicho análisis por la diversidad de configuraciones de pozos existentes.
- ✓ El parámetro operacional que tiene más impacto sobre el diseño de la UMP es la tensión aplicada en las operaciones de pesca (140.000 - 250.000Lbs), ya que los valores alcanzados en estas operaciones están directamente relacionadas con las capacidades a manejar por el taladro.
- ✓ Las actividades productivas que consumen más tiempo son la mudanza y las operaciones o servicios asociadas al trabajo de rehabilitación del pozo, tales como la limpieza del hoyo, cementaciones, pescas, fresar, sacar y meter la tubería de completación. Dentro de estas actividades se realizan una serie de subactividades, siendo los viaje de tubería la que consume un mayor tiempo.
- ✓ El tiempo improductivo consumido en todos los pozos tipo, está compuesto por lo general en un alto porcentaje por esperas por luz del día, y las paradas de taladro por mal tiempo ambiental (lluvias).
- ✓ En comparación con un taladro convencional, la actividad de mudanza se realiza de manera más rápida con la UMP por estar los equipos integrados dentro de una sola unidad y en traylers diseñados para tal fin.
- ✓ El estudio realizado contempló que las reparaciones de equipos críticos del taladro, tales como el malacate, llaves hidráulicas, bombas, etc., son parte importante del tiempo improductivo, esto se debe principalmente al grado de obsolescencia que presentan los equipos (Taladro) utilizadas en la actualidad. Siendo la UMP un taladro totalmente nuevo, las probabilidades de pérdidas de tiempo por reparación de equipos críticos son bastantes bajas.
- ✓ El uso de las UMP permitirá ejecutar la rehabilitación de los pozos pertenecientes a la UEY de Apure de manera más rápida, estando las reducciones de tiempo en los trabajos entre un 25 y 50 por ciento.

- ✓ Al realizar un estudio detallado costos por partidas dentro de un trabajo de rehabilitación, se observa que las partidas que tienen mayor peso son las correspondientes al uso del taladro y la correspondiente al equipo de completación. Conformando ambas más del 50 por ciento del costo total del trabajo de rehabilitación.
- ✓ A pesar de que la tasa taladro de la UMP es más elevada que la de los taladros convencionales, se pueden obtener ahorros debido a que el tiempo de ejecución promedio por pozo tipo se ve reducido en un porcentaje importante, esto tiene un impacto positivo en la rentabilidad del trabajo reflejado en los flujos de caja descontados (VPN entre un 0,30 y 1,90 por ciento mayor), consecuencia de la mayor rapidez en la ejecución de los trabajos y del costo total del trabajo de rehabilitación (Entre un 3 a un 35 por ciento menor).
- ✓ Al incluir dentro de la configuración de la UMP la Unidad de Tubería Continua, se obtiene un equipo con gran versatilidad y autonomía, ya que se mejoran las velocidades por viajes de tubería lo que indica que deben ajustarse los procedimientos convencionales utilizados en la actualidad a los requerimientos operativos de estos equipos. Adicionalmente el número de conexiones de tubería se ve reducido con el uso de la Tubería Continua.
- ✓ Desde la perspectiva económica la opción de la UMP puede ser atractiva para la Gerencia de Perforación y Subsuelo, ya que los costos son menores al momento de intervenir los pozos y la inversión realizada a estos es rentable según los indicadores económicos obtenidos.
- ✓ La aplicación de la UMP en la rehabilitación de pozos es viable tanto técnico como operacional y económicamente.
- ✓ La UMP realiza operaciones más amigables con el medio ambiente, ya que son unidades cero descarga. Además, la seguridad del personal aumenta al tener equipos automatizados para el manejo de tubulares dentro y fuera de la planchada.

RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar el diseño de las UMP de acuerdo a los parámetros determinados en la validación técnica-operacional presentada en este trabajo, y sí en un dado caso se quiere expandir la aplicación de estas unidades en otras áreas, realizar estudios similares que determinen los requerimientos mínimos funcionales de éstas.
- ✓ Hacer un estudio de viabilidad para determinar que no habrá problemas durante las actividades de mudanza con las vías de acceso a las localizaciones, así como con el alto y ancho de los puentes, anchura de las carreteras o autopistas, otras.
- ✓ Rehabilitar los pozos con el esquema de bajo balance para permitir que el trabajo realizado tenga un rendimiento bajo el punto de vista de yacimiento y de producción mayor. Esto se puede lograr mediante la implementación de lodos aireados que minimizan el daño a la formación.
- ✓ Planificar las actividades por un equipo multidisciplinario, integrado por especialistas en las áreas de yacimientos, producción y rehabilitación de PDVSA, como también miembros de las empresas de servicios para así asegurar el éxito en las operaciones.
- ✓ Conformar programas de capacitación, promovidos por el CIED (Centro Internacional de Educación y Desarrollo filial de Petróleos de Venezuela S.A.) para el personal de la Gerencia de Perforación y Rehabilitación en materia referente al uso de este tipo de tecnologías, configuraciones de los equipos, procedimientos operacionales, decisiones en operaciones críticas, control de pozos, etc.
- ✓ Actualizar la base de datos informativos de carpetas de pozos del Distrito Sur, específicamente para la UEY de Apure.
- ✓ Realizar un análisis de factibilidad en cuanto a las estrategias de contratación bajo esquemas de Servicios Integrados, donde se manejen todos los servicios a los pozos en alianzas estratégicas entre las empresas de servicio y PDVSA, estableciendo sinergias entre las empresariales y optimizando los procesos bajo la premisa de rentabilidad operacional.
- ✓ Implantar a la Unidad Multipropósito en las actividades de rehabilitación de la UEY de Apure, debido a que cumple con las premisas exigidas: mayor seguridad e higiene industrial, menor tiempo de ejecución y un menor costo por pozo rehabilitado. Generando como beneficio para la empresa una ganancia moderada sobre el monto de dinero destinado a los trabajos de

rehabilitación en un menor tiempo, con una mayor seguridad para el personal y un menor impacto ambiental.

- ✓ Acatar los lineamientos en materia ambiental, de higiene y seguridad con el fin de garantizar la integridad del personal y cumplir las normas de protección ambiental.

REFERENCIAS CITADAS

- (1) MÉNDEZ, J. La Industria venezolana de los Hidrocarburos, Exploración.
- (2) TORBELLO, Olga. Técnicas de caracterización petrofísica en presencia de aguas frescas: Revisión e implementación Campos Guafita y la Victoria. Sartajenas. 2001. págs. 30 - 44.
- (3) CORPOVEN, S.A. Estudio de evaluación, Área Guafita - Edo. Apure. 1985. págs. 12 – 25.
- (4) CORPOVEN, S.A.. Estudio Integral del Campo La Victoria. 1990. pág. 13.
- (5) CIED. Guía de Lodos de Perforación. 1995. págs 4-7.
- (6) BARBERII, Efraín. El Pozo Ilustrado. Febrero de 1998. 587 pp.
- (7) MÁRQUEZ, Luisana. Informe de Pasantía. REDA, Maturín. Septiembre de 2001. págs. 8 – 22.
- (8) CIED. Completación y Rehabilitación de Pozos. Caracas, Mayo 1997.
- (9) QUIJADA, Rafael. Estudio de pozos inactivos del área Bachaquero Intercampos (parcelas agua 317 y agua 325). Febrero de 2002.
- (10) CIED. Curso de Ingeniería de Producción, Módulo II. Pto. la Cruz, 1989.
- (11) VELÁSQUEZ, Adela. Informe de Pasantía, Apéndices 3^{ra} parte. Caracas, 1996. págs. 550 - 656.

BIBLIOGRAFÍA

- BLANCO, Adolfo. Formulación y Evaluación de Proyectos. Editorial Tropykos. Caracas, 2001. 381 pp.
- CARDOZO N. Nelson. Mil Términos de Perforación. Maracaibo. 1983. 243pp.
- SPIEGEL, Murray. Teoría y Problemas de Estadística. México. 1970. 357pp.

APÉNDICES



APÉNDICE A.

TABLA A.1. TIEMPOS PROMEDIOS PRODUCTIVOS E IMPRODUCTIVOS DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS EN LOS POZOS TIPO 1

TIEMPOS PRODUCTIVOS

		PROMEDIOS (HRS)	PORCENTAJE (%)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	5,18	5,19
	MUDAR+TRANSPORTAR	6,51	6,52
	VESTIR EQUIPO	4,04	4,04
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		4,59	4,43
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		4,39	4,40
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		10,25	10,27
DESACOPLANDO+VERIF. BES		2,63	2,60
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	3,38	1,27
	M.T. DE LIMPIEZA	13,91	5,24
	LIMP. ARENA/CMTO.+CIRCULANDO	9,72	3,44
	S.T. DE LIMPIEZA	11,37	4,15
	DES./BHA DE LIMPIEZA+QUEBRAR	2,89	0,92
M.T./S.T. PUNTA LIBRE+VER. FONDO+QUEBRAR		9,69	1,49
CORRER REGISTROS		23,00	0,54
REALIZAR MANT.+ARMANDO EBES		6,13	6,00
M.T. CON BES+MEGANDO		13,17	12,89
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE CAB./P		3,63	3,59
OBSERVAR+ARRANCAR POZO		1,28	1,27
SUBTOTAL PRODUCTIVO		135,75	78,26

TIEMPOS IMPRODUCTIVOS

ESPERANDO LA LUZ DEL DÍA	3,93	3,94
REPARACIÓN MECÁNICA	0,76	0,77
ACONDICINANDO PLANCHADA	0,74	0,74
ESPERANDO POR EQUIPO DE MUDANZA	0,14	0,14
ESPERANDO POR PERSONAL DEL TALADRO	0,09	0,09
ESPERANDO POR CIA	2,08	2,08
ESPERANDO POR PDVSA	0,34	0,34
ACTV. POR EMERGENCIA EN OTROS POZOS	0,64	0,64
CORRER Y CORTAR GUAYA DE MALACATE	0,13	0,13
PARADO POR LLUVIA	4,39	4,40
PARA DE SINDICATO	0,00	0,00
PARO DE COMUNIDADES	1,20	1,20
OPER. ADICIONALES POR FALLA DE SERVICIO	5,36	5,37
S.T./M.T. POR FALLA DE BES	1,91	1,91
SUBTOTAL IMPRODUCTIVO	21,70	21,74

TOTAL REAL(hrs)	95,46	100,00
TOTAL REAL(días)	3,98	

TOTAL ESTIMADO (días)	4,61
-----------------------	------

TABLA A.2. TIEMPOS PRODUCTIVOS E IMPRODUCTIVOS DE LAS ACTIVIDADES EJECUTADAS EN LOS POZOS TIPO 2.

TIEMPOS PRODUCTIVOS

		PROMEDIOS (HRS)	PORCENTAJE (%)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	5,04	4,19
	MUDAR+TRANSPORTAR	5,74	4,77
	VESTIR EQUIPO	3,86	3,21
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		3,58	2,82
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		4,10	3,41
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		8,66	7,01
DESACOPLANDO+VERIF. BES		2,43	1,92
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	2,30	1,32
	M.T. DE LIMPIEZA	9,61	5,73
	LIMP. ARENA/CMTO.+CIRCULANDO	7,41	3,63
	S.T. DE LIMPIEZA	7,54	4,50
	DES./BHA DE LIMPIEZA+QUEBRAR	1,42	0,79
EVALUACIÓN DE LA ARENA		20,75	0,88
M.T./S.T. PUNTA LIBRE		11,90	1,27
M.T. C/EMP. Y ASENT. PARA ESTIMULACIÓN		10,53	3,37
ESTIMULACIÓN		9,33	2,98
S.T. C/EMP.		9,66	3,29
VEST. EQ. DE ACHIQUE		1,82	0,54
ACHICANDO		18,47	5,90
DESV. EQ. ACHIQUE		2,75	0,82
REALIZAR MANT.+ARMANDO EBES		5,81	4,45
M.T. CON BES+MEGANDO		14,68	11,57
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		3,72	2,86
OBSERVAR+ARRANCAR POZO		1,17	0,89
SUBTOTAL PRODUCTIVO		111,35	82,13

TIEMPOS IMPRODUCTIVOS

ESPERANDO LA LUZ DEL DÍA	7,12	5,91%
REPARACIÓN MECÁNICA	1,77	1,47%
ACONDICINANDO PLANCHADA	0,45	0,37%
ESPERANDO POR EQUIPO DE MUDANZA	0,13	0,11%

ESPERANDO POR PERSONAL DEL TALADRO	0,03	0,02%
ESPERANDO POR CIA	1,12	0,93%
ESPERANDO POR PDVSA	0,59	0,49%
ACTV. POR EMERGENCIA EN OTROS POZOS	0,74	0,62%
CORRER Y CORTAR GUAYA DE MALACATE	0,24	0,20%
PARADO POR LLUVIA	2,92	2,43%
PARA DE SINDICATO	3,18	2,64%
PARO DE COMUNIDADES	1,82	1,51%
OPER. ADICIONALES POR FALLA DE SERVICIO	0,68	0,56%
S.T./M.T. POR FALLA DE BES	0,72	0,60%
SUBTOTAL IMPRODUCTIVO	21,50	17,87%
TOTAL REAL(hrs)	131,35	100,00%
TOTAL REAL(días)	5,01	
TOTAL ESTIMADO (días)	4,44	

TABLA A.3. TIEMPOS PRODUCTIVOS E IMPRODUCTIVOS DE LAS ACTIVIDADES EJECUTADAS EN LOS POZOS TIPO 3.

TIEMPOS PRODUCTIVOS

		PROMEDIOS (HRS)	PORCENTAJE (%)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	4,60	2,20
	MUDAR+TRANSPORTAR	8,60	4,12
	VESTIR EQUIPO	5,60	2,68
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		5,60	2,68
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		5,60	2,68
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		12,10	5,79
DESACOPLANDO+VERIF. BES		3,10	1,48
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	3,00	0,86
	M.T. DE LIMPIEZA	12,67	3,64
	LIMP. ARENA/CMTO.+CIRCULANDO	13,00	3,73
	S.T. DE LIMPIEZA	11,83	3,40
	DES./BHA DE LIMPIEZA+QUEBRAR	1,83	0,53
CAÑONEAR CON GUAYA ELÉCTRICA		9,25	1,77
ASENTAR TDH CON GUAYA ELÉCTRICA		5,50	1,58
M.T. PARA ASENTAR T. RECUPERABLE		16,50	1,58
ASENTAR TAPON RECUP.		2,00	0,19
S.T. DE TAPON RECUPERABLE		22,00	2,11
PRUEBA DE LA ARENA	ARMANDO SARTA	1,00	0,10
	M.T.	8,00	0,77
	ASENT. EMP.	1,00	0,10
	PRUEBA DE ARENA+ACHICAR	22,00	2,11

	DESASENTAR EMP.	1,00	0,10
	S.T. - QUEBRAR	12,00	1,15
REALIZAR MANT.+ARMANDO EBES		5,60	2,68
M.T. CON BES+MEGANDO		15,60	7,47
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		3,30	1,58
OBSERVAR+ARRANCAR POZO		2,10	1,01
	SUBTOTAL PRODUCTIVO	121,30	58,07

TIEMPOS IMPRODUCTIVOS

ESPERANDO LA LUZ DEL DÍA	7,90	3,78
REPARACIÓN MECÁNICA	0,80	0,38
ACONDICINANDO PLANCHADA	0,80	0,38
ESPERANDO POR EQUIPO DE MUDANZA	0,70	0,34
ESPERANDO POR PERSONAL DEL TALADRO	5,00	2,39
ESPERANDO POR CIA	2,20	1,05
ACTV. POR EMERGENCIA EN OTROS POZOS	8,10	3,88
CORRER Y CORTAR GUAYA DE MALACATE	0,40	0,19
FALLA DE HERRAMIENTAS	4,50	2,15
PARADO POR LLUVIA	12,90	6,1
PARA DE SINDICATO	0,50	0,24
OPER. ADICIONALES POR FALLA DE SERVICIO	43,80	20,97
	SUBTOTAL IMPRODUCTIVO	87,60

TOTAL REAL(hrs)	208,90	100,00
TOTAL REAL(días)	8,70	

TOTAL ESTIMADO (días)	5,00
------------------------------	-------------

TABLA A.4. TIEMPOS PRODUCTIVOS E IMPRODUCTIVOS DE LAS ACTIVIDADES EJECUTADAS EN LOS POZOS TIPO 4.

TIEMPOS PRODUCTIVOS

		PROMEDIOS (HRS)	PORCENTAJE (%)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	5,50	1,25%
	MUDAR+TRANSPORTAR	7,61	1,72
	VESTIR EQUIPO	4,21	0,95
	CIRCULAR/CONTROLAR POZO	3,57	0,81
	DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP	4,27	1,04
	SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN	16,68	3,78
	DESACOPLANDO+VERIF. BES	2,04	0,46
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	7,53	1,83

	M.T. DE LIMPIEZA	33,80	8,20
	LIMP. ARENA/CMTO.+CIRCULANDO	33,50	8,13
	S.T. DE LIMPIEZA	24,57	5,96
	DES./BHA DE LIMPIEZA+QUEBRAR	3,97	0,96
ASENTAR TDH CON GUAYA ELÉCTRICA		6,92	0,67
CEMENT.	CALIBRAR+ARMAR EMP./CEMENT.	1,50	0,32
	M.T. C/EMP. PARA CMTO+ASENTAR	13,27	2,79
	CEMENTANDO/FRAGUADO	9,71	1,88
	S.T. C/EMP. DE CMTO	8,86	1,58
	DESARMANDO EQ. CEMENTACIÓN	1,83	0,36
CORRER REGISTROS		13,19	1,71
CAÑONEAR CON GUAYA ELÉCTRICA		6,65	1,40
CAÑONEAR CON TUBERÍA	ARMAR SARTA T.C.P.	2,38	0,15
	M.T. T.C.P.	11,50	0,74
	ASENTAR+CAÑONEAR	3,50	0,23
	VEST. EQ./SWABO+SWABEAR+DESV.	24,38	1,58
	DESASENT.+S.T. T.C.P.	13,25	0,86
ASENTAR RETENEDOR	ARMAR	1,00	0,03
	M.T.	11,00	0,36
	ASENTAR	5,00	0,16
	S.T.	9,50	0,31
PRUEBA DE AFLUENCIA	ARMANDO EQ./ACHIQUE+SWABO	1,06	0,15
	M.T. CON EQ./SWABO	6,44	0,83
	ASENT. EMP. DE EQ./SWABO	1,94	0,25
	PRUEBA	13,56	1,97
	DESASENTAR S.T. EQ./SWABO	9,31	1,20
PRUEBA DE LA ARENA	ARMANDO SARTA	2,72	0,40
	M.T.	15,38	1,99
	ASENT. EMP.	2,81	0,36
	PRUEBA DE ARENA+ACHICAR	42,67	6,21
	DESASENTAR EMP.	7,38	0,95
	S.T. - QUEBRAR	13,00	1,68
ESTIMULACIÓN+ACHICAR		89,00	1,44
M.T./S.T. PUNTA LIBRE+VER. FONDO+QUEBRAR		13,30	1,08
REALIZAR MANT.+ARMANDO EBES		6,46	1,36
M.T. CON BES+MEGANDO		21,00	4,41
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		3,54	0,74
ARRANCAR POZO		1,31	0,27
SUBTOTAL PRODUCTIVO		311,27	75,51

TIEMPOS IMPRODUCTIVOS

ESPERANDO LUZ DEL DÍA	6,47	1,57
REPARACIÓN MECÁNICA	3,23	0,78
ACONDICINANDO PLANCHADA	2,83	0,69
ESPERANDO POR EQUIPO DE MUDANZA	0,33	0,08

ESPERANDO POR PERSONAL DEL TALADRO	0,13	0,03
ESPERANDO POR CIA	7,30	1,77
ESPERANDO POR PDVSA	0,73	0,18
ACTV. POR EMERGENCIA EN OTROS POZOS	3,27	0,79
CORRER Y CORTAR GUAYA DE MALACATE	1,60	0,39
S.T./M.T. POR FALLA DE CEMENTACIÓN	8,80	2,1
RECEMENTANDO	14,00	3,40
PARADO POR LLUVIA	15,90	3,86
PARA DE SINDICATO	0,00	0,00
PARO DE COMUNIDADES	8,80	2,13
OPER. ADICIONALES POR FALLA DE SERVICIO	1,23	0,30
S.T./M.T. POR FALLA DE BES	26,33	6,39
SUBTOTAL IMPRODUCTIVO	100,97	24,49

TOTAL REAL(hrs)	412,23	100,00
TOTAL REAL(días)	17,39	

TOTAL ESTIMADO (días)	12,74
------------------------------	--------------

TABLA A.5. TIEMPOS PRODUCTIVOS E IMPRODUCTIVOS DE LAS ACTIVIDADES EJECUTADAS EN LOS POZOS TIPO 5.

TIEMPOS PRODUCTIVOS

		PROMEDIO (HRS)	PORCENTAJES (%)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	5,57	1,54
	MUDAR-TRANSPORTAR	5,43	1,50
	VESTIR EQUIPO	6,00	1,66
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		1,50	0,36
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		5,14	1,42
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		13,60	2,68
DESACOPLANDO - VERIF. BES		2,00	0,39
FRESADO	ARMANDO BHA DE FRESADO	10,33	1,22
	M.T. DE FRESADO	25,17	2,98
	FRESANDO - CIRCULANDO	73,25	5,78
	S.T. DE FRESADO	26,00	3,08
	DES./BHA DE FRESADO - QUEBRAR	7,33	0,87
PESCA	ARMANDO BHA DE PESCA	9,33	1,10
	M.T. DE PESCA	25,17	2,98
	PESCANDO - TENSIONANDO	19,83	2,35
	S.T. DE PESCA - TRABAJANDO	28,83	3,41
	DES./BHA DE PESCA + PESCADO	11,33	1,34
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	3,43	0,95
	M.T. DE LIMPIEZA	12,93	3,57

	LIMP. ARENA/CMTO. - CIRCULANDO	10,29	2,84
	S.T. DE LIMPIEZA	10,50	2,90
	DES./BHA DE LIMPIEZA - QUEBRAR	2,86	0,79
CORRER REGISTROS		5,00	0,39
CAÑOEAR CON GUAYA ELÉCTRICA		4,00	0,16
PRUEBA DE LA ARENA	ARMANDO SARTA	1,00	0,16
	M.T.	7,63	1,20
	ASENT. EMP.	1,25	0,20
	PRUEBA DE ARENA - ACHICAR	22,13	3,49
	DESASENTAR EMP.	3,25	0,51
	S.T. - QUEBRAR	6,75	1,07
EMPACAR	ARMAR BHA DE EMPAQUE	4,08	0,97
	M.T. C/EQ. EMP. ASENTAR COLG.	0,00	1,26
	S.T. DE COLGADOR	0,00	0,00
	M.T./EMPAQUE	12,63	1,99
	REALIZAR EMPAQUE	5,50	1,30
	S.T. DE EMPAQUE	8,75	2,07
	DES. BHA DE EMPAQUE	1,70	0,34
PRUEBA DE EMPAQUE	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,00	0,16
	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	5,25	0,83
	ASENTAR EMP.	1,00	0,16
	PRUEBA DE ACHIQUE	12,00	1,89
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	8,25	1,30
	DESACOPLAR EQ. AHIQUE	1,50	0,24
M.T./S.T. PUNTA LIBRE+VER. FONDO+QUEBRAR		20,00	0,79
Estimulación (M.T. C/EMP./ Inyección/S.T. C/EMP)		8,00	0,63
REALIZAR MANT. - ARMANDO EBES		5,29	1,46
M.T. CON BES - MEGANDO		20,64	5,70
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		3,36	0,93
ARRANCAR POZO		1,07	0,30
SUBTOTAL PRODUCTIVO		272,29	75,20

TIEMPOS IMPRODUCTIVOS

ESPERANDO LA LUZ DEL DÍA	15,43	4,26
REPARACIÓN MECÁNICA	0,57	0,16
ACONDICINANDO PLANCHADA	2,57	0,71
ESPERANDO POR EQUIPO DE MUDANZA	0,43	0,12
ESPERANDO POR PERSONAL DEL TALADRO	0,57	0,16
ESPERANDO POR CIA	5,57	1,54
ESPERANDO POR PDVSA	0,79	0,22
ACTV. POR EMERGENCIA EN OTROS POZOS	13,71	3,79
CORRER Y CORTAR GUAYA DE MALACATE	1,21	0,34
FALLA DE HERRAMIENTAS	2,71	0,75
PARADO POR LLUVIA	12,58	2,98
PARO DE COMUNIDADES	6,14	1,70

OPER. ADICIONALES POR FALLA DE SERVICIO	29,29	8,09
SUBTOTAL IMPRODUCTIVO	89,79	24,80
TOTAL REAL(hrs)	360,81	100,00
TOTAL REAL(días)	15,03	
TOTAL ESTIMADO (días)	15,00	

TABLA A.6. TIEMPOS PRODUCTIVOS E IMPRODUCTIVOS DE LAS ACTIVIDADES EJECUTADAS EN LOS POZOS TIPO 6.

TIEMPOS PRODUCTIVOS

		PROMEDIO (HRS)	PORCENTAJE (%)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	8,50	1,36
	MUDAR-TRANSPORTAR	7,25	1,16
	VESTIR EQUIPO	6,75	1,08
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		1,00	0,08
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		11,75	1,87
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		15,50	2,47
DESACOPLANDO - VERIF. BES		1,75	0,28
FRESADO	ARMANDO BHA DE FRESADO	15,50	2,47
	M.T. DE FRESADO	51,25	8,17
	FRESANDO - CIRCULANDO	89,00	14,19
	S.T. DE FRESADO	57,50	9,17
	DES./BHA DE FRESADO - QUEBRAR	10,50	1,67
PESCA	ARMANDO BHA DE PESCA	16,75	2,67
	M.T. DE PESCA	41,25	6,58
	PESCANDO - TENSIONANDO	22,75	3,63
	S.T. DE PESCA - TRABAJANDO	49,75	7,93
	DES./BHA DE PESCA + PESCA - QUEB.	10,50	1,67
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	3,75	0,60
	M.T. DE LIMPIEZA	24,75	3,95
	LIMP. ARENA/CMTO.- CIRCULANDO	23,25	3,71
	S.T. DE LIMPIEZA	21,25	3,39
	DES./BHA DE LIMPIEZA - QUEBRAR	2,00	0,32
EMPACAR	ARMAR BHA DE EMPAQUE	3,00	0,24
	M.T. C/EQ. EMP. ASENTAR COLG.	7,00	0,56
	S.T. DE COLGADOR	6,00	0,48
	M.T./EMPAQUE	2,00	0,16
	REALIZAR EMPAQUE	4,00	0,32
	S.T. DE EMPAQUE	6,00	0,48
	DES. BHA DE EMPAQUE	1,00	0,08
PRUEBA	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,50	0,24

DE EMPAQUE	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	8,75	1,39
	ASENTAR EMP.	1,00	0,16
	PRUEBA DE ACHIQUE	23,75	3,79
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	3,50	0,56
	DESACOPLAR EQ. AHIQUE	3,25	0,52
REALIZAR MANT. - ARMANDO EBES		6,00	0,96
M.T. CON BES - MEGANDO		13,00	2,07
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		3,00	0,48
ARRANCAR POZO		2,00	0,32
SUBTOTAL PRODUCTIVO		572,00	91,19

TIEMPOS IMPRODUCTIVOS

ESPERANDO LA LUZ DEL DÍA	17,00	2,71
REPARACIÓN MECÁNICA	18,00	2,87
ACONDICINANDO PLANCHADA	1,25	0,20
ESPERANDO POR CIA	4,00	0,64
CORRER Y CORTAR GUAYA DE MALACATE	3,50	0,56
PARADO POR LLUVIA	6,00	0,96
PARA DE SINDICATO	2,75	0,44
PARO DE COMUNIDADES	2,75	0,44
SUBTOTAL PRODUCTIVO	55,25	8,81

TOTAL REAL (hrs)	627,25	100,00
TOTAL REAL (días)	26,14	

TOTAL ESTIMADO (días)	15,00
-----------------------	-------

TABLA A.7. TIEMPOS PRODUCTIVOS E IMPRODUCTIVOS DE LAS ACTIVIDADES EJECUTADAS EN LOS POZOS TIPO 7.

TIEMPOS PRODUCTIVOS

		PROMEDIO (HRS)	PORCENTAJE (%)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	6,45	0,99
	MUDAR-TRANSPORTAR	7,92	1,22
	VESTIR EQUIPO	7,60	1,17
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		2,70	0,36
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		5,52	0,88
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		10,97	1,63
DESACOPLANDO - VERIF. BES		2,02	0,29
FRESADO	ARMANDO BHA DE FRESADO	7,55	1,09
	M.T. DE FRESADO	25,24	3,63
	FRESANDO - CIRCULANDO	35,48	5,10

	S.T. DE FRESADO	25,95	3,73
	DES./BHA DE FRESADO - QUEBRAR	5,74	0,83
PESCA	ARMANDO BHA DE PESCA	6,72	0,97
	M.T. DE PESCA	18,43	2,65
	PESCANDO - TENSIONANDO	10,36	1,49
	S.T. DE PESCA - TRABAJANDO	20,55	2,95
	DES./BHA DE PESCA + PESC.	6,66	0,96
	BLOQUE DE IMPRESIÓN	12,17	0,18
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	5,92	0,94
	M.T. DE LIMPIEZA	27,36	4,34
	LIMP. ARENA/CMTO.- CIRCULANDO	32,91	5,22
	S.T. DE LIMPIEZA	26,98	4,28
	DES./BHA DE LIMPIEZA - QUEBRAR	5,34	0,85
EMPACAR	ARMAR BHA DE EMPAQUE	2,92	0,36
	M.T. C/EQ. EMP. ASENTAR COLG.	11,00	0,27
	S.T. DE COLGADOR	7,00	0,10
	M.T./EMPAQUE	10,02	1,19
	REALIZAR EMPAQUE	6,94	0,86
	S.T. DE EMPAQUE	6,96	0,86
	DES. BHA DE EMPAQUE	1,96	0,24
PRUEBA AL AFLUENCIA	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,95	0,27
	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	10,88	1,51
	ASENTAR EMP.	2,17	0,29
	PRUEBA DE AFLUENCIA	19,41	2,69
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	11,91	1,65
	DESACOPLAR EQ. AHIQUE	2,78	0,37
CORRER REGISTROS		19,00	1,79
CEMENTAR	CALIBRAR - ARMAR EMP./CEMENT.	1,92	0,25
	M.T. C/EMP. PARA CMTO - ASENTAR	12,90	1,66
	CEMENTANDO/FRAGUADO	12,94	1,67
	S.T. C/EMP. DE CMTO	9,72	1,20
	DESARMANDO EQ. CEMENTACIÓN	1,56	0,19
CAÑONEAR CON GUAYA ELÉCTRICA		8,30	1,03
CAÑONEAR CON TUBERÍA	ARMAR SARTA T.C.P.	2,50	0,02
	M.T. T.C.P.	15,00	0,15
	ASENTAR+CAÑONEAR	2,50	0,02
	VEST. EQ./SWABO+SWABEAR+DESV.	16,50	0,08
	DESASENT.+S.T. T.C.P.	12,50	0,12
PRUEBA DE LA ARENA	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,33	0,14
	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	6,86	0,71
	ASENTAR EMP.	1,24	0,13
	PRUEBA DE ACHIQUE	14,12	1,47
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	8,86	0,92
	DESACOPLAR EQ. AHIQUE	1,52	0,16
ESTIMULACIÓN	ARMAR EQ. DE ESTIMULACIÓN	1,00	0,01
	M.T. PARA ESTIMULAR	9,00	0,09

	ASENTAR EMP.	1,00	0,01
	ESTIMULACIÓN+ACHICAR	26,50	0,26
	S.T. DE ESTIMULACIÓN	11,00	0,11
	DESACOPLAR EQ.	1,00	0,01
M.T./S.T. PUNTA LIBRE+VER. FONDO+QUEBRAR		10,07	0,75
ASENTAR TDH CON GUAYA ELÉCTRICA		6,06	0,24
REALIZAR MANT. - ARMANDO EBES		5,71	0,88
M.T. CON BES - MEGANDO		14,92	2,29
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		3,61	0,57
ARRANCAR POZO		1,16	0,18
	SUBTOTAL PRODUCTIVO	463,64	73,56

TIEMPOS IMPRODUCTIVOS

ESPERANDO LA LUZ DEL DÍA	11,06	1,76
REPARACIÓN MECÁNICA	13,20	2,09
ACONDICINANDO PLANCHADA	3,75	0,59
ESPERANDO POR EQUIPO DE MUDANZA	4,05	0,64
ESPERANDO POR PERSONAL DEL TALADRO	0,20	0,03
ESPERANDO POR CIA	9,88	1,57
ESPERANDO POR PDVSA	1,28	0,20
ACTV. POR EMERGENCIA EN OTROS POZOS	9,52	1,51
CORRER Y CORTAR GUAYA DE MALACATE	3,66	0,56
FALLA DE HERRAMIENTAS	4,19	0,66
RECEMENTANDO	47,98	7,61
PARADO POR LLUVIA	14,73	2,26
PARA DE SINDICATO	4,70	0,75
PARO DE COMUNIDADES	3,50	0,56
OPER. ADICIONALES POR FALLA DE SERVICIO	32,34	5,13
S.T./M.T. POR FALLA DE BES	3,22	0,51
	SUBTOTAL IMPRODUCTIVO	166,69

TOTAL REAL (hrs)	634,95	100,00
TOTAL REAL (días)	26,46	
TOTAL ESTIMADO (días)	16,27	

APÉNDICE B

TABLA B.1. TIEMPO DE LOS EQUIPOS DEL TALADRO PARA LOS POZOS TIPOS 1.

		T./TRAB.-TALADRO	T./TRAB.-WIRE LINE	T./TRAB.-SLICKLINE
		(HRS)	(HRS)	(HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	5,176		
	MUDAR + TRANSPORTAR	6,511		
	VESTIR EQUIPO	4,035		
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		4,58		
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		4,394		
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		10,26		
DESACOPLANDO + VERIF. BES		2,625		
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	3,375		
	M.T. DE LIMPIEZA	13,915		
	LIMP. ARENA/CMTO.+ CIRCULANDO	9,72		
	S.T. DE LIMPIEZA	11,37		
	DES./BHA DE LIMPIEZA + QUEBRAR	2,88		
M.T./S.T. PUNTA LIBRE + VERIF. FONDO + QUEBRAR		9,69		
REG. ELÉCTRICAS (CORRELACIÓN / EVALUACIÓN)			42,00	
REALIZAR MANT.+ ARMANDO EBES		6,13		
M.T. CON BES + MEGANDO		13,17		
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE CAB./P		3,63		
OBSERVAR+ARRANCAR POZO		1,279		
TOTAL (hrs)		112,74	42,00	0,00
TOTAL (días)		4,697	1,75	0,00

TABLA B.2. TIEMPO DE LOS EQUIPOS DEL TALADRO PARA LOS POZOS TIPOS 2.

		T./TRAB.-TALADRO	T./TRAB.-WIRE LINE	T./TRAB.-SLICKLINE
		(HRS)	(HRS)	(HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	5,0384		
	MUDAR + TRANSPORTAR	5,743		
	VESTIR EQUIPO	3,858		
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		3,581		
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		4,102		
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		8,657		
DESACOPLANDO + VERIF. BES		2,432		
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	2,296		
	M.T. DE LIMPIEZA	9,607		
	LIMP. ARENA/CMTO.+ CIRCULANDO	7,413		
	S.T. DE LIMPIEZA	7,535		
	DES./BHA DE LIMPIEZA+QUEBRAR	1,423		

EVALUACIÓN DE LA ARENA			20,75
M.T./S.T. PUNTA LIBRE + VERIF. FONDO + QUEBRAR	11,9		
M.T. C/EMP. Y ASENT. PARA ESTIMULACIÓN	10,533		
ESTIMULACIÓN	9,333		
S.T. C/EMP.	9,656		
VEST. EQ. DE ACHIQUE	1,821		
ACHICANDO			2,75
DESV. EQ. ACHIQUE	2,75		
REALIZAR MANT. + ARMANDO EBES	5,805		
M.T. CON BES + MEGANDO	14,675		
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P	3,722		
OBSERVAR+ARRANCAR POZO	1,166		
TOTAL (hrs)	133,054	0	23,5
TOTAL (días)	5,543	0	0,979

TABLA B.3. TIEMPO DE LOS EQUIPOS DEL TALADRO PARA LOS POZOS TIPOS 3.

		T./TRAB.-TALADRO	T./TRAB.-WIRE LINE	T./TRAB.-SLICKLINE
		(HRS)	(HRS)	(HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	4,600		
	MUDAR + TRANSPORTAR	8,600		
	VESTIR EQUIPO	5,600		
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		5,600		
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		5,600		
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		12,100		
DESACOPLANDO + VERIF. BES		3,100		
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	3,000		
	M.T. DE LIMPIEZA	12,666		
	LIMP. ARENA/CMTO.+ CIRCULANDO	13,000		
	S.T. DE LIMPIEZA	11,833		
	DES./BHA DE LIMPIEZA + QUEBRAR	1,8333		
VESTIR EQ.+ CANONEAR - DESV.			1,833	
ASENTAR TDH CON GUAYA ELÉCTRICA			9,250	
M.T. PARA ASENTAR TAPÓN. RECUPERABLE		16,500		
ASENTAR TAPÓN RECUP.		2,000		
S.T. DE TAPON RECUPERABLE		22,000		
PRUEBA DE LA ARENA	ARMANDO SARTA	1,000		
	M.T.	8,000		
	ASENT. EMP.	1,000		
	PRUEBA DE ARENA + ACHICAR			22,000
	DESASENTAR EMP.	1,000		
	S.T. + QUEBRAR	12,000		
M.T./S.T. PUNTA LIBRE + VERIF. FONDO + QUEBRAR		0,000		
REALIZAR MANT.+ ARMANDO EBES		5,600		

M.T. CON BES + MEGANDO	15,600		
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P	3,300		
OBSERVAR + ARRANCAR POZO	2,100		
TOTAL (hrs)	177,633	11,083	22,000
TOTAL (días)	7,401	0,461	0,916

TABLA B.4. Tiempo de los equipos del taladro para los pozos tipos 4.

		T./TRAB.-TALADRO	T./TRAB.-WIRE LINE	T./TRAB.-SLICKLINE
		(HRS)	(HRS)	(HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	5,500		
	MUDAR + TRANSPORTAR	7,607		
	VESTIR EQUIPO	4,214		
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		3,571		
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		4,266		
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		16,678		
DESACOPLANDO + VERIF. BES		2,035		
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	7,533		
	M.T. DE LIMPIEZA	33,800		
	LIMP. ARENA/CMTO.+ CIRCULANDO	33,500		
	S.T. DE LIMPIEZA	24,566		
	DES./BHA DE LIMPIEZA + QUEBRAR	3,966		
ASENTAR TDH CON GUAYA ELÉCTRICA			6,916	
CEMENTACIÓN	CALIBRAR + ARMAR EMP./CEMENT.	1,500		
	M.T. C/EMP. PARA CMTO + ASENTAR	13,269		
	CEMENTANDO/FRAGUADO	9,708		
	S.T. C/EMP. DE CMTO	8,863		
	DESARMANDO EQ. CEMENTACIÓN	1,833		
REG. ELÉCTRICAS (CORRELACIÓN/EVALUACIÓN)			13,187	
CAÑONEAR CON GUAYA ELÉCTRICA			6,653	
CAÑONEAR CON TUBERÍA	ARMAR SARTA T.C.P.	2,375		
	M.T. T.C.P.	11,500		
	ASENTAR + CAÑONEAR		3,500	
	VEST. EQ./SWABO+SWABEAR +DESV.	24,375		
	DESASENT.+ S.T. T.C.P.	13,250		
ASENTAR RETENEDOR	ARMAR	1,000		
	M.T.	11,000		
	ASENTAR	5,000		
	S.T.	9,500		
PRUEBA DE AFLUENCIA	ARMANDO EQ./ACHIQUE+SWABO	1,055		
	M.T. CON EQ./SWABO	6,4375		
	ASENT. EMP. DE EQ./SWABO	1,9375		
	PRUEBA			13,555
	DESASENTAR S.T. EQ./SWABO	9,3125		

PRUEBA DE LA ARENA	ARMANDO SARTA	2,722		
	M.T.	15,375		
	ASENT. EMP.	2,8125		
	PRUEBA DE ARENA+ACHICAR			42,666
	DESASENTAR EMP.	7,375		
	S.T. + QUEBRAR	13,000		
ESTIMULACIÓN+ACHICAR		89,000		
M.T./S.T. PUNTA LIBRE + VERIF. FONDO + QUEBRAR		13,300		
REALIZAR MANT.+ARMANDO EBES		6,461		
M.T. CON BES + MEGANDO		21		
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		3,538		
ARRANCAR POZO		1,307		
TOTAL (hrs)		455,050	30,25801282	56,222
TOTAL (días)		18,960	1,260750534	2,342

TABLA B.5. TIEMPO DE LOS EQUIPOS DE IZAJE PARA LOS POZOS TIPOS 5.

		T./TRAB.-TALADRO	T./TRAB.-WIRE LINE	T./TRAB.-SLICKLINE
		(HRS)	(HRS)	(HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	5,571		
	MUDAR + TRANSPORTAR	5,429		
	VESTIR EQUIPO	6,000		
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		1,500		
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		5,143		
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		13,600		
DESACOPLANDO - VERIF. BES		2,000		
FRESADO	ARMANDO BHA DE FRESADO	10,333		
	M.T. DE FRESADO	25,167		
	FRESANDO + CIRCULANDO	73,250		
	S.T. DE FRESADO	26,000		
	DES./BHA DE FRESADO + QUEBRAR	7,333		
PESCA	ARMANDO BHA DE PESCA	9,333		
	M.T. DE PESCA	25,167		
	PESCANDO + TENSIONANDO	19,833		
	S.T. DE PESCA + TRABAJANDO	28,833		
	DES./BHA DE PESCA + QUEBRAR	11,333		
BLOQUE DE IMPRESIÓN				0,000
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	3,429		
	M.T. DE LIMPIEZA	12,929		
	LIMP. ARENA/CMTO.+ CIRCULANDO	10,286		
	S.T. DE LIMPIEZA	10,500		
	DES./BHA DE LIMPIEZA + QUEBRAR	2,857		
REG. ELÉCTRICAS (CORRELACIÓN / EVALUACIÓN)			5,000	
CAÑOEAR CON GUAYA ELÉCTRICA			4,000	

PRUEBA DE LA ARENA	ARMANDO SARTA	1,000		
	M.T.	1,000		
	ASENT. EMP.	7,625		
	PRUEBA DE ARENA + ACHICAR			1,250
	DESASENTAR EMP.	22,125		
	S.T. - QUEBRAR	3,250		
EMPACAR	ARMAR BHA DE EMPAQUE	6,750		
	M.T. C/EQ. EMP. ASENTAR COLG.	4,083		
	S.T. DE COLGADOR	0,000		
	M.T./EMPAQUE	0,000		
	REALIZAR EMPAQUE	12,625		
	S.T. DE EMPAQUE	5,500		
	DES. BHA DE EMPAQUE	8,750		
PRUEBA DE EMPAQUE	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,700		
	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	1,000		
	ASENTAR EMP.	5,250		
	PRUEBA DE ACHIQUE			
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	8,250		
	DESACOPLAR EQ. ACHIQUE	1,500		
M.T./S.T. PUNTA LIBRE + VERIF. FONDO + QUEBRAR		20,000		
ESTIMULACIÓN (M.T. C/EMP./ INYECCIÓN/S.T. C/EMP)		8,000		
ASENTAR TDH CON GUAYA ELÉCTRICA			0,000	
REALIZAR MANT. + ARMANDO EBES		5,286		
M.T. CON BES + MEGANDO		20,643		
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		3,357		
ARRANCAR POZO		1,071		
TOTAL (hrs)		464,592	9,000	1,250
TOTAL (días)		19,358	0,375	0,052

TABLA B.6. TIEMPO DE LOS EQUIPOS DE IZAJE PARA LOS POZOS TIPOS 6.

		T./TRAB.-TALADRO	T./TRAB.-WIRE LINE	T./TRAB.-SLICKLINE
		(HRS)	(HRS)	(HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	8,500		
	MUDAR + TRANSPORTAR	7,250		
	VESTIR EQUIPO	6,750		
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		1,000		
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		11,750		
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		15,500		
DESACOPLANDO + VERIF. BES		1,750		
FRESADO	ARMANDO BHA DE FRESADO	15,500		
	M.T. DE FRESADO	51,250		
	FRESANDO + CIRCULANDO	89,000		
	S.T. DE FRESADO	57,500		
	DES./BHA DE FRESADO + QUEBRAR	10,500		

PESCA	ARMANDO BHA DE PESCA	16,750		
	M.T. DE PESCA	41,250		
	PESCANDO + TENSIONANDO	22,750		
	S.T. DE PESCA + TRABAJANDO	49,750		
	DES./BHA DE PESCA + PESC. + QUEB.	10,500		
BLOQUE DE IMPRESIÓN				0,000
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	3,750		
	M.T. DE LIMPIEZA	24,750		
	LIMP. ARENA/CMTO.+ CIRCULANDO	23,250		
	S.T. DE LIMPIEZA	21,250		
	DES./BHA DE LIMPIEZA + QUEBRAR	2,000		
EMPACAR	ARMAR BHA DE EMPAQUE	3,000		
	M.T. C/EQ. EMP. ASENTAR COLG.	7,000		
	S.T. DE COLGADOR	6,000		
	M.T./EMPAQUE	2,000		
	REALIZAR EMPAQUE	4,000		
	S.T. DE EMPAQUE	6,000		
	DES. BHA DE EMPAQUE	1,000		
PRUEBA DE EMPAQUE	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,500		
	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	8,750		
	ASENTAR EMP.	1,000		
	PRUEBA DE ACHIQUE			23,750
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	3,500		
	DESACOPLAR EQ. AHIQUE	3,250		
REALIZAR MANT. + ARMANDO EBES		6,000		
M.T. CON BES + MEGANDO		13,000		
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		3,000		
ARRANCAR POZO		2,000		
TOTAL (hrs)		563,250	0,000	23,750
TOTAL (días)		23,469	0,000	0,990

TABLA B.7. TIEMPO DE LOS EQUIPOS DE IZAJE PARA LOS POZOS TIPOS 7.

		T./TRAB.-TALADRO	T./TRAB.-WIRE LINE	T./TRAB.-SLICKLINE
		(HRS)	(HRS)	(HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	6,452		
	MUDAR-TRANSPORTAR	7,919		
	VESTIR EQUIPO	7,597		
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		2,704		
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		5,516		
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		10,967		
DESACOPLANDO - VERIF. BES		2,017		
FRESADO	ARMANDO BHA DE FRESADO	7,552		
	M.T. DE FRESADO	25,241		
	FRESANDO - CIRCULANDO	35,483		

	S.T. DE FRESADO	25,948		
	DES./BHA DE FRESADO - QUEBRAR	5,741		
	ARMANDO BHA DE PESCA	6,724		
	M.T. DE PESCA	18,431		
PESCA	PESCANDO - TENSIONANDO	10,362		
	S.T. DE PESCA - TRABAJANDO	20,552		
	DES./BHA DE PESCA + PESC. - QUEB.	6,655		
BLOQUE DE IMPRESIÓN				12,167
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	5,922		
	M.T. DE LIMPIEZA	27,359		
	LIMP. ARENA/CMTO.- CIRCULANDO	32,906		
	S.T. DE LIMPIEZA	26,984		
	DES./BHA DE LIMPIEZA - QUEBRAR	5,344		
EMPACAR	ARMAR BHA DE EMPAQUE	2,920		
	M.T. C/EQ. EMP. ASENTAR COLG.	11,000		
	S.T. DE COLGADOR	7,000		
	M.T./EMPAQUE	10,021		
	REALIZAR EMPAQUE	6,940		
	S.T. DE EMPAQUE	6,960		
	DES. BHA DE EMPAQUE	1,960		
PRUEBA DE EMPAQUE	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,946		
	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	10,875		
	ASENTAR EMP.	2,167		
	PRUEBA DE ACHIQUE			19,411
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	11,911		
	DESACOPLAR EQ. AHIQUE	2,778		
REG. ELÉCTRICAS (CORRELACIÓN/EVALUACIÓN)			19,000	
CEMENTENTACIÓN	CALIBRAR - ARMAR EMP./CEMENT.	1,923		
	M.T. C/EMP. PARA CMTO - ASENTAR	12,904		
	CEMENTANDO/FRAGUADO	12,942		
	S.T. C/EMP. DE CMTO	9,720		
	DESARMANDO EQ. CEMENTACIÓN	1,560		
CAÑONEAR CON GUAYA ELÉCTRICA			8,300	
CAÑONEAR CON TUBERÍA	ARMAR SARTA T.C.P.	2,500		
	M.T. T.C.P.	15,000		
	ASENTAR+CAÑONEAR		2,500	
	VEST. EQ./SWABO+SWABEAR+DESV.			16,500
	DESASENT.+S.T. T.C.P.	12,500		
PRUEBA DE ARENA	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,333		
	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	1,333		
	ASENTAR EMP.	6,857		
	PRUEBA DE ACHIQUE			14,119
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	8,857		
	DESACOPLAR EQ. AHIQUE	1,524		
ESTIMULACIÓN	ARMAR EQ. DE ESTIMULACIÓN	1,000		
	M.T. PARA ESTIMULAR	9,000		

	ASENTAR EMP.	1,000		
	ESTIMULACIÓN	26,500		
	S.T. DE ESTIMULACIÓN	11,000		
	DESACOPLAR EQ. AHIQUE	1,000		
M.T./S.T. PUNTA LIBRE + VERIF. FONDO + QUEBRAR		10,067		
ASENTAR TDH CON GUAYA ELÉCTRICA			6,063	
REALIZAR MANT. + ARMANDO EBES		5,710		
M.T. CON BES + MEGANDO		14,919		
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		3,609		
ARRANCAR POZO		1,161		
TOTAL (hrs)		553,613	35,863	62,196
TOTAL (días)		23,067	1,494	2,592

APÉNDICES C

TABLA C.1. ANÁLISIS DE TIEMPOS PRODUCTIVOS EN LA EJECUCIÓN DE LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 1 POR UNA UNIDAD MULTIPROPÓSITO

TIEMPO PRODUCTIVO		TIEMPO ESTIMADO (HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	1,00
	MUDAR+TRANSPORTAR	5,00
	VESTIR EQUIPO	2,00
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		2,00
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		2,00
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		8,00
DESACOPLANDO+VERIF. BES		2,50
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	2,00
	M.T. DE LIMPIEZA	4,00
	LIMP. ARENA/CMTO.+CIRCULANDO	9,72
	S.T. DE LIMPIEZA	4,00
	DES./BHA DE LIMPIEZA+QUEBRAR	1,50
M.T./S.T. PUNTA LIBRE+VER. FONDO+QUEBRAR		8,00
CORRER REGISTROS		8,00
REALIZAR MANT.+ARMANDO EBES		5,00
M.T. CON BES+MEGANDO		8,00
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE CAB./P		2,00
OBSERVAR+ARRANCAR POZO		1,00
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (HRS)		75,72
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (DÍAS)		3,15

TABLA C.2. ANÁLISIS DE TIEMPOS PRODUCTIVOS EN LA EJECUCIÓN DE LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 2 POR UNA UNIDAD MULTIPROPÓSITO

TIEMPO PRODUCTIVO		TIEMPO ESTIMADO (HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	1,00
	MUDAR+TRANSPORTAR	5,00
	VESTIR EQUIPO	2,00
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		3,00
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		2,00
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		8,00
DESACOPLANDO+VERIF. BES		2,50
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	4,00

	M.T. DE LIMPIEZA	8,00
	LIMP. ARENA/CMTO.+CIRCULANDO	7,41
	S.T. DE LIMPIEZA	8,00
	DES./BHA DE LIMPIEZA+QUEBRAR	3,00
EVALUACIÓN DE LA ARENA		10,00
M.T./S.T. PUNTA LIBRE		6,00
M.T. C/EMP. Y ASENT. PARA ESTIMULACIÓN		3,00
ESTIMULACIÓN		9,33
S.T. C/EMP.		2,50
VEST. EQ. DE ACHIQUE		1,50
ACHICANDO		14,00
DESV. EQ. ACHIQUE		2,50
REALIZAR MANT.+ARMANDO EBES		5,00
M.T. CON BES+MEGANDO		8,00
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		2,00
OBSERVAR+ARRANCAR POZO		1,00
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (HRS)		118,75
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (DÍAS)		4,95

TABLA C.3. ANÁLISIS DE TIEMPOS PRODUCTIVOS EN LA EJECUCIÓN DE LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 3 POR UNA UNIDAD MULTIPROPÓSITO

TIEMPO PRODUCTIVO

		TIEMPO ESTIMADO (HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	1,00
	MUDAR+TRANSPORTAR	5,00
	VESTIR EQUIPO	2,00
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		2,00
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		2,00
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		8,00
DESACOPLANDO+VERIF. BES		2,50
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	2,00
	M.T. DE LIMPIEZA	4,00
	LIMP. ARENA/CMTO.+CIRCULANDO	13,00
	S.T. DE LIMPIEZA	4,00
	DES./BHA DE LIMPIEZA+QUEBRAR	1,50
VESTIR EQ.+CANONEAR - DESV.		10,00
ASENTAR TDH CON GUAYA ELÉCTRICA		4,00
M.T. PARA ASENTAR T. RECUPERABLE		3,50
ASENTAR TAPON RECUP.		2,00
S.T. DE TAPON RECUPERABLE		4,00
PRUEBA DE LA ARENA	ARMANDO SARTA	1,00
	M.T.	3,50

	ASENT. EMP.	1,00
	PRUEBA DE ARENA+ACHICAR	22,00
	DESASENTAR EMP.	1,00
	S.T. - QUEBRAR	5,00
M.T./S.T. PUNTA LIBRE+VER. FONDO+QUEBRAR		8,00
REALIZAR MANT.+ARMANDO EBES		5,00
M.T. CON BES+MEGANDO		8,00
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		2,00
OBSERVAR+ARRANCAR POZO		1,00
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (HRS)		128,00
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (DÍAS)		5,33

TABLA C.4. ANÁLISIS DE TIEMPOS PRODUCTIVOS EN LA EJECUCIÓN DE LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 4 POR UNA UNIDAD MULTIPROPÓSITO

TIEMPO PRODUCTIVO

		TIEMPO ESTIMADO (HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	1
	MUDAR+TRANSPORTAR	5
	VESTIR EQUIPO	2
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		2
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		2
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		8
DESACOPLANDO+VERIF. BES		2,5
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	6
	M.T. DE LIMPIEZA	12
	LIMP. ARENA/CMTO.+CIRCULANDO	30,00
	S.T. DE LIMPIEZA	12
	DES./BHA DE LIMPIEZA+QUEBRAR	4,5
ASENTAR TDH CON GUAYA ELÉCTRICA		6,92
CEMENTACIÓN	CALIBRAR+ARMAR EMP./CEMENT.	1,5
	M.T. C/EMP. PARA CMTO+ASENTAR	4
	CEMENTANDO/FRAGUADO	7,00
	S.T. C/EMP. DE CMTO	3
	DESARMANDO EQ. CEMENTACIÓN	1,5
CORRER REGISTROS		10
CAÑONEAR CON GUAYA ELÉCTRICA		5,00
CAÑONEAR CON TUBERÍA	ARMAR SARTA T.C.P.	2
	M.T. T.C.P.	4
	ASENTAR+CAÑONEAR	3,5
	VEST. EQ./SWABO+SWABEAR+DESV.	24,38
	DESASENT.+S.T. T.C.P.	5,5
ASENTAR RETENEDOR	ARMAR	1
	M.T.	3
	ASENTAR	5

	S.T.	2,5
PRUEBA DE AFLUENCIA	ARMANDO EQ./ACHIQUE+SWABO	1
	M.T. CON EQ./SWABO	3
	ASENT. EMP. DE EQ./SWABO	2
	PRUEBA	13,56
	DESASENTAR S.T. EQ./SWABO	3
PRUEBA DE LA ARENA	ARMANDO SARTA	1
	M.T.	3
	ASENT. EMP.	0,5
	PRUEBA DE ARENA+ACHICAR	36,91
	DESASENTAR EMP.	5
	S.T. - QUEBRAR	3
ESTIMULACIÓN+ACHICAR		36
M.T./S.T. PUNTA LIBRE - VER. FONDO		4
REALIZAR MANT.+ARMANDO EBES		5
M.T. CON BES+MEGANDO		8
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		2
ARRANCAR POZO		1
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (HRS)		304,77
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (DÍAS)		12,70

TABLA C.5. ANÁLISIS DE TIEMPOS PRODUCTIVOS EN LA EJECUCIÓN DE LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 5 POR UNA UNIDAD MULTIPROPÓSITO

TIEMPO PRODUCTIVO

		TIEMPO ESTIMADO (HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	1,00
	MUDAR-TRANSPORTAR	5,00
	VESTIR EQUIPO	2,00
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		3,00
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		2,00
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		8,00
DESACOPLANDO - VERIF. BES		2,50
FRESADO	ARMANDO BHA DE FRESADO	4,00
	M.T. DE FRESADO	9,00
	FRESANDO - CIRCULANDO	60,00
	S.T. DE FRESADO	9,00
	DES./BHA DE FRESADO - QUEBRAR	4,00
PESCA	ARMANDO BHA DE PESCA	8,00
	M.T. DE PESCA	24,00
	PESCANDO - TENSIONANDO	20,00
	S.T. DE PESCA - TRABAJANDO	24,00
	DES./BHA DE PESCA - QUEBRAR	8,00
BLOQUE DE IMPRESIÓN		0,00
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	2,00
	M.T. DE LIMPIEZA	8,00
	LIMP. ARENA/CMTO.- CIRCULANDO	10,00

	S.T. DE LIMPIEZA	8,00
	DES./BHA DE LIMPIEZA - QUEBRAR	2,00
REG. ELÉCTRICAS (CORRELACIÓN/EVALUACIÓN)		5,00
CAÑOEAR CON GUAYA ELÉCTRICA		4,00
PRUEBA DE LA ARENA	ARMANDO SARTA	1,00
	M.T.	2,00
	ASENT. EMP.	1,00
	PRUEBA DE ARENA - ACHICAR	22,00
	DESASENTAR EMP.	1,00
	S.T. - QUEBRAR	2,50
EMPACAR	ARMAR BHA DE EMPAQUE	4,00
	M.T. C/EQ. EMP. ASENTAR COLG.	16,00
	S.T. DE COLGADOR	0,00
	M.T./EMPAQUE	10,00
	REALIZAR EMPAQUE	5,00
	S.T. DE EMPAQUE	7,00
	DES. BHA DE EMPAQUE	1,50
PRUEBA DE EMPAQUE	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,00
	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	2,00
	ASENTAR EMP.	1,00
	PRUEBA DE ACHIQUE	12,00
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	2,00
	DESACOPLAR EQ. ACHIQUE	1,00
M.T./S.T. PUNTA LIBRE+VER. FONDO+QUEBRAR		4,00
ESTIMULACIÓN (M.T. C/EMP./ INYECCIÓN/S.T. C/EMP)		8,00
ASENTAR TDH CON GUAYA ELÉCTRICA		0,00
REALIZAR MANT. - ARMANDO EBES		5,00
M.T. CON BES - MEGANDO		8,00
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		2,00
ARRANCAR POZO		1,00
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (HRS)		352,50
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (DÍAS)		14,69

TABLA C.6. ANÁLISIS DE TIEMPOS PRODUCTIVOS EN LA EJECUCIÓN DE LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 6 POR UNA UNIDAD MULTIPROPÓSITO

TIEMPO PRODUCTIVO

		TIEMPO ESTIMADO (HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	1,00
	MUDAR-TRANSPORTAR	5,00
	VESTIR EQUIPO	2,00
CIRCULAR/CONTROLAR POZO		3,00
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		2,00
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		12,00
DESACOPLANDO - VERIF. BES		2,00
FRESADO	ARMANDO BHA DE FRESADO	8,00

	M.T. DE FRESADO	16,00
	FRESANDO - CIRCULANDO	80,00
	S.T. DE FRESADO	16,00
	DES./BHA DE FRESADO - QUEBRAR	8,00
PESCA	ARMANDO BHA DE PESCA	8,00
	M.T. DE PESCA	30,00
	PESCANDO - TENSIONANDO	22,00
	S.T. DE PESCA - TRABAJANDO	30,00
	DES./BHA DE PESCA + PESC. - QUEB.	8,00
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	6,00
	M.T. DE LIMPIEZA	12,00
	LIMP. ARENA/CMTO.- CIRCULANDO	23,00
	S.T. DE LIMPIEZA	12,00
	DES./BHA DE LIMPIEZA - QUEBRAR	6,00
EMPACAR	ARMAR BHA DE EMPAQUE	3,00
	M.T. C/EQ. EMP. ASENTAR COLG.	4,00
	S.T. DE COLGADOR	6,00
	M.T./EMPAQUE	2,00
	REALIZAR EMPAQUE	4,00
	S.T. DE EMPAQUE	3,00
	DES. BHA DE EMPAQUE	1,00
PRUEBA DE EMPAQUE	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,00
	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	2,00
	ASENTAR EMP.	1,00
	PRUEBA DE ACHIQUE	24,00
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	2,00
	DESACOPLAR EQ. AHIQUE	1,00
REALIZAR MANT. - ARMANDO EBES		5,00
M.T. CON BES - MEGANDO		8,00
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P		2,00
ARRANCAR POZO		1,00
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (HRS)		382,00
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (DÍAS)		15,92,00

TABLA C.7. ANÁLISIS DE TIEMPOS PRODUCTIVOS EN LA EJECUCIÓN DE LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 7 POR UNA UNIDAD MULTIPROPÓSITO

TIEMPO PRODUCTIVO

		TIEMPO ESTIMADO (HRS)
MUDANZA	DEVESTIR EQUIPO	1,00
	MUDAR-TRANSPORTAR	5,00
	VESTIR EQUIPO	2,00

CIRCULAR/CONTROLAR POZO		3,00
DESMONTAJE DE C/P Y MONTAJE DE BOP		2,00
SACAR EQUIPO DE COMPLETACIÓN		8,00
DESACOPLANDO - VERIF. BES		2,00
FRESADO	ARMANDO BHA DE FRESADO	8,00
	M.T. DE FRESADO	16,00
	FRESANDO - CIRCULANDO	20,00
	S.T. DE FRESADO	16,00
	DES./BHA DE FRESADO - QUEBRAR	8,00
PESCA	ARMANDO BHA DE PESCA	8,00
	M.T. DE PESCA	16,00
	PESCANDO - TENSIONANDO	10,00
	S.T. DE PESCA - TRABAJANDO	16,00
	DES./BHA DE PESCA + PESC. - QUEB.	8,00
BLOQUE DE IMPRESIÓN		5,00
LIMPIEZA	ARMANDO BHA DE LIMPIEZA	4,00
	M.T. DE LIMPIEZA	8,00
	LIMP. ARENA/CMTO.- CIRCULANDO	20,00
	S.T. DE LIMPIEZA	8,00
	DES./BHA DE LIMPIEZA - QUEBRAR	3,00
EMPACAR	ARMAR BHA DE EMPAQUE	3,00
	M.T. C/EQ. EMP. ASENTAR COLG.	11,00
	S.T. DE COLGADOR	7,00
	M.T./EMPAQUE	10,00
	REALIZAR EMPAQUE	7,00
	S.T. DE EMPAQUE	7,00
PRUEBA DE EMPAQUE	DES. BHA DE EMPAQUE	2,00
	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,50
	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	2,00
	ASENTAR EMP.	1,00
	PRUEBA DE ACHIQUE	15,00
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	2,00
CORRER REGISTROS		19,00
CEMENTACIÓN	DESACOPLAR EQ. AHIQUE	1,00
	CALIBRAR - ARMAR EMP./CEMENT.	1,50
	M.T. C/EMP. PARA CMTO - ASENTAR	3,00
	CEMENTANDO/FRAGUADO	9,00
	S.T. C/EMP. DE CMTO	4,00
CAÑOEAR CON GUAYA ELÉCTRICA		8,00
CAÑONEAR CON TUBERÍA	DESARMANDO EQ. CEMENTACIÓN	1,50
	ARMAR SARTA T.C.P.	2,50
	M.T. T.C.P.	3,50
	ASENTAR+CAÑONEAR	2,50
	VEST. EQ./SWABO+SWABEAR+DESV.	3,00
PRUEBA DE ARENA	DESASENT.+S.T. T.C.P.	2,00
	ARMAR EQ. DE ACHIQUE	1,00
	M.T. CON EQUIPO DE ACHIQUE	2,00
	ASENTAR EMP.	1,00
	PRUEBA DE ACHIQUE	14,00
	S.T. CON EQ DE ACHIQUE	2,00
DESACOPLAR EQ. AHIQUE		1,00

ESTIMULACIÓN	ARMAR EQ. DE ESTIMULACIÓN	1,00
	M.T. PARA ESTIMULAR	2,00
	ASENTAR EMP.	1,00
	ESTIMULACIÓN	20,00
	S.T. DE ESTIMULACIÓN	2,00
	DESACOPLAR EQ. AHIQUE	1,00
M.T./S.T. PUNTA LIBRE - VER. FONDO+QUEBRAR		4,00
ASENTAR TDH CON GUAYA ELÉCTRICA		6,00

REALIZAR MANT. - ARMANDO EBES	5,00
M.T. CON BES - MEGANDO	8,00
DESMONTAJE DE BOP Y MONTAJE DE C/P	2,00
ARRANCAR POZO	1,00
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (HRS)	396,00
TOTAL DE TIEMPO PRODUCTIVO (DÍAS)	16,5

APÉNDICES D

TABLA D.1. COSTOS PROMEDIO LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 1.

	PROMEDIO (Bs)	PORCENTAJE (%)
LABOR DIRECTA	1860787,16	1,690
LABOR INDIRECTA	2570948,47	2,279
GASTOS DE PERSONAL	750346,38	0,721
TASA TALADRO	27066232,44	26,000
TRANSPORTE PROPIO	296213,96	0,18968
TRANSPORTE ALQUILADO	646879	0,494
MUDANZA	9249736,84	8,657
FLUIDO DE COMPLETACIÓN	1485870,4	0,914
MECHAS	1000000	0,024
TUBOS/CONEXIONES	12122759,94	4,777
OTROS MATERIALES	10500000	1,034
EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	52789189,19	48,106
ARBOL DE NAVIDAD	48000000,0	1,182
CEMENTACIÓN	12933000	0,318
CAÑONEO	2807200	0,069
REGISTROS ELÉCTRICOS	15457578	0,761
ACIDIFICACIÓN/ESTIMULACIÓN	0,0	0,451
ALQUILER DE EQ.DE PESCA FRESADO	5500000,0	0,1351
OTROS SERVICIOS DE CONTRATACIÓN	1369500,0	0,1341
PERSONAL OCASIONAL	2306423,67	1,0221
MISCELANEOS	0,0	0,0321
VACUUM	1039897,436	1,000

TOTA REAL (Bs)	103353330,9	100
TOTA REAL (\$)	145082,97	

TOTAL ESTIMADO (Bs)	105968443,6
TOTAL ESTIMADO (\$)	146482,63

TABLA D.2. COSTOS PROMEDIO LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 2.

	PROMEDIO (Bs)	PORCENTAJE (%)
LABOR DIRECTA	1103095,29	1,171%
LABOR INDIRECTA	1781476,14	1,892%
GASTOS DE PERSONAL	387791,63	0,471%

TASA TALADRO	21093788,50	25,596%
TRANSPORTE PROPIO	232000,00	0,106%
TRANSPORTE ALQUILADO	2480000,00	1,129%
MUDANZA	7594375,00	9,215%
FLUIDO DE COMPLETACIÓN	1100000,00	0,167%
TUBOS/CONEXIONES	4541000,00	2,066%
OTROS MATERIALES	2937348,00	1,782%
EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	44477750,00	53,972%
ACIDIFICACIÓN/ESTIMULACIÓN	1100000,00	0,167%
OTROS SERVICIOS DE CONTRATACIÓN	3133000,00	0,950%
PERSONAL OCASIONAL	1864222,33	0,848%
MISCELANEOS	0,00	0,000%
VACUUM	514604,67	0,468%

TOTA REAL (Bs)	81480452,00	100,000%
TOTA REAL (\$)	107520,76	

TOTAL ESTIMADO (Bs)	96657142,86
TOTAL ESTIMADO (\$)	134220,91

TABLA D.4. COSTOS PROMEDIO LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 4.

	PROMEDIOS (Bs)	PORCENTAJE (%)
LABOR DIRECTA	5376483,40	2,106%
LABOR INDIRECTA	7554772,40	2,959%
GASTOS DE PERSONAL	1545800,00	0,606%
TASA TALADRO	94384069,20	36,971%
TRANSPORTE PROPIO	1001600,00	0,392%
TRANSPORTE ALQUILADO	2949033,40	1,155%
MUDANZA	7460000,00	2,922%
FLUIDO DE COMPLETACIÓN	2142600,00	0,839%
MECHAS	1500000,00	0,118%
TUBOS/CONEXIONES	13287500,00	4,164%
OTROS MATERIALES	19150000,00	3,000%
EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	49125000,00	15,394%
CEMENTACIÓN	20397279,50	6,392%
CAÑONEO	39449669,00	12,362%
REGISTROS ELÉCTRICOS	10117795,50	1,585%
ACIDIFICACIÓN/ESTIMULACIÓN	18433800,00	1,444%
EMPAQUE CON GRAVA	29237000,00	2,290%
ALQUILER DE EQ.DE PESCA FRESADO	13166584,00	2,063%

OTROS SERVICIOS DE CONTRATACIÓN	5927708,25	1,858%
PERSONAL OCASIONAL	3863000,00	0,605%
MISCELANEOS	2640000,00	0,207%
VACUUM	2410000,00	0,566%

TOTA REAL (Bs)	255291195,60	100,000%
TOTA REAL (\$)	371613,19	

TOTAL ESTIMADO (Bs)	227806000,00
TOTAL ESTIMADO (\$)	336172,92

TABLA D.5. COSTOS PROMEDIO LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 5.

	PROMEDIO (Bs)	PORCENTAJE (%)
LABOR DIRECTA	6688687,50	3,031%
LABOR INDIRECTA	10324562,50	4,678%
GASTOS DE PERSONAL	3007125,00	1,363%
TASA TALADRO	105950415,00	48,007%
TRANSPORTE PROPIO	1302750,00	0,590%
TRANSPORTE ALQUILADO	4378020,75	1,984%
MUDANZA	12211500,00	5,533%
FLUIDO DE COMPLETACIÓN	3300000,00	0,748%
MECHAS	1500000,00	0,170%
OTROS MATERIALES	1600000,00	0,181%
EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	30125000,00	6,825%
CEMENTACIÓN	26206635,00	11,874%
CAÑONEO	12484182,33	4,242%
ACIDIFICACIÓN/ESTIMULACIÓN	10732000,00	1,216%
ALQUILER DE EQ.DE PESCA FRESADO	13560000,00	3,072%
OTROS SERVICIOS DE CONTRATACIÓN	4450000,00	1,008%
PERSONAL OCASIONAL	15615729,00	3,538%
VACUUM	5710666,67	1,941%

TOTA REAL (Bs)	254846042,00	100,000%
TOTA REAL (\$)	382203,44	

TOTAL ESTIMADO (Bs)	250285999,80
TOTAL ESTIMADO (\$)	379030,02

TABLA D.6. COSTOS PROMEDIO LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 6.

	PROMEDIO (Bs)	PORCENTAJE (%)
LABOR DIRECTA	10541667,00	3,210%

LABOR INDIRECTA	13177083,00	4,012%
GASTOS DE PERSONAL	5270833,00	1,605%
TASA TALADRO	179535444,00	54,663%
TRANSPORTE PROPIO	1320000,00	0,402%
TRANSPORTE ALQUILADO	2090000,00	0,636%
MUDANZA	8800000,00	2,679%
FLUIDO DE COMPLETACIÓN	3105630,00	0,946%
EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	50000000,00	15,224%
EMPAQUE CON GRAVA	39198808,00	11,935%
ALQUILER DE EQ.DE PESCA FRESADO	12100000,00	3,684%
VACUUM	3300000,00	1,005%

TOTA REAL (Bs)	328439465,00	100,000%
TOTA REAL (\$)	514795,40	

TOTAL ESTIMADO (Bs)	200000000,00
TOTAL ESTIMADO (\$)	313479,62

TABLA D.7. COSTOS PROMEDIO LA REHABILITACIÓN EN LOS POZOS TIPO 7.

	PROMEDIO (Bs)	PORCENTAJE (%)
LADBOR DIRECTA	9081166,60	2,785%
LABOR INDIRECTA	13208325,00	4,051%
GASTOS DE PERSONAL	3773226,70	1,157%
TASA TALADRO	157748181,60	48,383%
TRANSPORTE PROPIO	1433910,40	0,440%
TRANSPORTE ALQUILADO	4177648,11	1,153%
MUDANZA	8420200,00	2,583%
FLUIDO DE COMPLETACIÓN	1733333,33	0,159%
MECHAS	1500000,00	0,138%
TUBOS/CONEXIONES	6425000,00	0,394%
OTROS MATERIALES	4200000,00	0,258%
EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	51377777,78	14,182%
CEMENTACIÓN	24324833,00	5,969%
CAÑONEO	25183790,89	6,952%
REGISTROS ELÉCTRICOS	31062822,00	5,716%
ACIDIFICACIÓN/ESTIMULACIÓN	12882000,00	0,395%
EMPAQUE CON GRAVA	41790876,00	10,254%
ALQUILER DE EQ.DE PESCA FRESADO	19320810,00	5,926%
OTROS SERVICIOS DE CONTRATACIÓN	7558400,00	1,159%
PERSONAL OCASIONAL	18404000,00	2,258%

MISCELANEOS	1686666,67	0,155%
VACUUM	3587428,57	0,770%

TOTA REAL (Bs)	375722575,80	115,238%
TOTA REAL (\$)	536744,00	

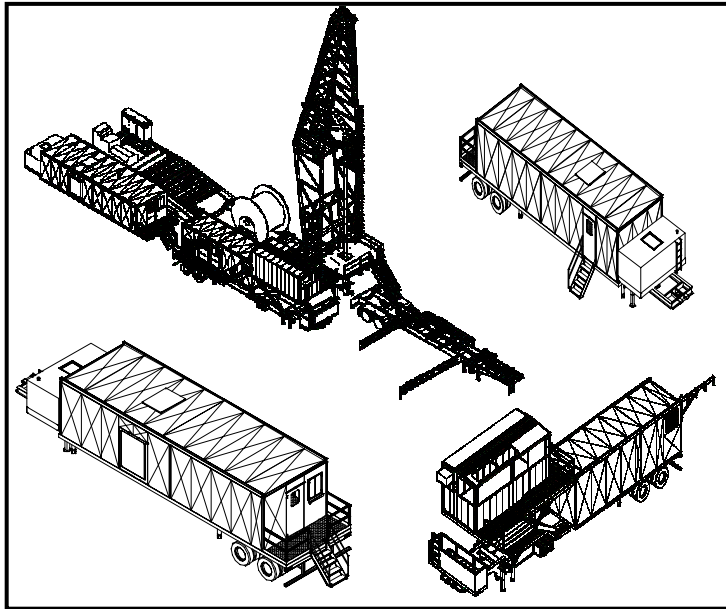
TOTAL ESTIMADO (Bs)	277034500,00
TOTAL ESTIMADO (\$)	434223,35

ANEXOS

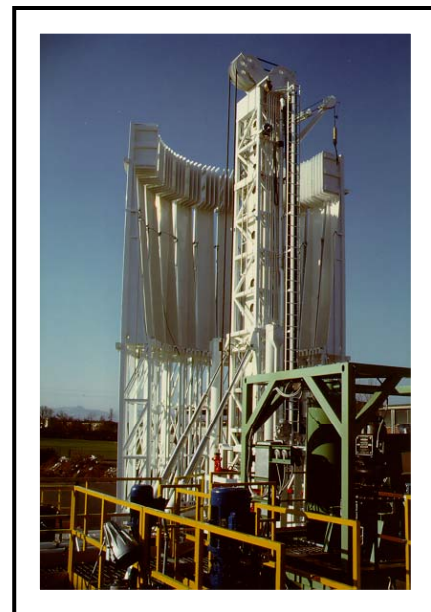


ANEXOS

ANEXO 1. Esquema de una localización de una Unidad Multipropósito.



ANEXO 2. Unidad Multipropósito.





ANEXO 4. Trailers portantes de la cabria, planchada, carrito de tubería, unidad hidráulica y reservorio de aceite.



ANEXO 5. A la izquierda Planchadas móviles con llaves hidráulicas y manuales; a la derecha subestructura con sistema de soporte para BOP.



ANEXO 6. Transporte de una UMP.



ANEXO 7. Cabina de control de una UMP



GLOSARIO



GLOSARIO

A

ACCIDENTE: Es todo aquel suceso imprevisto y no deseado que interrumpe o interfiere el desarrollo normal de una actividad y que genera lesiones personales, daños a las instalaciones, al ambiente, a terceros y/o pérdidas económicas.

ACHICAR: Operación por la cual se extrae del fondo del pozo arena, lodo, agua, etc. con el fin de disminuir la columna de fluido y así la presión hidrostática del pozo.

ACUÍFERO: Yacimiento saturado de agua, horizonte productor de agua. Es común llamar al acuífero a la sección inmediatamente por debajo del contacto petróleo agua.

AERACIÓN: Técnica de inyectar aire o gas a una columna de líquido para reducir la presión hidrostática.

ANULAR: Espacio comprendido entre dos tubos concéntricos.

B

BHA (Ensamblaje de fondo, "Bottom Hole Assembly"): Conjunto de herramientas utilizadas en las operaciones de rehabilitación, esas herramientas pueden ser de pesca, limpieza o de servicios. Están ubicadas en la parte final de la tubería de perforación.

BARRENA O MECHA (Bit): Elemento cortante o triturador utilizado para perforar o limpiar los pozos petroleros.

BOP: Abreviatura utilizada para la válvula de seguridad colocada en la boca del pozo, mejor conocida como impide reventones. Iniciales del término en inglés "Blow Out Preventor".

C

CABEZAL DEL POZO: Ensamblaje superficial del pozo, compuesto por válvulas de control, medidores de presión, reductores de flujo, etc. para regular la presión del pozo.

CABRÍA (Derrick): Estructura larga en forma de pirámide rectangular truncada, que sirve de apoyo al equipo de perforación. También se le llama torre de perforación.

CEMENTACIÓN: Operación especializada, que consiste en la inyección de cemento dentro del pozo para cumplir con diferentes funciones tales como asentamiento de los tubos revestidores y aislamientos de zonas.

CERO DESCARGA: Característica que se le otorga a un taladro, implicando que el lodo utilizado en las actividades de rehabilitación nunca está en contacto con el medio ambiente y es tratado y almacenado en tanques cerrados antes de ser sacados de la localización.

D

DESECHOS: Material, sustancia, solución, mezcla u objeto para los cuales no se prevé un destino inmediato y debe ser eliminado o dispuesto en forma permanente.

DESINSTALAR: Consiste en desconectar las líneas, cabezales y sacar la completación del pozo designado.

E

EMPACADURA: Herramienta usada como equipo de subsuelo que sirve de sello entre dos conductos. Generalmente el anular entre el revestimiento de producción y educutor, está sellado por una empacadura.

F

FLEJES: conjunto de abrazaderas de metal utilizadas para mantener unido el cable de potencia de la Bomba Electrosumergible a la tubería de producción.

FRESAR: Limar o agujerear un pedazo de metal.

FRESAS: Implemento utilizado para taladrar o darle forma a cualquier pedazo de metal.

H

HABILITAR: Consiste en el proceso de reparación del pozo designado, incluyendo sin limitación y de acuerdo al tipo de pozo, trabajos de cementación remedial, registros, cañoneo, empaque, limpieza, pesca, tubería continua, etc.

HIGIENE INDUSTRIAL: Ciencia dedicada al reconocimiento, evaluación y control de aquellos factores ambientales o tensiones emanadas o provocadas por o con motivo del trabajo y que pueden

ocasionar enfermedades, afectar la salud y el bienestar o crear malestar significativo entre los trabajadores o los ciudadanos de la comunidad.

L

LODO : Fluido que se hace circular durante la perforación de un pozo con el fin de retirar los ripios del fondo del hoyo y enfriar la mecha y la tubería de perforación.

LUBRICADOR: Tramo de tubería de fabricación especial, que se coloca en la parte alta del ensamblaje superficial del pozo, para meter herramientas por el sistema de cable.

M

MEGAR: Acción de pasar corriente eléctrica a través del cable de potencia de la bomba electrosumergible para comprobar el correcto funcionamiento del cable y la misma. Esta actividad se realiza mientras se introduce la tubería de completación en el hoyo.

MUDAR: Consiste en desvestir la Unidad y todos sus subequipos y componentes, transportarlos hasta la nueva localización, realizar el vestido de la misma y sus subequipos en el pozo designado a ser trabajo.

P

PATECLA: Polea utilizada para enrollar el cable de potencia de la bomba electrosumergible en el carrito.

PERFORAR: Abrir un conducto, desde la superficie de la tierra hasta el subsuelo con el fin de localizar hidrocarburos y posteriormente producirlos.

PESCADO: Objeto dejado en el hoyo durante la perforación o rehabilitación, el cual debe extraerse para continuar la operación.

PESCANTES: Variedad de equipos diseñados especialmente para recuperar cualquier objeto perdido en el hoyo.

PESCANTE DE TARRAJA (Taper Tap): Tipo de pescante en forma de cono que abre surcos y se enrosca en el interior de la tubería. Comúnmente conocido como rabo de rata.

PESCANTE EXTERNO RECUPERABLE (Over Shot): Herramienta usada para enganchar la tubería perdida en el hoyo, por medio de un agarre en su parte exterior. Si la tubería no puede ser extraída el pescante se recupera.

PESCANTE INTERNO RECUPERABLE (Spear): Herramienta utilizada para agarrar interiormente cualquier tubería. Si la tubería no puede extraerse, el pescante puede recuperarse.

PESCANTE TIPO ARPÓN (Rope Spear): Herramientas de ganchos en forma de flecha que se usa para pescar cables.

PESCAR: Recuperar objetos perdidos en el pozo.

PRUEBA DE DECANTACIÓN: Prueba realizada al hoyo para comprobar que no hubo decantación de sólidos. Consiste en introducir la tubería para verificar que no se encuentra ningún apoyo y que la limpieza del hoyo fue completa, de conseguir apoyo se procede a limpiar nuevamente.

R

REVESTIDOR: Tubería de acero que se va introduciendo y cementando en los pozos de petróleo o gas a medida que la perforación va progresando. Este sirve como protección a las zonas ya perforadas, proteger las instalaciones de superficie mediante el aislamiento de zonas de presiones anormales y con presencia de fluidos ácidos como el ácido sulfídrico (H_2S) o el dióxido de carbono (CO_2), entre otras.

REHABILITACIÓN (Workover): Conjunto de operaciones realizadas en un pozo para establecer la producción, bien sea desde la completación inicial o durante la vida productiva del pozo.

S

SUAVEAR (To Swab): Término usada para achicar. Extraer líquido del pozo para aliviar la presión hidrostática en el fondo. Succionar en el fondo del pozo para que los fluidos del yacimiento entren al pozo.

T

TASA TALADRO: Costo por el alquiler diario de un taladro y sus equipos, este pago está basado en el trabajo realizado 24hr al día.

TIEMPO DE FRAGUADO: Tiempo transcurrido desde que se prepara la mezcla agua-cemento hasta que dicha mezcla haya adquirido una consistencia de 100 Poises. También se le dice tiempo de espesamiento.

TIEMPO PERDIDO: Periodo acreditable a eventos o actividades en las operaciones de taladro, que retardan el avance en la rehabilitación de un pozo de acuerdo a lo planificado. Inicia desde que se

evidencia una actividad no productiva y se prolonga hasta que se logran las condiciones operacionales previas al evento.

TIJERA DE PESCA (Hydraulic Jar): Martillo mecánico o hidráulico usado en las operaciones de pesca con el fin de golpear y aflojar cualquier herramienta pegada al hoyo.

TUBERÍA CONTINUA (Coiled Tubing): Como su nombre lo indica es una tubería continua de acero enrollada en un carrito que permite realizar las operaciones de perforación o rehabilitación de una manera más rápida y segura.

U

UNIDAD MULTIPROPÓSITO (Hybrid Unit): Taladro que contiene todos los equipos necesarios en una perforación o rehabilitación dentro de una sola unidad. Estos equipos pueden ser el Mástil, generadores de potencia, equipo de circulación y control de sólidos, unidad de tubería continua, otros.

UNIDAD: Significa todo el conjunto de maquinarias y equipos, incluyendo la Cabria, la Subestructura y todos los subequipos, instalaciones anexas, accesorios complementarios y conexos, sistemas de seguridad, levantamiento, circulación, inyección y bombeo necesarios para el cabal funcionamiento de la Unidad Multiprósito como Unidad autosuficiente de Rehabilitación y Perforación de pozos.

Y

YACIMIENTO: Formación geológica porosa y permeable capaz de almacenar y permitir el paso de fluidos a través de ella.

Z

ZONA ABANDONADA: Zona cementada y abandonada por resultar seca, por agotamiento o por intrusión de fluidos indeseables (agua o gas), después de largo período de producción.

NOMENCLATURA

API: "American Petroleum Institute".

BES: Bomba electrosomergible.

BHA: Ensamblaje de fondo. Iniciales de las siglas en ingles "Bottom Hole Assembly".

BOP: Impide reventones. Iniciales de las siglas en ingles "Blow Out Preventor".

CAP: Contacto Agua-Petróleo.

CAPO: Contacto Agua-Petróleo Original.

CT: Unidad de tubería continua. Iniciales de las siglas en ingles "Coiled Tubing".

ESC: Escandalosa.

EPM: Exploración, Producción y Mejoramiento.

FAP: Forzamiento Arena-Petróleo.

GF: Guafita.

HP: Caballos de fuerza. Iniciales de las siglas en ingles "Horse Power".

HR: Horas.

PULG: Pulgadas.

KM: Kilómetros.

LBS: Libras.

M: Miles, metros.

MD: Mili Darcy.

MIN: Minutos.

MM: Millones.

POES: Petróleo original en sitio.

LPC: Libras por pulgada cuadrada.

LVT: La Victoria.

RA/RC: Rehabilitación o reacondicionamiento.

TDH: Tapón de Hierro.

UEY: Unidad de Explotación de Yacimiento.

UMP: Unidad Multipropósito.

VPN: Valor Presente Neto.