

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CONSIDERACIONES TÉCNICO-ECONÓMICAS EN LOS RECORTES DE PRODUCCIÓN OPEP

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Almeida M. Juan C.
Rodríguez M. Warrer F.

Caracas, Noviembre de 2002.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CONSIDERACIONES TÉCNICO-ECONÓMICAS EN LOS RECORTES DE PRODUCCIÓN OPEP

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Rodrigo Peraza.

Prof. Wladimiro Kuwalkchuk.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. David Ochoa.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs.: Almeida M. Juan C.
Rodríguez M. Warrer F.

Caracas, Noviembre de 2002.

AGRADECIMIENTOS

Si algo bueno tiene este Trabajo Especial de Grado ha de ser atribuido a Aquél por el cual subsisten todas las cosas, al único, verdadero y sabio Dios, creador del cielo y de la tierra, Rey de reyes y Señor de señores, el primero y el último: nuestro Señor Jesucristo.

La claridad que posea esta obra se debe a la invaluable y oportuna ayuda del Lic. Elliot Ibarra, del Ing. David Ochoa y de los Profesores Rodrigo Peraza y Vladimiro Kowalchuk, quienes quisieron expresarnos su estímulo y el premio de sus experiencias.

Nuestro agradecimiento muy especial, por los útiles comentarios que, a costa de su tiempo, pusieron generosamente a su disposición:

Los Profesores:
Víctor Escalona,
Norberto Bueno y
Edgar Parra.

El personal de PDVSA EPM, con sede en Chuao:

Rosalía Guzzetta,
Horacio Medina,
Eder Lares y
Nelson Guerra.

Y el grupo de ingenieros de la pericia de Levantamiento Artificial en INTEVEP, S. A.:

José Gamboa,
Rui Pessoa,
José Ercolino,
Sharon Escalante,
Sandro Gasbarri y
Abraham Salazar

Por último, pero no en cuanto a importancia, quisiéramos agradecer aquí el enorme estímulo que hemos recibido de nuestros apreciados amigos: Ángel Contreras y Juver Jimenez, así como también a todas las personas que, de alguna manera, contribuyeron en la realización de este trabajo, sin restarles mérito en su participación, aunque no se hayan mencionado sus nombres.

DEDICATORIA

La alegría de ver realizado mis sueños trae consigo recuerdos tristes y gratos de enseñanzas edificadoras y no dejo de pensar en las personas que son merecedoras de mi más grato reconocimiento.

A mi hijo Alejandro que en medio de su inocencia se ha visto privado de mi presencia y aun así no deja de llenarme con sus besos y abrazos cargados de inspiración, renovando mis fuerzas para seguir luchando.

A mi madre Isabel Monterola y a mi padre Oswaldo Rodríguez que con su paciencia y ayuda motivadora han sostenido mi carga que hoy (4 de noviembre de 2002) se aligera y ven recompensada su espera.

A mi abuelo Máximo Monterola ^(†) quien deseó compartir conmigo la alegría de este momento.

A mis hermanos, en especial a Alix y Oswaldo, que no quebrantaron su esperanza en mi, y también mi reconocimiento a Alexis Hernandez por su apoyo incondicional.

Rodríguez M. Warrer F.

DEDICATORIA

En estos momentos de profunda emotividad quisiera expresar todo lo que llevo dentro, sin que me quede nada, reir, llorar, cantar, soñar... ¿Qué puedo decir de la gran satisfacción por el deber cumplido? ¡Tantas cosas!

Dedico este largo capítulo de mi existencia con mucho amor a quienes convivieron en silencio por tan largo tiempo y sufrieron esta travesía, casi interminable, que hoy (4 de noviembre de 2002) ofrece llegar a feliz término.

A:

Mis padres: María Elena y Pablo Ramón.

Y a mis hermanos: Dorys Elena, Pablo Ramón, José Ramón, Noris Carolina, Yenny Vidalina y Aixa Solciré.

Almeida M. Juan C.

“Mejor es el fin del negocio que su principio; mejor es el sufrido de espíritu que el altivo de espíritu.” Palabras del rey, predicador y sabio Salomón, hijo del rey David. (Eclesiastés 7:8).

Almeida M. Juan C.

Rodríguez M. Warrer F.

CONSIDERACIONES TÉCNICO-ECONÓMICAS EN LOS RECORTES DE PRODUCCIÓN OPEP

Tutores Académico: Prof. Vladimiro Kuwalkchuk y Prof. Rodrigo Peraza. Tutor

Industrial: Ing. David Ochoa. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.

Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002, 213 p.

Palabras Claves: OPEP, Recortes de Producción, Cuota de Producción, Cierre de Pozos, Disminución de Tasas y Almacenamiento de Crudo.

Resumen. El presente Trabajo Especial de Grado fue realizado con el propósito de documentar el significado real de los recortes de producción (cuota OPEP) tanto desde el punto de vista técnico como económico de la empresa petrolera del Estado (PDVSA) y sentar las bases para evaluar el impacto tanto negativo como positivo de las estrategias llevadas a cabo por la Empresa para reducir la disponibilidad de petróleo al mercado. Para ello se procedió a realizar una serie de entrevistas con personal calificado de la Empresa y se incorporó fuentes o referencias pertinentes al tópico en estudio.

En el desarrollo de este trabajo de investigación se ofrece una visión general de los factores técnico-económicos que influyen en la toma de decisiones para reducir la oferta petrolera sin profundizar al detalle los procedimientos implementados en cada una de las unidades de explotación de yacimientos (UEY), ya que éstos obedecen a las características particulares de la zona que pueden ser evaluadas en estudios posteriores.

ÍNDICE

	Pág.
LISTA DE TABLAS	ii
LISTA DE FIGURAS.....	iv
LISTA DE GRÁFICAS	vi
INTRODUCCIÓN	viii
1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	6
1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	7
1.3.1 Objetivos Generales	7
1.3.2 Objetivos Específicos.....	7
2 LA OPEP	8
2.1 LA CREACIÓN.....	8
2.2 ETAPA DE COORDINACIÓN (1960-1970)	10
2.3 ETAPA DE INTERVENCIÓN (1971-1980)	12
2.3.1 La Primera Crisis del Petróleo (1973-1974)	14
2.3.2 La Segunda Crisis del Petróleo (1978-1979).....	19
2.4 ETAPA DE DEBILITAMIENTO (1981-91)	21
2.4.1 La Primera Caída Abrupta de los Precios del Petróleo (1986) y la Fijación de Cuotas de Producción en la OPEP	22
2.4.2 El Tercer Incremento de los Precios del Petróleo (1990-1991).....	25
2.5 PERIODO DE ESTABILIDAD DE PRECIOS Y EL INICIO DEL DEBATE AMBIENTAL (1991-1997).....	26
2.6 EL RESURGIMIENTO DE LA CONCERTACIÓN	27
2.6.1 Segunda Caída de Precios y Resurgimiento de la Concentración de la Industria Petrolera	27
2.6.2 Nueva Fase de Cooperación en los Países Productores de Petróleo	32
3 PROCESO PRODUCTIVO.....	43
3.1 GENERALIDADES	43
3.2 EXTRACCIÓN DEL PETRÓLEO	44
3.2.1 Recuperación Primaria.....	45
3.2.2 Recuperación Secundaria.....	48

3.2.3 Recuperación Mejorada de Petróleo	48
3.2.4 Métodos de Levantamiento Artificial	52
3.3 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE PETRÓLEO	68
3.4 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS.....	73
3.5 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS	74
4 PDVSA ANTE EL MERCADO.....	75
4.1 CONSIDERACIONES GENERALES.....	75
4.2 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE PDVSA	76
4.2.1 Rehabilitación y Reparación de Pozos.....	78
4.2.2 Proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada de Petróleo	78
4.2.3 Descubrimiento de Nuevas Reservas.....	78
4.2.4 Producción Anual de las Reservas.....	78
4.2.5 Geopolítica	79
4.3 DIVISIONES ADMINISTRATIVAS DE PDVSA.....	79
4.3.1 Occidente	79
4.3.2 Oriente.....	80
4.3.3 Sur	81
4.4 PDVSA Y SUS SOCIOS EN VENEZUELA.....	82
4.4.1 Convenios Operativos	82
4.4.2 Producción en Áreas Nuevas	83
4.4.3 Faja del Orinoco.....	83
4.4.4 Asociaciones Estratégicas	85
4.5 PARTICIPACION DE LOS SOCIOS DE PDVSA EN LOS RECORTES DE PRODUCCIÓN OPEP.....	86
4.5.1 Convenios Operativos (33 Empresas).....	86
4.5.2 Asociaciones de la Faja del Orinoco.....	87
4.5.3 Exploración a Riesgo	87
4.6 RECORTES DE PRODUCCIÓN ANTE EL MERCADO PETROLERO NACIONAL.....	87
4.6.1 Estrategias de Mercado ante el Recorte de Producción OPEP en Venezuela..	91
4.7 RECORTES DE PRODUCCIÓN DE PDVSA ANTE EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL.....	92

4.7.1 Consecuencias de los Recortes de Producción OPEP en los Compromisos de Suministro Adquiridos por PDVSA en el Exterior	97
5 RECORTE DE PRODUCCIÓN	98
5.1 OPCIONES TÉCNICAS PARA EFECTUAR LA REDUCCIÓN DE PRODUCCIÓN AL MERCADO	98
5.1.1 Almacenamiento de Producción	99
5.1.2 Disminución de la Tasa de Producción.....	100
5.1.3 Cierre de Pozos	109
5.2 FACTORES QUE PRODUCEN DISMINUCIÓN EN LA TASA DE PRODUCCIÓN CUANDO SE REACTIVA UN POZO	113
5.2.1 Pérdidas de Calor en el Crudo	114
5.2.2 Deposición Orgánica.....	124
5.2.3 Deposición Inorgánica	133
5.2.4 Corrosión.....	138
5.2.5 Problemas Misceláneos.....	140
6 CONSIDERACIONES TÉCNICO-ECONÓMICAS	143
6.1 METODOLOGÍA DE LA EMPRESA PARA RECORTAR PRODUCCIÓN.....	143
6.1.1 Factor Económico	143
6.1.2 Factor Técnico	151
6.2 ASPECTOS POSITIVOS EN UN RECORTE DE PRODUCCIÓN	168
7 MEJORES PRÁCTICAS.....	169
7.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	169
7.1.1 Gas Lift (LAG).....	170
7.1.2 Bombeo Electrosumergible (BES).....	171
7.1.3 Bombeo Mecánico (BM)	173
7.1.4 Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).....	174
CONCLUSIONES	177
RECOMENDACIONES.....	179
FUENTES CONSULTADAS.....	180
GLOSARIO DE TÉRMINOS	185
APÉNDICE A: SEGREGACIONES VENEZOLANAS	201
APÉNDICE B: PETRÓLEO Y OTROS DATOS ESTADÍSTICOS	204

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Inversión en exploración y producción de las principales compañías petroleras durante 1998-1999.....	30
Tabla 2. Compromiso de recorte de producción OPEP por cada país miembro, exceptuando Irak, vigentes a partir del 1 de abril de 1998.	33
Tabla 3. Compromiso de recorte de producción OPEP por cada país miembro, exceptuando Irak, vigente a partir del 1º de julio de 2000.	34
Tabla 4. Compromiso de recorte de producción OPEP por cada país miembro, exceptuando Irak, con vigencia a partir del 1 de abril de 1999.	35
Tabla 5. Incremento de producción OPEP por cada país miembro, exceptuando Irak y sin participación de Iran, vigente a partir del 1 de abril de 2000.	36
Tabla 6. Incremento de producción OPEP por cada país miembro, sin incluir a Irak, vigente a partir del 1 de julio de 2000.	37
Tabla 7. Incremento de la producción de los países OPEP, exceptuando Irak, vigente a partir del 1 de octubre de 2000.	38
Tabla 8. Incremento de la producción de los países OPEP, exceptuando Irak, vigente a partir del 30 de octubre de 2000.	40
Tabla 9. Compromiso de recorte de producción de países OPEP, exceptuando Irak, con vigencia a partir del 1 de febrero de 2001.	41
Tabla 10. Compromiso de recorte de producción de países OPEP, exceptuando Irak, con vigencia a partir del 1 de abril de 2001.....	41
Tabla 11. Compromiso de recorte de producción de países OPEP, exceptuando Irak, con vigencia a partir del 1 de septiembre de 2001.	42
Tabla 12. Ventajas/limitaciones del sistema de levantamiento artificial por gas.	56
Tabla 13. Ventajas/desventajas del método de bombeo mecánico.	59
Tabla 14. Ventajas/limitaciones del método de bombeo electrosumergible.	62
Tabla 15. Ventajas/limitaciones del sistema por bombeo de cavidad progresiva.	65
Tabla 16. Aplicabilidad relativa de los sistemas de levantamiento artificial.....	67
Tabla 17. Técnicas de corrección para la precipitación de asfaltenos.	128

Tabla 18. Medidas de prevención/remoción de parafinas.	132
Tabla 19. Técnicas para minimizar la producción de arena.	133
Tabla 20. Habilidad para el manejo de arenas en diversos métodos de producción.....	134
Tabla 21. Depósitos de escamas más comunes en un campo petrolero.....	138
Tabla 22. Medidas industriales para el control de la corrosión.	140
Tabla 23. Ejercicio de recorte de producción por segregaciones de campo.	147
Tabla 24. Datos requeridos para una revisión del campo y evaluación del comportamiento del pozo para seleccionar y jerarquizar pozos candidatos a ser cerrados.....	155
Tabla 25. Problemas de pozos encontrados en proyectos de mejoramiento de producción.	156

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Países miembros de la OPEP.....	11
Figura 2. Países miembros de la Agencia Internacional de Energía.....	17
Figura 3. Esquema típico del proceso productivo de la industria petrolera.....	44
Figura 4. Empuje por gas en solución.....	45
Figura 5. Empuje por capa de gas.....	46
Figura 6. Empuje por empuje hidrostático.....	47
Figura 7. Segregación gravitacional.	47
Figura 8. Proceso combinado de inyección de gas y agua en un yacimiento.	48
Figura 9. Inyección alternada de vapor.....	50
Figura 10. Inyección continua de vapor.....	51
Figura 11. Sistema de levantamiento artificial por gas continuo.....	54
Figura 12. Sistema de levantamiento artificial por gas artificial intermitente.....	55
Figura 13. Movimiento reciprocatante en un sistema de bombeo mecánico.....	57
Figura 14. Sistema de levantamiento por bombeo mecánico.	58
Figura 15. Sistema de bombeo electrosumergible.....	60
Figura 16. Sistema de bombeo de cavidad progresiva.....	63
Figura 17. Sistema de recolección de petróleo.	68
Figura 18. Instalaciones de separadores y sus respectivas etapas de separación, de acuerdo a la presión de entrada al separador.	70
Figura 19. Red de distribución de crudo del área sur de Venezuela (julio de 2002).	72
Figura 20. Sistema de recolección de gas.....	73
Figura 21. Soporte de gas al sistema de levantamiento artificial por gas.	74
Figura 22. Principales factores que influyen en la capacidad de producción OPEP.	77

Figura 23. Distritos Operacionales manejados por la División Occidente de PDVSA	79
Figura 24. Distritos Operacionales manejados por la División Oriente de PDVSA.	80
Figura 25. Distritos Operacionales manejados por la División Sur de PDVSA.....	81
Figura 26. Convenios operativos	83
Figura 27. Faja Petrolífera del Orinoco.	84
Figura 28. Asociaciones Estratégicas.	86
Figura 29. Ubicación y capacidad de las refinadoras venezolanas.....	88
Figura 30. Red de transmisión y distribución del gas natural.....	91
Figura 31. Ubicación de las refinerías con participación de PDVSA en el exterior.....	93
Figura 32. Flujo de exportaciones petroleras durante el año 2000.	95
Figura 33. Enfriamiento del motor de fondo electrosumergible.....	105
Figura 34. Motovariador con volante para variar tasa de bombeo en BCP.	106
Figura 35. Sistema BCP con un mecanismo de variación de frecuencia.....	107
Figura 36. Sistema de bombeo mecánico con un mecanismo de variación de frecuencia.	108
Figura 37. Pandeo de las cabillas durante el arranque.....	116
Figura 38. Reactivación directa de un motor electrosumergible (a través de la línea).....	118
Figura 39. Reactivación suave de un motor electrosumergible.	119
Figura 40. Separación del asfalteno en residuos del petróleo.....	124
Figura 41. Tubo capilar para inyección de sustancias químicas en el pozo.	127
Figura 42. Adhesión de parafinas en el eductor durante un cierre de la producción.....	131
Figura 43. Proceso de deposición de finos durante el cierre de producción.....	135
Figura 44. Arenamiento en un sistema BCP durante el cierre temporal de la producción.	136
Figura 45. Deposición de escamas que obstruyen la producción del pozo y merman su potencial.....	137
Figura 46. Proceso de cierre y reapertura de pozos por recorte OPEP.....	154
Figura 47. Secuencia hipotética que conduce a un rápido estudio de las operaciones.	157

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Comportamiento del precio de referencia Arab Light (promedio anual).	15
Gráfica 2. Comportamiento del precio marcador WTI y de la producción OPEP y no OPEP desde 1970 hasta 2001 (promedio anual).	19
Gráfica 3. Comportamiento de la disponibilidad de producción de petróleo de los principales productores OPEP (promedio anual).	23
Gráfica 4. Crecimiento de la demanda asiática de petróleo (1991-2000).....	28
Gráfica 5. Exportaciones de petróleo iraquí, durante la década de los noventa.	29
Gráfica 6. Precios de la cesta OPEP en el periodo 1997-1999 (promedio mensual).....	29
Gráfica 7. Niveles de inventarios de la OCDE (1990-2000).	31
Gráfica 8. Métodos de producción en Venezuela (junio de 2000).	52
Gráfica 9. Situación del gas en Venezuela para finales del año 2000	89
Gráfica 10. Crecimiento de la demanda energética en Venezuela.	90
Gráfica 11. Curva típica de comportamiento de una bomba electrosumergible.....	102
Gráfica 12. Ventana de operación de una BES con variador de frecuencia.	104
Gráfica 13. Perfil de temperatura en el hoyo durante el cierre temporal de la producción.	114
Gráfica 14. Comportamiento del torque suministrado por un motor en función de la velocidad.....	117
Gráfica 15. Comportamiento del motor durante un arranque suave.....	120
Gráfica 16. Diagrama de fases típico de un crudo con precipitación de asfaltenos.	125
Gráfica 17. Efecto corrosivo del NaCl en acero al carbono	139
Gráfica 18. Pozos cerrados en Occidente y Oriente por tipo de crudo durante 1999.....	149
Gráfica 19. Pérdidas por cierre OPEP y recuperación de los crudos pesados que fueron sometidos a esta política a partir del año 1999.....	150

Gráfica 20. Proyección del recorte de producción de crudos pesados en crudos livianos (análisis comparativo).....	150
Gráfica 21. Historia típica de corte de agua de un yacimiento.	158
Gráfica 22. Historia típica de la relación gas petróleo de un yacimiento.	159
Gráfica 23. Análisis de declinación de la tasa de producción de un campo.	159
Gráfica 24. Cierre de crudos livianos en Occidente y Oriente durante 1999.	162
Gráfica 25. Cierre de crudos medianos en Occidente y Oriente durante 1999.....	162
Gráfica 26. Cierre de crudos pesados en Occidente y Oriente durante 1999.	163

INTRODUCCIÓN

El mundo vive en una búsqueda permanente del mejoramiento de su bienestar económico-social, desarrollando para ello todas las maneras posibles de integración. Ejemplo de estas unificaciones son las constantes apariciones de grupos de países con intereses económicos comunes, tal es el caso de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Los objetivos de la OPEP son en principio de naturaleza económica, explotar el negocio petrolero de forma más eficiente; sin embargo, la administración de esta fuente energética exige ciertos sacrificios que muchas veces colisionan con los intereses particulares de los países que la conforman, de allí el constante cuestionamiento acerca de la conveniencia de pertenecer a dicha Organización.

A pesar que las decisiones del Cartel no son las más deseables sino, más bien, las más satisfactorias; es decir, que, aparte de generar el menor nivel de oposición, establezcan cierto orden en el mercado, cada país miembro de la OPEP deberá ajustar su producción petrolera al techo de producción de la Organización acordado en las diversas Conferencias de Ministros. Es así como, el Estado venezolano por ser miembro de la OPEP, en su rol de único accionista de PDVSA, da lineamientos a la Empresa para que cumpla con el recorte de producción. La Empresa, por su parte, establece las estrategias de protección de mercados, en defensa de su posicionamiento, imagen y prestigio como suplidor confiable.

PDVSA, considerando sus compromisos de suministro tanto nacionales como internacionales, analiza las alternativas para reducir la disponibilidad de petróleo al mercado, entre las cuales se encuentran almacenar producción hasta tanto la capacidad de almacenamiento lo permita y disminuir la tasa de producción y/o cerrar pozos, previo estudio de éstos, tomando los más aptos para ello, a objeto de preservar los yacimientos e instalaciones que hacen posible la extracción y manejo del crudo.

La actividad de cierre de pozos es común en la industria petrolera, bajo condiciones normales de operación, debido a la necesidad de realizar servicios de mantenimiento, reparación o mejoras de los equipos; sin embargo, cuando el cierre de pozos se realiza

debido al cumplimiento de cuota OPEP, los operadores pudiesen aprovechar estas acciones de cierre para realizar las actividades correspondientes a la preservación y mejoramiento de potencial.

El objetivo primordial de este estudio es documentar las consideraciones técnico-económicas que se deben tomar en cuenta cuando se desea recortar producción, fundamentándose en las premisas mencionadas anteriormente, y establecer las bases para estudios posteriores, en virtud de la falta de información que se maneja con respecto a este tópico. El estudio centra su atención en las restricciones derivadas de las capacidades mínimas de compresión y manejo de crudo, en la amplitud de almacenamiento y disponibilidad de gas para la industria petrolera y resto de la economía nacional, y en el comportamiento de los pozos, según su método de producción, ante la eventual reducción de la oferta petrolera al mercado.

La metodología usada se fundamenta esencialmente en las experiencias del personal de la Empresa, ya que no es posible el acceso a documentos por su naturaleza confidencial que informen el impacto técnico-económico que han ocasionado los recortes de producción. Además se realizó una revisión bibliográfica exhaustiva para determinar los efectos y consideraciones de los recortes de producción, particularmente en los pozos.

El contenido del trabajo está estructurado en siete capítulos. El Capítulo 1 presenta la identificación del problema y los objetivos de la investigación. El Capítulo 2 es una síntesis del papel que desempeña la OPEP en el mercado petrolero mundial. En el Capítulo 3 se describe el proceso productivo tanto del petróleo como del gas. El Capítulo 4 muestra las estrategias y estructura del mercado de PDVSA. El Capítulo 5 presenta las alternativas ante un eventual recorte de producción y su influencia en los pozos cuando se cierran por tiempos prolongados, según su método de producción. El Capítulo 6 establece las consideraciones tanto técnicas como económicas de la Empresa ante los recortes de producción y, finalmente, el Capítulo 7 presenta las mejores prácticas en los procesos de parada, re-arranque, operación, mantenimiento y diagnóstico de los sistemas de levantamiento artificial.

CAPÍTULO 1

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) fue fundada el 14 de septiembre de 1960, por cinco naciones (Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y Venezuela). Para agosto de 2002, la OPEP cuenta con seis miembros más (Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Libia, Nigeria, y Qatar).

En la década de los setenta, la Organización mostró significativos logros debido a los altos precios del petróleo, ubicados en niveles preocupantes para los países consumidores. Por esto, se creó en 1974 la Agencia Internacional de Energía (AIE) con el fin de coordinar medidas de ahorro en el consumo de petróleo y reducir la dependencia de éste como fuente de energía. Es así como, a principio de la década de los ochenta, los precios del barril de petróleo comenzaron a debilitarse.

Esto obligó a los países miembros de la OPEP a desarrollar una estrategia de reducción de la producción de petróleo, cuyas acciones se concretaron, por primera vez, en marzo de 1982. A partir de entonces y hasta 1986, la OPEP institucionalizó un sistema de cuotas, apoyado en la conclusión simplista de que se podrían mantener precios elevados, reduciendo el suministro de crudo, cosa que evidentemente no ocurrió; ya que, los desacuerdos en el interior de la Organización y la significativa reducción de su producción, dieron lugar a que los países no OPEP cubrieran la demanda insatisfecha y la OPEP perdiera terreno como proveedor de petróleo en el mercado mundial. En efecto, la producción OPEP bajó de 32 millones de barriles diarios en 1979 a 16 millones en 1986; razón por la cual, se decide modificar el enfoque estratégico que venía implementando con el suplemento adicional de penetración de mercados, ya no con un objetivo de 35-40 dólares por barril, sino de alrededor de 18-20 dólares por barril.

Dentro de este ambiente naciente de penetración de mercados, el sistema de cuotas resultó, en principio, contradictorio. Sin embargo, en los subsecuentes once años, tanto los límites de producción fijados por la OPEP y los precios del crudo se mantuvieron relativamente estables, hecho que desestimuló parcialmente el dinamismo con el que se venían realizando los programas de sustitución de petróleo por fuentes energéticas alternativas.

A finales de 1997, la reducción de la demanda del petróleo y el exceso de oferta en el mercado internacional, aunado a la caída del crecimiento económico de la mayoría de los países del sudeste asiático, región que para el momento representaba las más altas tasas de incremento en las importaciones de petróleo, impulsaron el descenso de precios de la cesta OPEP cercano a 10 dólares por barril.

Las enormes pérdidas que la reducción de precios del petróleo ocasionaron en los ingresos de los países miembros de la OPEP y no OPEP, dieron lugar a la caída de los niveles de inversión en exploración y producción de crudo en las compañías petroleras más importantes del mundo; razón por la cual se concretaron esfuerzos entre los países exportadores para reducir la producción, a partir del segundo trimestre de 1998.

A pesar de que la variación de los precios del petróleo y de sus productos derivados no depende exclusivamente de las decisiones de la Organización— ya que, también influyen situaciones ajenas como lo son: la evolución de la moneda con la que se pagan los productos petrolíferos, la capacidad de refinación para satisfacer la gran demanda de la gasolina, la producción de países no-OPEP y la especulación a la cual está sujeto el mercado—, en junio de 2000 los países miembros de la OPEP convinieron establecer una banda de fluctuación entre 22 y 28 dólares para el precio del barril de petróleo de la cesta OPEP, considerándolo como precio justo. Para hacer efectiva esta meta se consideró, en primer lugar, superar el problema de incumplimiento de cuotas de producción, por parte de los miembros de la Organización.

En Venezuela, el Ejecutivo Nacional, en su condición de accionista de PDVSA, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, se planteó la necesidad de cumplir rigurosamente las cuotas de producción petrolera, con el propósito de mantener los precios

del petróleo dentro de la banda mencionada, dando lineamientos a su empresa estatal petrolera, Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA).

Sin embargo, PDVSA, para hacer efectivo el lineamiento ordenado por el accionista, debe desarrollar un plan estratégico que considere, primero, la necesidad de maximizar los ingresos directos e indirectos por venta de crudo, aún después de reducir la producción de petróleo, a fin de proporcionar la mayor contribución, por pagos de regalías e impuestos, al fisco nacional; segundo, garantizar el suministro, la eficiencia y la no interrupción del petróleo y del gas al mercado interno y, por último, evitar, en lo posible, la pérdida de terreno como proveedor de petróleo en el mercado internacional.

En efecto, el desarrollo de este plan estratégico contempla, básicamente, reducir la producción de los crudos que generen menor utilidad a la Empresa. Los crudos livianos y medianos tienen un valor comercial superior a los crudos pesados y extrapesados; por tal razón, los pozos productores de crudos pesados y extrapesados generalmente se toman como primera opción para ser cerrados. Esta opción está sujeta a los compromisos o convenios contractuales que la Empresa tiene con los clientes que demandan estos tipos de crudo. No obstante, existen crudos pesados de características particulares que, por ser producidos únicamente en el país, reciben un trato especial, ya que llegan a tener mayor valor comercial que otros crudos pesados disponibles en el mercado; razón por la cual, los pozos que lo producen, pudieran no ser cerrados.

Por otra parte, las acciones de cierre de producción tendrán un impacto negativo en el posicionamiento de la Empresa en el mercado internacional, ya que afectará a algunos clientes y éstos, a su vez, compensaran su suministro de petróleo, probablemente, con crudos provenientes de países NO-OPEP. Debido a esto, la recuperación futura de los clientes será incierta.

Las restricciones operacionales a las que están sujetas las reducciones de producción son críticas. Los pozos, como parte importante de los sistemas de recolección y distribución de petróleo y gas, son los que aportan la alimentación necesaria para que estos sistemas operen dentro de los rangos previstos en su diseño. Las instalaciones tienen una capacidad mínima de operación y, en efecto, los operadores deben garantizar que aquellos pozos que

queden activos, suministren el volumen de crudo que evite trabajar fuera de especificaciones de diseño. Asimismo, los operadores deben tener claridad acerca de qué métodos de producción son más susceptibles a daños por motivo de cierre, el efecto del fluido muerto dentro del pozo y las líneas de flujo al momento del re-arranque, prever la protección contra corrosión de equipos de superficie y subsuelo, considerar la deposición orgánica (asfaltenos y parafinas) e inorgánica (escamas y finos), y el deterioro de los equipos eléctricos y de instrumentación. Los inconvenientes operacionales que pudieran ocasionar tales daños conllevaran a que se extienda el tiempo de recuperación de la producción.

Los costos de operación juegan un papel importante en esta selección. Estos incluyen los costos de electricidad, tratamiento, transporte, almacenamiento, mantenimiento, entre otros. Por tanto, dentro del proceso de selección de pozos a ser cerrados, debe conocerse el valor real de los costos de producción, especialmente la diferenciación entre costos fijos y variables.

Referente al plano social, los planificadores deben considerar las complicaciones y riesgos involucrados si se extiende el tiempo de recorte de la oferta petrolera, acordado por los países miembros de la OPEP. Esta reducción de producción provocará de manera directa el cese parcial en las actividades de generación de potencial de producción. Debido a esto, el personal propio de PDVSA puede ser reubicado hasta que las actividades suspendidas se reanuden y regrese a sus tareas habituales. En tal caso, el sector laboral de la Empresa no será afectado significativamente. Sin embargo, existe personal de contratistas, que le presta servicios a los taladros y/o pozos, tales como cementación de pozos, fracturamientos, estimulaciones, transporte de equipos, etc. que si serán afectados. Allí no hay alternativa, porque cuando se reduce el uso de unidades o equipos, se afectan de manera directa y negativa los servicios relacionados. Relacionado con esto, otras actividades en sectores económicos conexos, tales como transporte, hotelería y restaurantes, entre otras, mermarán sus ingresos, contribuyendo a un aumento del desempleo en las regiones afectadas.

Existen muchos factores que deben ser considerados en la inhibición parcial o total de la producción de pozos petroleros, y éstos pueden variar de una localidad a otra, o incluso

con el tiempo. En vista de lo anterior, el proceso de selección de pozos a ser cerrados prevé aspectos operacionales, económicos, estratégicos y sociales relacionados entre sí.

La investigación se enfoca al análisis de los efectos técnico-económicos que generan las acciones de recorte de producción petrolera, para cumplimiento de cuota OPEP, considerando el tipo de crudo, manejo de la producción en la superficie y el método de producción aplicado en los pozos.

1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

En un campo petrolero, los operadores emprenden tareas susceptibles de llevarse a cabo de diversas maneras. Por tal razón, antes de cerrar pozos petroleros se requiere examinar las opciones con el objeto de seleccionar las más convenientes en cuanto a la preservación de los yacimientos (primer activo de la Empresa), protección de los equipos de superficie y subsuelo, y el buen funcionamiento de los sistemas de recolección y distribución de petróleo y gas.

Sin embargo, las decisiones que conducen al cierre de pozos, por condiciones de mercado, se han tomado, en la mayoría de los casos, sin una proyección exhaustiva que garantice que los pozos al ser reabiertos alcancen, en el menor tiempo y costo posible, los niveles de producción que existían antes del cierre. Esto se debe a la incertidumbre que genera el mercado en responder un alza de los precios del crudo por la reducción de la oferta petrolera. Por ello, los operadores sólo llegan a explorar, en un primer plano, los costos de operación asociados, al momento del cierre, y velar que los sistemas de recolección de petróleo y gas y distribución respectivos operen dentro de los rangos previstos en su diseño, mientras que los criterios para preservar los yacimientos y minimizar el daño excesivo de los equipos de superficie y de subsuelo, que se presentan al momento de la reapertura de los pozos, son proyectados a un segundo plano.

Es importante conocer los costos operativos de producción y la incidencia de un cierre y apertura en estos valores. Indudablemente, el costo de producción de un barril de petróleo se incrementará debido a las fallas que se puedan presentar en los equipos de superficie y subsuelo al momento de la reapertura de los pozos.

Por las razones expuestas, se concluye que la importancia de la investigación radica en tener una guía práctica y formal del criterio a utilizar al momento de seleccionar los pozos a cerrar y las previsiones que se deben tomar al realizar la operación de cierre, con el objeto de minimizar costos y tiempo de recuperación de la producción al momento de la reapertura.

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1 OBJETIVOS GENERALES

- ↳ Determinar los criterios técnico-económicos de los recortes de producción, para cumplimiento de cuota de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ↳ Analizar las estrategias de PDVSA para disminuir la disponibilidad de producción al mercado, con el objeto de llevar a cabo el cumplimiento de cuota de producción OPEP.
- ↳ Documentar los efectos del cierre prolongado de los pozos, afectados por recorte de producción OPEP, durante el arranque, considerando el tipo de crudo y el método de producción aplicado.

CAPÍTULO 2

LA OPEP

2.1 LA CREACIÓN

Ariela Ruiz-Caro^[1], consultora de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL, evaluó el rol de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en el comportamiento del mercado petrolero desde su creación hasta la Conferencia Extraordinaria de Ministros de la OPEP realizada en enero de 2001, con el propósito de determinar cual fue su capacidad de intervención en la década de los noventa, periodo en el que se produjeron drásticas fluctuaciones en los precios del crudo, con repercusiones en la economía internacional, pero de distinta naturaleza que las derivadas de crisis anteriores.

Ruiz^[2] evaluando las características del mercado petrolero antes de la creación de la OPEP concluye que, a principios del siglo XX, “la existencia de petróleo en países del Tercer Mundo era prácticamente desconocida, y recién en 1910 se empezó a producir este recurso energético en estas regiones. Las compañías norteamericanas, en su búsqueda por yacimientos con mayores índices de productividad, incursionaron en el Medio Oriente y se encontraron con la presencia de compañías petroleras inglesas. Estas compañías crearon en 1928 un cartel internacional de petróleo, conformado por las siete mayores compañías petroleras internacionales, conocidas como las **Siete Hermanas**: Standard Oil of New Jersey (denominada Exxon desde 1973), Socony Mobil Oil, Standard Oil of California (SOCAL), Gulf Oil; Texaco, Royal Dutch Shell y British Petroleum (BP). Las cinco primeras de capital norteamericano, la sexta anglo-holandesa, y la última de capital británico.”

¹ Ariela Ruiz-Caro: **El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional**. Proyecto CEPAL/Comisión Europea del uso eficiente de la energía en América Latina. Santiago de Chile, abril de 2001, *passim*.

² Ariela Ruiz-Caro, op.cit. pág. 14.

Estas compañías, durante su hegemonía que se extendió por casi medio siglo, tuvieron el control en las esferas de exploración, producción, comercialización y distribución del petróleo, y pudieron mantener los precios bajos no sólo por lo reducido de los costos de producción sino también por la necesidad de captar el mercado energético y desplazar al carbón, principal fuente de energía de consumo mundial.

Los gobiernos de los países industrializados se beneficiaban bajo este sistema oligopólico, ya que descubrieron que las crecientes importaciones de petróleo les permitía, no sólo proteger sus propias reservas de combustible fósil, sino también recaudar montos significativos de recursos derivados de los impuestos que se cobraban al consumidor en los países importadores.

La creciente necesidad de los países anfitriones, dueños del petróleo, de obtener mayores ingresos por concepto de concesiones y regalías, aunado a la penetración de nuevas compañías al negocio petrolero, impulsó a las compañías transnacionales a reducir el precio de referencia del petróleo^{*}; ello dio como resultado la disminución de los ingresos aportados a los países productores, y desanimó la penetración de nuevas compañías al mercado petrolero mundial.

Fue precisamente la decisión unilateral de la compañía British Petroleum (BP) de reducir dicho precio en un 10 por ciento en 1959 y la reiteración de una reducción adicional en agosto de 1960, lo que impulsó la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), por iniciativa de los ministros petroleros Juan Pablo Pérez Alfonzo, de Venezuela, y el jeque Abdullah Al Tariki, de Arabia Saudita, en el marco de una conferencia en Bagdad, el 14 de septiembre de 1960, por cinco países exportadores de petróleo: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela; dando lugar a la creación de la primera asociación de países exportadores de materias primas.

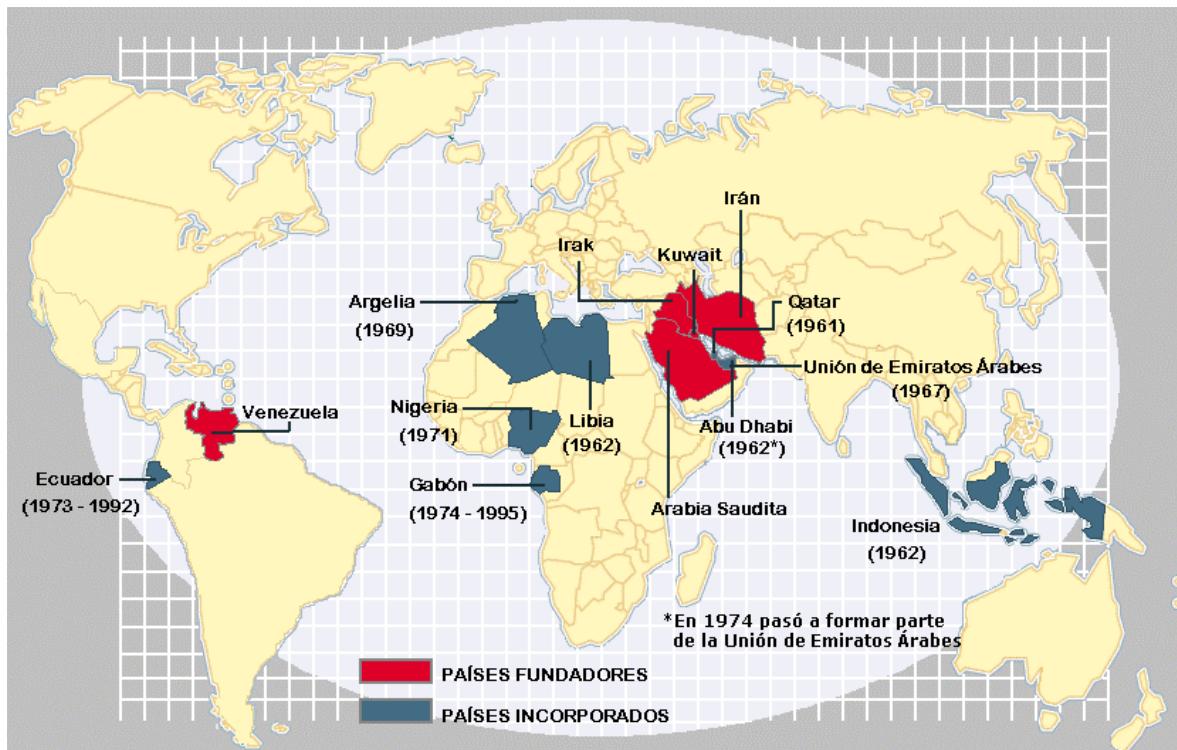
* No hay un precio único para el petróleo. Existe una amplia gama de crudos, desde el **Nigerian Bonny Light**, de 36° API, hasta el **Arab Heavy**, de 27° API, pasando por el **Louisiana Light Sweet**, de 39° API. El precio de referencia es fijado en relación con puertos principales de embarque, sobre los cuales se realizan las transacciones de compra o venta. El precio del crudo Árabe Liviano (**Arab Light**) fue considerado el crudo marginal o marcador circunstancial de la OPEP hasta el 1° de enero de 1987. Este crudo, de 34 °API, es producido en el reinado de Arabia Saudita y su costo técnico de producción es sumamente bajo; se menciona entre 10-30 centavos de dólar por barril. Véase Luis Lugo: **La singular historia de la OPEP**. CEPET. Caracas, noviembre de 1993, pág. 250, *passim*. Véase también Ariela Ruiz-Caro, *op.cit.* pág. 19.

Desde sus inicios, la OPEP ha pasado por distintas etapas para lograr su reconocimiento a escala internacional y establecer el control de precios sobre su producción petrolera. Ruiz^[3] con el fin de sintetizar el análisis del papel desempeñado por la OPEP en el mercado internacional del petróleo caracteriza cinco etapas en la historia de la Organización: una primera etapa de coordinación durante la década de los sesenta, en la que se sientan las bases del futuro accionar frente a las empresas petroleras; la etapa de intervención, durante la década de los setenta, que constituye el periodo de mayor poder de la Organización en la fijación de precios en el mercado internacional; la etapa de debilitamiento de la concertación, durante la década de los ochenta y gran parte de la década de los noventa, un periodo caracterizado por la estabilidad de precios hasta 1997, y finalmente, un periodo de resurgimiento de la concertación que se inició en 1998 con el esfuerzo conjunto de los países OPEP y otros productores fuera de la Organización para reducir sus cuotas de producción y sostener los precios que en dicho año habían caído a los niveles más bajos después de la caída de precios en 1973. Cada una de estas etapas se aborda en función del contexto internacional, de la correlación de fuerzas al interior de los integrantes de la Organización y de la participación de la OPEP en el mercado internacional del petróleo.

2.2 ETAPA DE COORDINACIÓN (1960-1970)

Durante esta primera etapa, que abarca el período comprendido entre la fundación de la OPEP y 1970, a los cinco países fundadores (Arabia Saudita, Irak, Irán, Kuwait y Venezuela) se le adhirieron Qatar en 1961, Indonesia y Libia en 1962, Emiratos Árabes Unidos en 1967 y Argelia en 1969. Más adelante, se incorporaron Nigeria en 1971, Ecuador en 1973 y Gabón en 1974. Cabe señalar, que en la actualidad (agosto de 2002) la OPEP está conformada por 11 miembros; ya que, Ecuador se retiró en 1992 y Gabón en 1995. Véase Figura 1.

³ Ibídem, págs. 5 y 6.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 1. Países miembros de la OPEP.

Luis Lugo^[4], habiendo estado presente, en su entorno histórico, de una a otra forma desde que se fundó la OPEP y presentando credenciales impecables^[5] para narrar esta etapa, afirma que, “en 1964, la OPEP alcanza su primer logro importante cuando las compañías petroleras acuerdan uniformar la tasa de regalías en todos los países miembros, la cual no sería deducible del impuesto sobre la renta, pagado por las mismas a sus gobiernos anfitriones. Esto causó el aumento de los ingresos petroleros en momentos en que el precio del petróleo bajaba. Posteriormente, la OPEP pudo eliminar los llamados “descuentos de comercialización”, según los cuales las compañías, a pesar de ser vendedoras y compradoras a la vez, obtenían un beneficio considerable a expensas de las naciones productoras, deduciéndolo como un “costo” en la etapa de comercialización.”

⁴ Luis Lugo, op.cit. pág. 31.

⁵ Luis Lugo habiendo estudiado Estadística en la Universidad Central de Venezuela, ingresó al Ministerio de Energía e Hidrocarburos en 1958, donde por algunos años compartió labores bajo la dirección del ministro Juan Pablo Pérez Alfonzo. Pasó luego a crear el Departamento de Estadística en la Corporación Venezolana de Petróleo y posteriormente trabajó más de ocho años en la secretaría de la OPEP en Viena, como jefe de la Sección de Estadística. A su regreso a Venezuela se reincorpora a la industria petrolera venezolana. Véase Luis Lugo, op.cit. pág. 5.

“En 1968, la OPEP adopta la “*Declaración de Políticas Petroleras en los Países Miembros*”, que es quizás el acto más significativo de la Organización en sus primeros diez años y que marcó la pauta para las posteriores acciones tomadas por la OPEP”. Esta declaración, según Lugo^[6], estipulaba que la evaluación de los ingresos del operador, de sus impuestos o de cualquier otro pago al Estado se basara en un precio fijo o de referencia, pero que dicho valor sería determinado por el gobierno de cada país. Además, se estableció que el precio de referencia del petróleo debía reflejar el incremento de los precios de los productos manufacturados que se comercializaban a escala internacional. Asimismo, este precio debía de ser consistente, sujeto a las diferencias de gravedad, calidad y ubicación geográfica, con los niveles de precios establecidos o precio de referencia para fines impositivos, que, generalmente, prevalecían en otros países miembros, para sus hidrocarburos y que ellos aceptaran como base de los pagos fiscales.

Por su parte, Ruiz^[7] señala, en términos generales, que en esta etapa “se empieza a otorgar un creciente énfasis al derecho inalienable que tienen todos los países a ejercer permanente soberanía sobre sus recursos naturales, en interés a su desarrollo nacional”. Según la consultora de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL^[8], “estos enunciados fueron traduciéndose en acciones concretas que se dieron sobre todo mediante las diversas formas de nacionalización (graduales, parciales o totales) que se llevaron a cabo en los países miembros sobre todo durante los primeros años de la década de los setenta.”

2.3 ETAPA DE INTERVENCIÓN (1971-1980)

Ruiz^[9] destaca que el accionar de los países OPEP durante esta etapa se desarrolló en un contexto desfavorable para los países consumidores; ya que, en febrero de 1971, se produjo el primer incremento del precio de referencia del petróleo, que pasó de 1,80 dólares (vigente desde 1950), a 2,18 dólares el barril, sumado a la crisis económica internacional,

⁶ Ibídem, pág. 32.

⁷ Ariela Ruiz-Caro, op.cit. pág. 17.

⁸ Ídem.

⁹ Ibídem, págs. 17 y 18.

registrada a mediados de los años setenta, más severa desde los años treinta. Con esta medida, la renta petrolera[#] dejó de ser establecida únicamente por las compañías petroleras transnacionales y se inicia una etapa de intervención creciente de la OPEP. Esta crisis fue sin duda profundizada, a fines de la década de los sesenta con la crisis monetaria internacional, que alcanzó su punto culminante con la devaluación del dólar en 1971.

El creciente déficit fiscal en los Estados Unidos —incentivado por los gastos de guerra de Vietnam— fomentó la inflación de ese país, el cual representaba el primer consumidor de petróleo a nivel mundial. La contracción del gasto, el incremento de las tasas de interés, y algunas otras medidas implementadas para combatir la inflación, fueron generando menores tasas de crecimiento en los países industrializados, que empezaron a manifestarse antes del estallido de esta crisis del petróleo.

Según Ruiz^[10], “en este contexto inflacionario, en el que los precios del petróleo, fijados en dólares, perdían valor de manera creciente, la OPEP desempeñó un papel activo en las negociaciones con las compañías petroleras transnacionales y logró, al final de esta etapa, imponerse frente a ellas”. Este accionar de la OPEP fue posible, fundamentalmente, por el dominio creciente de la participación de la Organización en el conjunto de las exportaciones mundiales de petróleo, por la creciente demanda de este producto energético, especialmente de parte de los países industrializados, y por la falta de desarrollo de otras fuentes energéticas al petróleo fuera de la OPEP, que le permitieron al Cartel imponer sus criterios. Estos sucesos fueron acompañados por el hecho de que los países miembros ejercieron un mayor control de sus recursos petroleros, creando empresas nacionales. Por otra parte, el mayor control estatal que los países miembros de la Organización ejercieron sobre su producción permitió la redefinición de las relaciones de estos países dueños del petróleo con el mercado energético mundial.

[#] La renta petrolera es aquella parte del precio que el vendedor obtiene del comprador y que está por encima del costo de producción. Si el costo del crudo producido fuese de 1 \$/B, con el precio de venta a 18 \$/B, el elemento renta contenido en el precio sería de 17 \$/B. Véase de Luis Lugo, op.cit. pág. 257.

¹⁰ Ariela Ruiz-Caro, op.cit. pág. 18.

2.3.1 LA PRIMERA CRISIS DEL PETRÓLEO (1973-1974)

Ariela Ruiz-Caro en el citado informe: “*El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional*”^[11] empieza a mostrar la esencia de su estudio, especialmente a partir de esta sección. La autora manifiesta que “a pesar de los cambios realizados en la forma de indexar los precios del petróleo a la inflación, los países de la OPEP continuaron cuestionando las pérdidas que los crecientes índices inflacionarios ocasionaban en los precios del petróleo. Es así, que en julio de 1973, Argelia decide, por primera vez y de forma unilateral, incrementar el precio de referencia del barril de petróleo en cerca de un 30 %. Esta medida fue seguida por Libia al poco tiempo, mientras que acciones similares fueron adoptadas por otros países miembros sin que mediara una coordinación entre ellos”.

“En octubre de 1973, luego de prolongadas e infructuosas negociaciones con las compañías petroleras que terminaron con la suspensión de las conversaciones entre ambas partes, el Comité Ministerial de la OPEP anunció un incremento del precio de referencia a 5,12 dólares por barril, constituyendo ésta la primera acción conjunta de los países de la OPEP, en el ejercicio del derecho de su soberanía, para determinar los precios del petróleo. En adelante, los países de la OPEP serían los únicos que determinarían los precios del petróleo unilateralmente”.

“En el mismo mes, en circunstancias en que se presentaba la mencionada tendencia alcista en los precios del petróleo estalló la corta guerra árabe-israelí (**Yom Kippur**), desencadenada por el reclamo de Siria y Egipto sobre territorios ocupados por Israel. En represalia al apoyo de Israel, las naciones árabes iniciaron un embargo sobre las entregas de petróleo a los Estados Unidos y a los Países Bajos[¶]. En ese momento los precios en el mercado spot o libre[§] llegaron a oscilar alrededor de los veinte dólares por barril. De esta

¹¹ Ibídem, pág. 20.

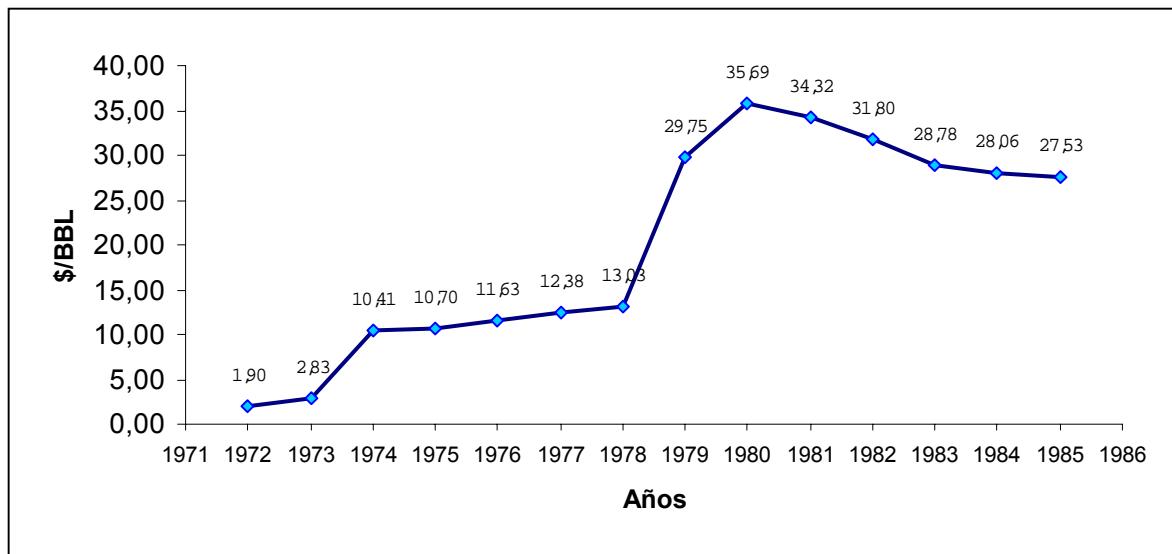
[¶] Países Bajos: Holanda y Dinamarca.

[§] Precio fijado para la entrega inmediata de petróleo crudo o productos refinados, que son representativos de centro de comercios determinados. Los crudos marcadores más importantes en el mercado petrolero son el **Brent**, el **West Texas Intermediate** o **WTI** y el **Dubai**. Véase Ariela Ruiz-Caro, op.cit. pág. 19.

forma, el embargo aceleró un proceso alcista en el precio del petróleo que ya estaba en marcha.”

“En diciembre de 1973, en la Conferencia que tuvo lugar en Teherán, los países de la OPEP, en su afán de aproximar los precios de referencia a los que se estaban pagando en el mercado, incrementaron conjuntamente el precio de base de referencia del “Arabian Light” a 11,65 dólares por barril. Decidieron que este precio regiría a partir del 1 de enero de 1974, y al mismo tiempo establecieron que los precios sean ajustados por inflación cada trimestre a fin de tener en cuenta la tasa de inflación de los Estados Unidos. Con esta medida, en menos de un año el precio de referencia del petróleo registró un incremento de más de 400 por ciento”. Véase Gráfica 1.

Gráfica 1. Comportamiento del precio de referencia Arab Light (promedio anual).



FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la British Petroleum: <http://www.bp.com>

Hasta antes de los incrementos del precio de referencia del barril de petróleo, que se produjeron en la década de los setenta, los países del Cartel sólo habían logrado aumentar su participación en el negocio energético tratando de captar mayores porcentajes de las regalías, que pagaban las compañías petroleras internacionales a favor de países dueños de petróleo. A partir de ese momento, las mayores transferencias de la renta petrolera se lograron por la vía del alza de los precios y también por una mayor participación de las compañías estatales en la producción, que como se mencionó anteriormente, tuvieron un mayor control de la producción en la década de los setenta.

Por su parte, Luis Lugo^[12] afirma que las naciones industrializadas reaccionaron al alza de precios (de 2.59 a 11.65 dólares por barril) con consternación, pero inmediatamente adoptaron medidas de ahorro que no tardaron en demostrar su eficacia.

La primera reacción, asegura Ruiz^[13], fue la creación de la Agencia Internacional de Energía, en noviembre de 1974, que, entre otras funciones, se propuso la búsqueda y desarrollo de nuevas fuentes petroleras, en países que no fueran miembros de la OPEP (ver Figura 2 en la pagina 17), y en definir mecanismos que limitara y disminuyera su dependencia de los productores de petróleo, a través de otras fuentes energéticas alternativas.

Dentro de los objetivos que se propuso la Agencia internacional de Energía tenemos los siguientes:

- ↳ Mantener y mejorar los sistemas previstos para enfrentar interrupciones en la oferta petrolera.
- ↳ Promover políticas energéticas racionales a través de la cooperación en un contexto global.
- ↳ Operar un sistema de información permanente sobre el mercado internacional del petróleo.
- ↳ Mejorar la estructura de oferta y demanda energética mundial, mediante el desarrollo de fuentes energéticas alternativas y el incremento de la eficiencia del uso energético.
- ↳ Asesorar en la integración de las políticas medioambientales y energéticas.
- ↳ Supervisar el Programa Internacional de Energía (IPE), que contempla el compromiso de los países miembros a mantener inventarios de petróleo equivalentes a 90 días de importaciones netas en el año anterior.

¹² Luis Lugo, op.cit. pág.35.

¹³ Ariela Ruiz-Caro, op.cit. pág. 22.



PAÍSES FUNDADORES

	BÉLGICA
	CANADÁ
	AUSTRIA
	SUIZA
	ALEMANIA
	DINAMARCA
	ESPAÑA
	SUECIA
	JAPÓN
	IRLANDA
	HOLANDA
	LUXEMBURGO
	REINO UNIDO
	ESTADOS UNIDOS

PAÍSES INCORPORADOS

	GRECIA (1977)
	NUEVA ZELANDA (1977)
	ITALIA (1978)
	AUSTRALIA (1979)
	PORTUGAL (1981)
	TURQUÍA (1981)
	FINLANDIA (1992)
	FRANCIA (1992)
	HUNGRÍA (1997)
	COREA (2001)
	REPÚBLICA CHECA (2001)
	NORUEGA*

*Participa bajo un acuerdo especial.

La Comisión Europea participa también del trabajo.

FUENTE: <http://www.iea.org/about/overmen.htm>

Figura 2. Países miembros de la Agencia Internacional de Energía.

El estudio realizado por Ruiz^[14] la llevó a afirmar lo siguiente, con respecto a las etapas restantes:

“Sobre la crisis económica mundial de 1974-75, hay dos lecturas distintas de parte de los protagonistas: para los países industrializados el alza de los precios del petróleo fue responsable de la inflación, mientras que para los países de la OPEP la pérdida del valor del dólar fue el factor que determinó que los países de esta Organización incrementaran sus precios. En cualquier caso, es posible afirmar que la crisis energética colaboró en la recesión de la economía mundial, durante el periodo 1974-75, pero indudablemente tuvo sus orígenes en la crisis monetaria internacional que se inició a fines de los setenta”.

En este marco, se inició una reestructuración energética que dio lugar a una transformación industrial —especialmente en la industria automotriz, pero también en los sistemas de calefacción— con menores requerimientos de consumo de combustible.

Lo mencionado anteriormente, no quiere decir que el incremento de los precios del petróleo anunciados en 1973-74 no tuvieron serias repercusiones en los países subdesarrollados importadores de petróleo. Estos últimos no sólo tuvieron que hacer frente a una mayor factura petrolera, sino que se vieron afectados por la inflación y recesión de los países industrializados que al restringir las importaciones originaron una caída en el precio de las materias primas provenientes de estos.

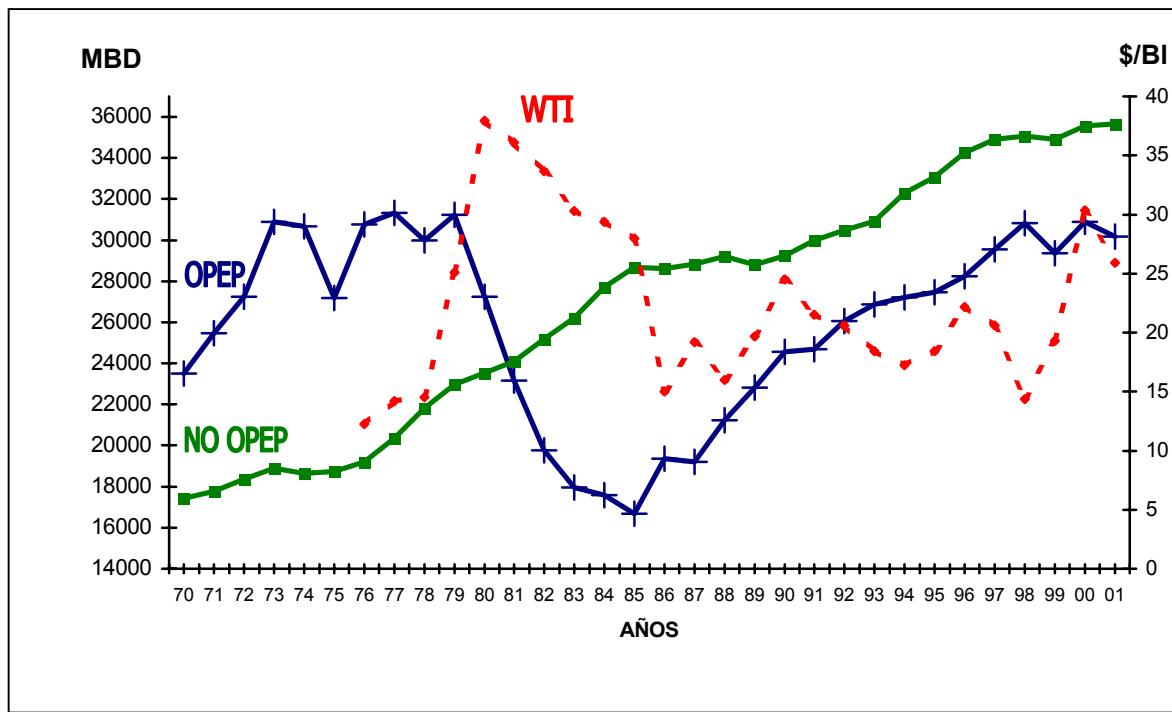
En los años posteriores a esta crisis energética se produjeron muchos desacuerdos en el interior de la OPEP, con relación a los niveles de precio que debían fijarse. Los gobiernos de Irán y Arabia Saudita se opusieron fuertemente a las propuestas de nuevos ajustes en los precios del petróleo, que proponían los gobiernos de Libia, Argelia e Irak, considerados el ala radical de la OPEP. Asimismo, las divergencias giraban en torno a la aplicación de los mecanismos de indexación de los precios a la inflación. Hasta 1978 los precios sólo fueron ajustados por la Organización para adecuarlo a la depreciación del dólar.

¹⁴ Ibídem, págs. 24-25.

2.3.2 LA SEGUNDA CRISIS DEL PETRÓLEO (1978-1979)

En junio de 1978, cuando se produjo el derrocamiento del Sha en Irán, el precio de referencia del petróleo se encontraba en doce dólares. La revolución en Irán y su posterior guerra contra Irak, iniciada en 1979, exteriorizaron la fragilidad política de la región y generaron pánico ante un probable desabastecimiento de petróleo en el mercado mundial. Hacia finales de 1979, el precio del petróleo se cotizaba en el mercado libre cercano a 35 dólares por barril (véase Gráfica 2). Los países industrializados reaccionaron incrementando las tasas de interés para evitar presiones inflacionarias y esta situación incrementó los costos de los créditos provenientes de los excedentes de las ventas de petróleo depositados en los bancos comerciales y otorgadas en condiciones favorables, a mediados de los setenta, y derivó en la crisis de la deuda externa que se desarrolló durante la década de los ochenta.

Gráfica 2. Comportamiento del precio marcador WTI y de la producción OPEP y no OPEP desde 1970 hasta 2001 (promedio anual).



FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la British Petroleum: <http://www.bp.com>

A fines de los setenta, la estructura del mercado internacional de petróleo ya no era la misma que a principios de la misma. La OPEP había empezado a perder terreno en el

mercado mundial a favor de los nuevos países productores fuera del Cartel (la ex-U.R.S.S., México, Reino Unido, Gran Bretaña, Noruega, el estado de Alaska en los Estados Unidos, entre otros países no-OPEP) que incrementaron sustantivamente su producción. Véase Gráfica 2 en la página 19.

Durante este proceso de drástico incremento del precio de referencia del petróleo, los países miembros de la OPEP exhortaron a los países industrializados a controlar su demanda, especialmente en referencia a la acumulación de **inventarios o stocks**^a, para paliar los efectos adversos en la situación del mercado internacional del petróleo. Esta situación estimuló que, a comienzos de la década de los ochenta, se intensificara la especulación en el mercado internacional del petróleo, al introducirse el mercado petrolero en las bolsas de Nueva York: **The New York Mercantile Exchange (NYMEX)**, y Londres: **International Petroleum Exchange (IPE)**.

Se puede observar que tanto el incremento de precios de 1973-74 como el de 1978-79 se produjo durante sucesos políticos importantes. El primer suceso político fue el que se inició por el embargo de petróleo, decretado por las naciones árabes productoras de petróleo a Estados Unidos y a los Países Bajos, como consecuencia de su apoyo a Israel en la corta guerra del Yom Kippur, el cual actuó como un impulso adicional a la tendencia alcista en el precio del petróleo, que ya se manifestaba desde 1971.

El segundo incremento del precio del barril de petróleo fue impulsado fundamentalmente por el desabastecimiento coyuntural del petróleo, generado por conflictos políticos, en un contexto en el que se intensificaron los factores especulativos,

^a “Los inventarios son los almacenes de petróleo que la industria petrolera mantiene a lo largo de toda la cadena productiva, con el fin de asegurar una operación continua ante probables desabastecimientos.”

“Los inventarios se pueden clasificar en **primarios** (relacionado con el abastecimiento de crudo en general y productos a granel), **secundarios** (almacenamiento de productos en la etapa minorista), **terciarios** (almacenamiento en los tanques de los consumidores) y **estratégicos** (almacenamiento de crudo en general y productos a granel que, por razones de seguridad nacional, mantienen los gobiernos de algunos países consumidores).”

“Las variaciones de los inventarios se asocian, en caso de un incremento de almacenamiento, a un exceso de oferta sobre la demanda, y por tanto a una caída de precios del petróleo. Contrariamente, una reducción de inventarios se asocia a un mayor nivel de demanda sobre la oferta, y por tanto, a una recuperación de los precios. Sin embargo, la variación de los inventarios no explica por sí sola el movimiento de los precios del petróleo, y constituye sólo uno de los factores determinantes de los precios”. Extraído de Ariela Ruiz-Caro, op.cit. pág. 36.

mediante una creciente acumulación de inventarios y el surgimiento de **contratos a futuros**^β en la bolsa de valores.

2.4 ETAPA DE DEBILITAMIENTO (1981-91)

Después del incremento de precios originado por el desabastecimiento de petróleo en el mercado internacional, como consecuencia del derrocamiento del Sha en Irán y del inicio del conflicto entre este país e Irak, se produjo nuevamente una retracción de la demanda. Esta reducción de la demanda contribuyó a la continuación de los programas de uso eficiente y reducción del consumo de energía por los países industrializados, iniciados luego de la crisis en 1974.

En el contexto económico internacional se produjeron, durante la década de los ochenta, dos fenómenos de signo contrario en el mercado petrolero: en 1986, la caída más significativa del precio de referencia del barril de petróleo (alrededor de 10 dólares), que, en términos reales, refleja un nivel inferior a los vigentes antes del primer incremento del precio del barril de petróleo registrado en el periodo 1973-74, y, a finales de la década, nuevamente un incremento del precio, como consecuencia del conflicto bélico entre Irak y Kuwait, iniciado en agosto de 1989.

Este hecho provocó, una vez más, un estado de alerta en los países industrializados, ante probables desabastecimientos de petróleo. No obstante, como se analizará más adelante, este tercer incremento de precios del petróleo, en el periodo 1990-91, respondió a factores coyunturales derivados del conflicto bélico entre Irak y Kuwait. Tan pronto finalizó el conflicto, los precios del petróleo retomaron los valores anteriores y continuaron deprimidos.

^β Los contratos sobre energía (petróleo) nacieron en 1978. Posteriormente, el debilitamiento del control de la OPEP sobre el mercado posibilitó el surgimiento de contratos a futuros basados en petróleo. Un contrato a futuro es un acuerdo por el cual las partes se obligan a comprar o vender un producto físico (petróleo, derivados del petróleo, gas natural, cereales, metales, etc.) o financieros (acciones, bonos, tasas de interés, monedas, etc.) a una fecha futura específica, a un precio acordado en el momento de su suscripción, y bajo condiciones estándares de cantidad, calidad y entrega. Véase Ariela Ruiz-Caro, op.cit. pág. 36. Véase también Walter J. Smith Villavicencio y Humberto Meza Arévalo: **El mercado petrolero internacional**. Bajado de la página web de la Asociación Nacional de Universidades e Instituciones de Educación Superior de México: <http://www.anuies.mx>

2.4.1 LA PRIMERA CAÍDA ABRUPTA DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO (1986) Y LA FIJACIÓN DE CUOTAS DE PRODUCCIÓN EN LA OPEP

El contexto internacional prevaleciente de crisis financiera y comercial, la recuperación de la producción de petróleo de Irán (a pesar de que su conflicto con Irak finalizó en 1988) y las medidas de ahorro en el consumo de petróleo implementadas por los países industrializados desde 1974, aunadas a la explotación de petróleo fuera de la OPEP, reflejaron la situación de sobreoferta que imperaba en el mercado, obligando a los países miembros de la Organización a dar inicio a una reducción del precio de referencia del Arabian Light, a partir de 1981.

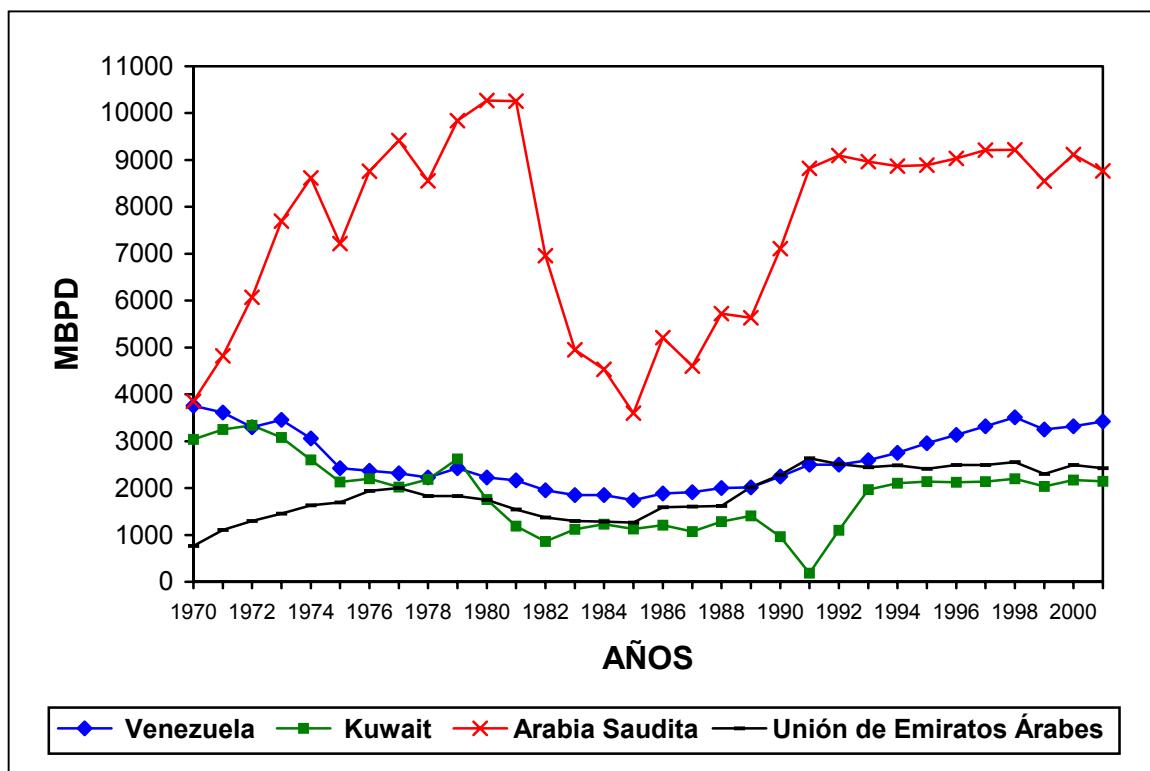
Estas medidas de reducción en los precios de referencia del Arabian Light fueron también complementadas por la fijación de un límite en la producción de petróleo dentro de la OPEP de 18 millones de barriles diarios, que se estableció por primera vez en marzo de 1982. Véase Gráfica 2 en la página 19.

Un año más tarde, en 1983, no sólo se redujo aun más el techo de producción a 17 millones de barriles diarios sino que se distribuyeron por primera vez cuotas de producción entre los países miembros, que no pudieron ser cumplidas a cabalidad.

La fijación de cuotas entre los países se realizó en medio de grandes discusiones, que se centraban en el deseo de Arabia Saudita de distribuir el gran exceso de capacidad entre todos los miembros del Cartel. En efecto, a este país no se le otorgó ninguna cuota; ya que actuaría como **swing supplier**; esto es, país ofertante de petróleo, que actúa como regulador del mercado.

Desafortunadamente, este método resultó perjudicial para Arabia Saudita; ya que, la responsabilidad de esta nación árabe en reducir su producción lo suficiente para nivelar la oferta total con la demanda, le significó una caída de su disponibilidad de crudo a 3,6 millones de barriles diarios, para 1985, como promedio anual, con respecto a los 10 millones que producía en 1980. Véase Gráfica 3.

Gráfica 3. Comportamiento de la disponibilidad de producción de petróleo de los principales productores OPEP (promedio anual).



FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la British Petroleum: <http://www.bp.com>

Los desacuerdos en el interior de la Organización y la significativa reducción de su disponibilidad de producción dieron lugar a que la OPEP empezara a perder terreno como proveedor de petróleo en el mercado mundial. En efecto, la disponibilidad de producción de la OPEP bajó de 32 millones de barriles diarios de petróleo, registrados en 1979, a 16 millones, en 1986 (véase Gráfica 2 en la página 19). De esta manera su participación en la producción mundial de petróleo siguió declinando a favor de nuevos países productores.

Esta situación generó que Arabia Saudita abandonara su rol de swing supplier para priorizar la recuperación de su cuota de mercado, aun a riesgo de que tal actitud provocara una caída de los precios del petróleo a corto plazo. La acción de este país árabe —en realidad aislada del resto de los países de la OPEP— originó la más drástica caída de precios desde la creación de la OPEP, llegando los precios a registrar un nivel ligeramente superior a los 10 dólares por barril.

A pesar de que Arabia Saudita aumentó su producción en 55 por ciento vio disminuidos sus ingresos en 20 por ciento, debido a la mencionada baja de los precios. Esta situación

afectó fuertemente a países como Venezuela, Indonesia, Libia y Argelia, quienes exigieron una mayor disciplina y respeto por las cuotas de producción.

En respuesta al desequilibrio de los precios, en la Conferencia de Ginebra de 1986, la Organización decide modificar el enfoque estratégico que venía implementando, con el suplemento adicional de penetración de mercados, ya no con un objetivo de 35-40 dólares por barril, sino de alrededor de 18-20 dólares por barril; asimismo, restablece el sistema de precios fijos; esta vez, mediante un nuevo precio de referencia. Este precio de referencia se determinó en función de una canasta de siete crudos, tomados como representativos de las principales corrientes de comercialización de los mercados internacionales, obtenidos del promedio aritmético de siete crudos mundiales, conformado por el crudo Istmo de México y seis del área OPEP, a saber:

CANASTA DE CRUDO DE LA OPEP
Sahara-Blend de Argelia
Minas de Indonesia
Bonny Light de Nigeria
Arab Light de Arabia Saudita
Dubai de los Emiratos Árabes Unidos
Tía Juana Liviano de Venezuela
Istmo de México

Los bajos precios del petróleo, en parte como consecuencia del exceso de oferta que todavía prevalecía en el mercado, pero también por factores de carácter político, como la guerra entre Irak e Irán, y las divergentes posiciones entre los países del Cartel respecto a sus niveles de producción, dieron lugar a que, a partir de 1988, se realizaran encuentros entre los países de la OPEP y los productores independientes, con el objetivo de coordinar políticas que frenaran el continuo deterioro de los precios⁷. No obstante, a pesar de los esfuerzos por recuperar y estabilizar los precios del petróleo, éstos se mantuvieron en niveles inferiores a los 20 dólares por barril, hasta que se inició el conflicto entre Kuwait e Irak, en agosto de 1989.

⁷ “En abril de 1988, a iniciativa de la OPEP, se realizó un primer encuentro entre un comité de esta Organización (Argelia, Indonesia, Kuwait, Nigeria, Arabia Saudita y Venezuela) y siete países productores de petróleo no-OPEP (Angola, China, Colombia, Egipto, Malasia, México y Omán). Cuatro años después, en abril de 1992, se realizó el primer encuentro a nivel ministerial entre la OPEP y los países constituidos en IPEC (Países Independientes Exportadores de Petróleo), en los que el tema central fue el medio ambiente”. Extraído de Ariela Ruiz-Caro, op.cit. pág. 28.

2.4.2 EL TERCE R INCREMENTO DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO (1990-1991)

La situación del mercado del petróleo se vio alterada, durante el año 1990, como consecuencia de la invasión y anexión de Kuwait por parte de Irak, motivada por el deseo del gobierno iraquí de disponer de mayores ingresos, para hacer frente a los gastos de ocho años de guerra con Irán, y la continua extracción por parte de Kuwait de un campo petrolero localizado en el subsuelo de ambos países. Este conflicto dio lugar a que el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas sancionara a Irak, considerando la prohibición de adquirir petróleo de esta nación árabe y de la zona ocupada por este país en Kuwait.

Estas circunstancias generaron nuevamente una situación de pánico e inestabilidad, que llevó a los países industrializados a almacenar petróleo para enfrentar este período. El precio del petróleo remontó rápidamente hasta llegar, en ocasiones, a 40 dólares por barril. Sin embargo, esta tendencia alcista no perduró mucho tiempo, debido a que algunos países en el interior de la OPEP, especialmente Arabia Saudita, reemplazaron rápidamente las fracciones del mercado que eran abastecidas por Irak. Los países productores de la Organización que habían realizado, durante la década de los ochenta, esfuerzos por sostener los precios del petróleo, vía reducciones en la producción, disponían de una capacidad instalada ociosa de dimensiones considerables.

Inmediatamente después del estallido del conflicto bélico Irak-Kuwait, la OPEP incrementó su disponibilidad de producción, pero anunció que este incremento sólo estaría vigente mientras continuara la crisis. Asimismo, anunciaron que la oferta adicional proveniente de la Organización, así como los inventarios acumulados por los consumidores, tendrían que ser orientados, fundamentalmente, a los países del Tercer Mundo, toda vez que éstos eran los más afectados ante cualquier interrupción en el abastecimiento de petróleo en el mercado mundial.

2.5 PERÍODO DE ESTABILIDAD DE PRECIOS Y EL INICIO DEL DEBATE AMBIENTAL (1991-1997)

Luego que finalizó la guerra Irak-Kuwait, en 1991, y hasta finales de 1997, los límites de producción fijados por la OPEP se mantuvieron prácticamente invariables y oscilaron alrededor de los 24 millones de barriles diarios. Del mismo modo, los precios también se mantuvieron relativamente estables (véase Gráfica 2 en la página 19), hecho que desestimuló parcialmente el dinamismo con el que se venían realizando los programas de sustitución del petróleo por fuentes energéticas alternativas.

Como se mencionó anteriormente, este proceso de desestímulo empezó a producirse desde 1986, cuando los precios del petróleo experimentaron la caída más severa desde que se fundó la OPEP.

Los países industrializados, como Estados Unidos, empezaron a importar más petróleo y las inversiones en nuevas perforaciones en el Mar del Norte y otras regiones, especialmente en las actividades **upstream**, registraron menores índices de actividad que las reportadas, luego de la primera alza de los precios del petróleo, en la década de los setenta.

Un hecho importante que se produjo durante la década de los noventa fue el surgimiento del debate en torno al tema ambiental y las observaciones a los inconvenientes que significaban las excesivas tasas de impuestos a los combustibles, que para entonces se aplicaban en los países industrializados, especialmente aquellas naciones pertenecientes a la actual Unión Europea.

Los miembros de la Organización consideraban que, durante tres décadas, los consumidores europeos ya habían sido gravados con impuestos suficientemente altos –que en algunos casos significaban más del triple de los precios del barril de petróleo- como para añadir más impuestos, aunque éstos fueran con fines ambientales. Según los gobiernos de los países miembros la OPEP, la aplicación de dichos impuestos, sumados a los ya existentes, colocaba al petróleo en una situación de desventaja frente a otras fuentes energéticas alternativas, hecho que podría afectar negativamente el crecimiento de la economía mundial.

Estos factores dieron lugar a que se produjeran encuentros ministeriales entre los miembros de la OPEP y de los Países Exportadores Independientes de Petróleo (IPEC)^e. En tales encuentros^φ, los países recomendaron realizar mayores investigaciones tendientes a establecer con mayor precisión el alcance científico de las causas y efectos potenciales del cambio climático. Asimismo, se consideró que las medidas propuestas por los países industrializados en esta materia, no habían sido suficientemente estimadas, y en cualquier caso, se estaban dejando de lado las repercusiones que estas pautas pudieran tener en las economías de los países subdesarrollados, especialmente en los exportadores de petróleo.

En noviembre de 1997 se firmó el Protocolo de Kyoto, en el marco de la Convención de Cambio Climático de las Naciones Unidas. Esta acción, encaminada a reducir en un tercio la emisión de carbono a la atmósfera, constituyó, según las autoridades de la OPEP, un mecanismo destinado, fundamentalmente, a incrementar los ingresos por impuestos de los gobiernos que lo apliquen, aprovechando la preocupación de la población por la conservación ambiental.

2.6 EL RESURGIMIENTO DE LA CONCERTACIÓN

2.6.1 SEGUNDA CAÍDA DE PRECIOS Y RESURGIMIENTO DE LA CONCENTRACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA

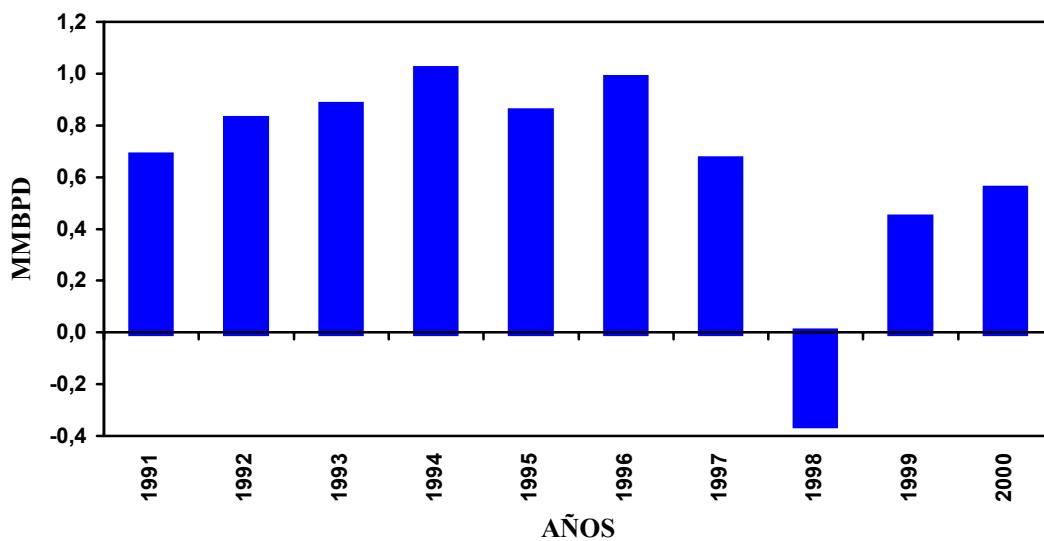
En noviembre de 1997, en la Conferencia de Yakarta, Indonesia, los miembros de la OPEP tomaron una decisión que más adelante fue evaluada como errónea: incrementar en 2,5 millones de barriles diarios su límite de producción, ante una situación coyuntural de un aumento de la demanda de petróleo. Aquella decisión no se tomó adecuadamente en

^e Independent Petroleum Exporting Countries. Países miembros: Angola, Bahréin, Brunei, República Popular China, Colombia, Egipto, Kazakistán, Malasia, México, Noruega, Omán, Rusia, y el estado de Texas (USA).

^φ “En 1992, el objetivo de llevar una posición conjunta de ambas organizaciones respecto al tema del medio ambiente a la Conferencia de las Naciones Unidas en Medio Ambiente y Desarrollo (UNCED), que se desarrolló en junio de ese año, en Río de Janeiro, Brasil, fue el centro de atracción que convocó a ambas organizaciones. Al año siguiente, en abril de 1993, se produjo nuevamente un encuentro ministerial entre ambos grupos de países. Ya entonces, el eje de la convocatoria fue la incertidumbre que en el largo plazo se vislumbraba en el mercado energético, como consecuencia del continuo incremento de impuestos que los países industrializados gravaban a los consumidores de carburantes, los cuales – consideraban – tendrían en el futuro un efecto desestabilizador en el mercado petrolero”. Extraído de Ariela Ruiz-Caro, op.cit. pág. 31.

consideración, ya que meses antes se había iniciado una crisis financiera en el sudeste asiático. En efecto, a partir del mes de junio de ese mismo año, empezó a producirse una drástica caída del crecimiento económico de la mayoría de los países asiáticos, región que presentaba las más altas tasas de incremento en las importaciones de petróleo. Véase Gráfica 4.

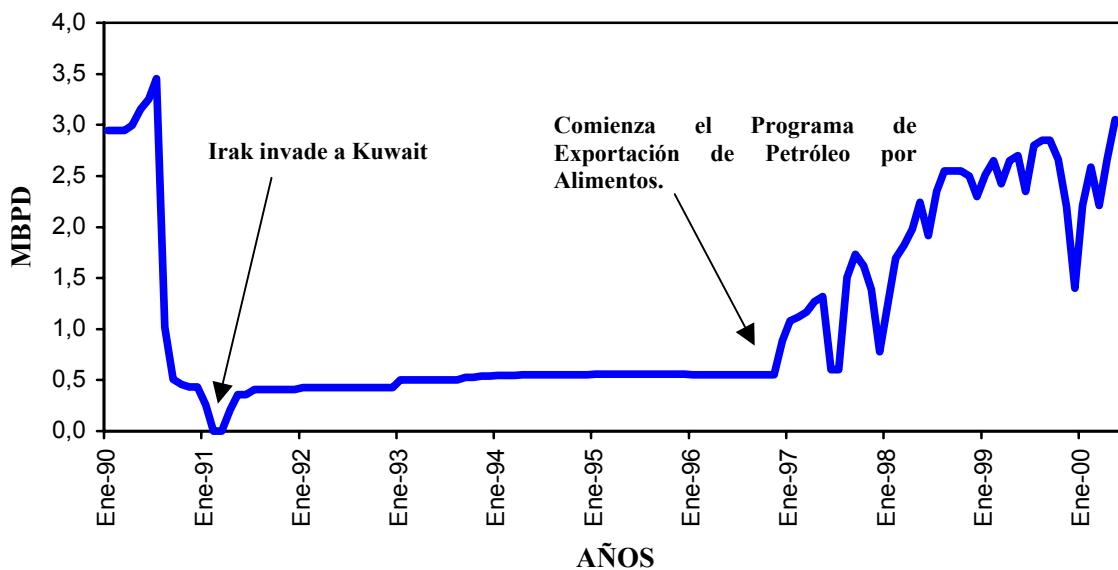
Gráfica 4. Crecimiento de la demanda asiática de petróleo (1991-2000).



FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la Agencia Internacional de Energía: <http://www.iea.org>

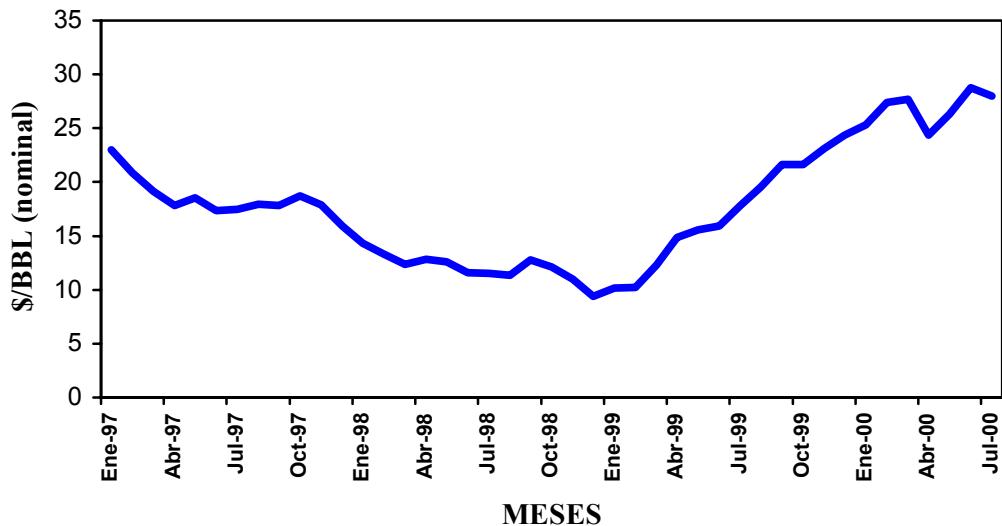
Ello a su vez determinó una importante reducción de la demanda de petróleo en un contexto de sobreoferta del mismo, que coincidió además con una menor demanda a la usual, debido al invierno templado en el Hemisferio Norte, durante 1997.

Paralelamente a la sobreoferta de petróleo, ya existente en el mercado, se añadieron las exportaciones de Irak, país al cual las Naciones Unidas le permitió duplicar sus exportaciones petroleras (véase Gráfica 5). Cabe recordar que Irak está sometido a sanciones internacionales desde 1990 y tiene todas sus exportaciones de petróleo subordinadas a un régimen especial, firmado en 1996, que controla las Naciones Unidas, conocido como **Programa Petróleo por Alimentos**. La ONU debe autorizar semestralmente cada fase del Programa.

Gráfica 5. Exportaciones de petróleo iraquí, durante la década de los noventa.

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la Agencia Internacional de Energía: <http://www.iea.org>

Este conjunto de hechos impulsó el descenso de los precios del petróleo, que lo llevaron, en 1998, a niveles cercanos a 10 dólares por barril, similares a los registrados en 1986. Véase Gráfica 6.

Gráfica 6. Precios de la cesta OPEP en el periodo 1997-1999 (promedio mensual)

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la Agencia Internacional de Energía: <http://www.iea.org>

De igual manera, el colapso de los precios del petróleo durante 1998 tuvo como consecuencia una caída en los niveles de exploración e inversión, así como en los beneficios de las compañías petroleras más importantes del mundo. Véase Tabla 1

Tabla 1. Inversión en exploración y producción de las principales compañías petroleras durante 1998-1999.

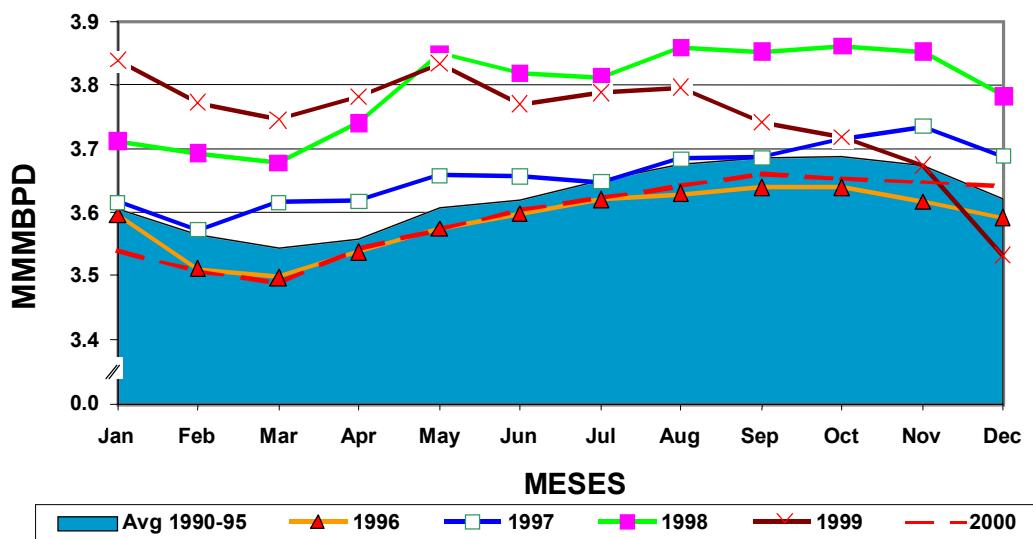
COMPAÑÍAS PETROLERAS	1998 (MM\$)	1999 (MM\$)	Cambio (%)
Amoco	2.535	2.010	-20,7
Arco	3.445	2.785	-19,2
British Petroleum (BP)	3.800	2.975	-21,7
Chevron	3.308	3.700	+11,9
Conoco	2.860	1.730	-39,5
Exxon	5.785	4.954	-14,4
Mobil	3.710	3.165	-14,7
Phillips	1.200	1.150	-4,2
Shell	8.409	6.500	-22,7
Texaco	2.640	2.620	-0,8
Unocal	1.540	1.175	-23,7

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la Secretaría de Energía de México: <http://www.energia.gob.mx>

Con el fin de paliar los efectos de esta crisis, las empresas petroleras multinacionales profundizaron medidas como la creciente tendencia a fusionarse, lo cual les permitiría aumentar la productividad, compartir conocimiento y tecnología, además de reducir costos. Esta situación llevó a que las compañías petroleras nacionales de los países productores de petróleo iniciaran un proceso de apertura, tendiente a conformar contratos estratégicos con compañías multinacionales, como fue el caso de Shell Texaco con Saudi ARAMCO, Petróleos Mexicanos (PEMEX) con Shell, y Petróleos de Venezuela (PDVSA) con Texaco. La reducción de la demanda del petróleo y el exceso de oferta en el mercado internacional estimularon, a su vez, una creciente acumulación de inventarios en los países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)^δ, que los llevaron a los más altos niveles históricos, durante 1998 y 1999. Véase Gráfica 7.

^δ “La OCDE está conformada por los países que constituyen la Agencia Internacional de Energía (véase Figura 2 en la página 17). Esta organización, con sede en París, tiene como función promover las siguientes políticas: (1) Alcanzar el más alto nivel de crecimiento económico, niveles de empleo y un creciente mejoramiento del estándar de vida de los países miembros. Al mismo tiempo de mantener su estabilidad financiera, de tal forma de contribuir al desarrollo de la economía mundial. (2) Contribuir a una sana expansión económica de los países miembros, así como de los países fuera de la organización, en el proceso de desarrollo económico. (3) Contribuir a la expansión del comercio internacional en forma multilateral, sobre bases no discriminatorias y de acuerdo con las obligaciones internacionales”. Extraído de Luis Lugo, op.cit. pág. 256.

Gráfica 7. Niveles de inventarios de la OCDE (1990-2000).



FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la Agencia Internacional de Energía: <http://www.iea.org>

Precisamente esta excesiva acumulación de inventarios fue otro de los factores que empezaron a presentar problemas para los países consumidores, debido a que se hacía necesario encontrar nuevos lugares de almacenamiento para las nuevas entregas de petróleo.

La caída de los precios del petróleo también afectó, de manera significativa, los planes de desarrollo del Mar del Norte, toda vez que muchas de las pequeñas compañías petroleras, que estuvieron invirtiendo en campos marginales, desechados por las grandes empresas transnacionales, enfrentaron serias dificultades para continuar con sus actividades; ya que, los altos costos de producción de la zona y los bajos precios del petróleo pusieron en peligro la viabilidad económica de la extracción petrolera de la región.

De igual manera, es importante destacar la advertencia hecha, a finales de 1998, por el Centro Árabe de Estudios Petroleros, con sede en París, que pronosticó un aumento de los precios internacionales del petróleo en el mediano plazo, debido al incremento que se produciría en las necesidades energéticas mundiales. Este centro de estudios afirmaba que los bajos precios frenaban las inversiones petroleras, obstaculizando el desarrollo de nueva capacidad de producción que sería necesaria en el futuro. De la misma forma, al tiempo que reconocía que el mercado se encontraba afectado por los niveles de inventarios, históricamente altos, que presionaban aún más las cotizaciones a la baja, alegaba, que “es

posible que se lograra la estabilidad de los precios del crudo en el corto y mediano plazo, siempre y cuando se reduzcan los niveles de inventario, mediante recortes de producción petrolera. La presencia de la OPEP es necesaria para mantener la estabilidad del mercado petrolero internacional, y la Organización aún cuenta con muchas opciones para influir en la industria petrolera mundial.”^[15]

2.6.2 NUEVA FASE DE COOPERACIÓN EN LOS PAÍSES PRODUCTORES DE PETRÓLEO

Las enormes pérdidas que la reducción de los precios del petróleo ocasionó en los ingresos de los países de la OPEP y de los exportadores de petróleo fuera de la Organización, dieron lugar a un resurgimiento de los esfuerzos de concertación para reducir las cuotas de producción, a partir del primer trimestre de 1998.

Las coordinaciones se realizaron en el marco de lo que podría denominarse una nueva era de las relaciones de cooperación entre la OPEP y los países productores de petróleo fuera del Cartel. Un rol crucial en estas coordinaciones lo tuvo en aquella oportunidad Venezuela, a partir de la asunción del Presidente Chávez, en noviembre de 1998. Hasta entonces, existían opiniones polarizadas al interior del gobierno venezolano, las mismas que fluctuaban entre quienes proponían una expansión de la producción de petróleo y una ruptura con la OPEP, y de otro lado quienes sostenían que había que realizar esfuerzos por elevar los precios del petróleo, limitando la oferta del mismo.

El sector que propiciaba la expansión de la producción y una ruptura con la OPEP sostenía que los avances tecnológicos constituyan una razón primordial que haría que las limitaciones de la oferta de crudo fracasaran en el intento de recuperar los precios. De igual manera, señalaba que la oferta petrolera de la OPEP no era lo suficientemente dominante como para mantener un firme control sobre los precios, alegando que para ello se requería, por lo menos, de un 70 por ciento de participación en el mercado, y la OPEP sólo contaba con el 40 por ciento del mercado total. Por el contrario, quienes defendían el incremento de precios, vía reducción de la oferta petrolera, sostenían que si bien el nivel de producción de

¹⁵ Ariela Ruiz-Caro, op.cit. pág. 37.

la OPEP representaba sólo el 40 por ciento del total mundial ésta concentraba el 80 por ciento de las reservas mundiales de petróleo, y, en efecto, la Organización debía emprender un plan estratégico que estabilice el mercado petrolero. La gestión del gobierno venezolano, a cargo del Presidente Hugo Chávez, se centró, en primer lugar, en superar el problema de incumplimiento, por parte del país, de las cuotas de producción, propuestas por el Cartel.

Los países miembros de la OPEP y algunos productores independientes como México y Omán, en virtud de la severa debilidad de los precios del crudo durante el invierno de 1997, afectado en parte por el clima templado en el Hemisferio Norte y la crisis económica en el sudeste asiático, pero más, particularmente, por la sobreoferta de petróleo en el mercado mundial, deciden, en el marco de la 104^{ava} Reunión Extraordinaria de la OPEP, realizada el 30 de marzo de 1998, en Viena, Austria, iniciar un proceso de recortes en sus cuotas de producción durante 1998. El proceso de recortes de la disponibilidad de producción lo inició la OPEP con 1.245.000 barriles diarios de petróleo, y se repartió entre los países miembros, exceptuando Irak, tal como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Compromiso de recorte de producción OPEP por cada país miembro, exceptuando Irak, vigentes a partir del 1 de abril de 1998.

PAÍSES MIEMBROS	RECORTE DE PRODUCCIÓN (BPD)
ARGELIA	50.000
INDONESIA	70.000
IRÁN	140.000
KUWAIT	125.000
LIBIA	80.000
NIGERIA	125.000
QATAR	30.000
ARABIA SAUDITA	300.000
UNIÓN DE EMIRATOS ÁRABES	125.000
VENEZUELA	200.000
TOTAL OPEP-10	1.245.000

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la OPEP: <http://www.opec.org>

Los países no-OPEP se comprometieron a reducir su producción en 500.000 barriles diarios, de los cuales, 200.000 correspondían a México, 100.000 a Rusia, 50.000 a Omán, entre otros.

Seguidamente, los países del Cartel, en junio de 1998, en la 105^{ava} Reunión Ordinaria de la OPEP, celebrada en Viena, Austria, establecieron, que a partir del 1º de julio de 1998,

por el plazo de un año, el retiro adicional de 1.355.000 barriles diarios del mercado, que anexado al retiro de 1.245.000 barriles de petróleo, efectuado a partir del 1º de abril del mismo año, totalizaba 2,6 millones de barriles de petróleo que estos países reducían de la oferta petrolera mundial. La Tabla 3 muestra el compromiso de reducción de cuota por cada país miembro de la OPEP, exceptuando Irak.

Tabla 3. Compromiso de recorte de producción OPEP por cada país miembro, exceptuando Irak, vigente a partir del 1º de julio de 2000.

PAÍSES MIEMBROS	RECORTE DE PRODUCCIÓN (BPD)
ARGELIA	30.000
INDONESIA	30.000
IRÁN	165.000
KUWAIT	100.000
LIBIA	50.000
NIGERIA	100.000
QATAR	30.000
ARABIA SAUDITA	425.000
UNIÓN DE EMIRATOS ÁRABES	100.000
VENEZUELA	325.000
TOTAL OPEP-10	1.355.000

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la OPEP: <http://www.opec.org>

Sin embargo, durante 1998, los precios no llegaron a recuperarse (véase Gráfica 6 en la página 29). La profundización de la crisis en el sudeste asiático y su extensión posterior a Rusia y a Brasil, imprimieron una disminución en la demanda del petróleo y los inventarios continuaron registrando niveles muy altos. La Gráfica 7 en la página 31 muestra el elevado nivel de inventarios por parte de la OCDE, durante 1998.

El estancamiento de los precios del petróleo determinó que, en marzo de 1999, en la 107^{ava} Reunión Ordinaria de la OPEP, realizada en Viena, Austria, los países de la OPEP, conjuntamente con otros productores independientes, acordaran un recorte adicional equivalente a 2,1 millones de barriles diarios, con vigencia a partir del 1º de abril de 1999. En esta reducción de 2,1 millones de barriles diarios correspondió a la OPEP el equivalente de 1,72 millones de barriles, mientras que a los países no-OPEP, que contribuían a este esfuerzo (Méjico, Omán, Federación Rusa y Noruega), les tocó alrededor de 400 mil barriles. Cabe destacar que esta reducción de disponibilidad de producción sumada al recorte de 3,1 millones de barriles de marzo y junio de 1998 alcanzó una disminución de la

oferta petrolera superior a 5 millones de barriles, luego de marzo de 1998. La Tabla 4 muestra el citado compromiso de reducción de cuota por cada país miembro de la OPEP, exceptuando Irak.

Tabla 4. Compromiso de recorte de producción OPEP por cada país miembro, exceptuando Irak, con vigencia a partir del 1 de abril de 1999.

PAÍSES MIEMBROS	RECORTE DE PRODUCCIÓN (BPD)
ARGELIA	57.000
INDONESIA	93.000
IRÁN	261.000
KUWAIT	144.000
LIBIA	96.000
NIGERIA	148.000
QATAR	47.000
ARABIA SAUDITA	585.000
UNIÓN DE EMIRATOS ÁRABES	157.000
VENEZUELA	125.000
TOTAL OPEP-10	1.713.000

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la OPEP: <http://www.opec.org>

El elevado nivel de cumplimiento, con posterioridad a este acuerdo, contribuyó, de manera decisiva, a la disminución de la producción mundial de crudo. Además se inició el proceso de recuperación en los países del sudeste asiático, el cual se tradujo en un incremento de la demanda del petróleo (véase Gráfica 4 en la página 28).

La recuperación económica y el inicio del consumo de inventarios (véase Gráfica 7 en la página 31) dieron lugar a un constante incremento de los precios durante el resto de 1999 (véase Gráfica 6 en la página 29).

Para enero de 2000, las preocupaciones eran totalmente opuestas a las vigentes el año anterior. A principios de 1999, el barril de petróleo cayó a menos de diez dólares, un precio que no se registraba desde hacía 25 años, mientras que en febrero de 2000 ya había superado los 30 dólares, también una cifra sin precedente en casi una década.

Ante esta situación, el Senado de los Estados Unidos propuso la venta de un millón de barriles diarios de petróleo de sus reservas estratégicas, si la OPEP no incrementaba su disponibilidad de producción en unos dos millones de barriles por día para el 1º de abril de 2000.

La OPEP, con posibilidad de aumentar su disponibilidad de producción al mercado petrolero, debía enfrentar la diferencia de criterios sobre el nivel de producción más adecuado para el Cartel, considerando la economía interna de cada Estado miembro. Aunque todos estos países se beneficiaban del aumento de producción, Kuwait, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos estaban en mejores condiciones de elevar rápidamente su disponibilidad de crudo al mercado, ya que para el momento, contaban con mayor capacidad de reactivación de su producción que los demás miembros del Cartel.

Las discrepancias en el seno de la OPEP impidieron finalmente llegar a un acuerdo por consenso para elevar la producción del petróleo, y las negociaciones tuvieron que ser suspendidas sin la participación de Irán. Sin embargo, luego que los países del Cartel superaron las discrepancias con la abstención de Irán, en marzo de 2000, en el marco de la 109^{ava} Conferencia, celebrada en Viena, Austria, la OPEP determinó un aumento de 1,7 millones de barriles diarios, a partir del 1° de abril de 2000, con lo cual la producción de la OPEP —excluyendo a Irán e Irak— se estableció en 21.069 millones de barriles diarios. Véase Tabla 5.

Tabla 5. Incremento de producción OPEP por cada país miembro, exceptuando Irak y sin participación de Irán, vigente a partir del 1 de abril de 2000.

PAÍSES MIEMBROS	PRODUCCIÓN DISPONIBLE (BPD)	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN (BPD)	NUEVO NIVEL DE PRODUCCIÓN (BPD)
ARGELIA	731.000	57.000	788.000
INDONESIA	1.187.000	93.000	1.280.000
KUWAIT	1.836.000	144.000	1.980.000
LIBIA	1.227.000	96.000	1.323.000
NIGERIA	1.885.000	148.000	2.033.000
QATAR	593.000	47.000	640.000
ARABIA SAUDITA	7.438.000	585.000	8.023.000
UNIÓN DE EMIRATOS ÁRABES	2.000.000	157.000	2.157.000
VENEZUELA	2.720.000	125.000	2.845.000
<i>Total OPEP-9</i>	<i>19.617.000</i>	<i>1.452.000</i>	<i>21.069.000</i>
IRÁN	3.359.000	261.000	3.620.000
TOTAL OPEP-10	22.976.000	1.713.000	24.689.000

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la OPEP: <http://www.opec.org>

Las explicaciones a la tendencia alcista del crudo se debía a un conjunto de factores, entre los que figuraba la escasez de combustible en Estados Unidos, hecho que da lugar a un incremento en los precios. La escasez de combustible es fruto de la regulación

medioambiental del país norteamericano, que obliga a las compañías petroleras a distribuir una nueva variedad de gasolina ecológica. Las refinerías del país norteamericano no se habían adaptado para cumplir los estrictos requisitos que exigía su gobierno, hecho que provocó que el refinamiento de combustible haya disminuido. Por la tanto, la OPEP consideró que la escasez de la nueva gasolina, menos contaminante, para cuya producción las refinerías no estaban bien preparadas, fue la causa principal de la carrera alcista del turno, y no la falta de crudo disponible en el mercado. Esta vez el alza de los precios se debía a los exorbitantes impuestos por productos del petróleo gravados a los consumidores finales (superando en un 68 por ciento al precio del petróleo crudo), que aplicaban, especialmente, los países de la Europa Occidental y al problema de reformulación de la gasolina, previamente mencionado.

Seguidamente, en el marco de la 110^{ma} Reunión Extraordinaria de la Conferencia de Ministros de la OPEP, celebrada el 21 de junio de 2000, en Viena, Austria, realizada bajo la presión alcista de los precios, se decidió elevar nuevamente el techo de producción de la Organización —exceptuando Irak— a 25,40 millones de barriles diarios, aplicable desde el 1º de julio de 2000. Véase Tabla 6.

Tabla 6. Incremento de producción OPEP por cada país miembro, sin incluir a Irak, vigente a partir del 1 de julio de 2000.

PAÍSES MIEMBROS	PRODUCCIÓN DISPONIBLE (BPD)	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN (BPD)	NUEVO NIVEL DE PRODUCCIÓN (BPD)
ARGELIA	788.000	23.000	811.000
INDONESIA	1.280.000	37.000	1.317.000
IRÁN	3.620.000	107.000	3.727.000
KUWAIT	1.980.000	57.000	2.037.000
LIBIA	1.323.000	38.000	1.361.000
NIGERIA	2.033.000	58.000	2.091.000
QATAR	640.000	18.000	658.000
ARABIA SAUDITA	8.023.000	230.000	8.253.000
UNIÓN DE EMIRATOS ÁRABES	2.157.000	62.000	2.219.000
VENEZUELA	2.845.000	81.000	2.926.000
TOTAL OPEP-10	24.689.000	711.000	25.400.000

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la OPEP: <http://www.opec.org>

Uno de los hechos más importantes que ocurrió en el marco de esta conferencia radicó en el establecimiento de un mecanismo de banda de precios para fijar el valor del barril de petróleo de la cesta OPEP, la cual fluctuaba de entre 22 y 28 dólares. Los ministros se

comprometieron a aumentar la producción de petróleo en medio millón de barriles diarios cuando el precio promedio de la cesta OPEP supere los 28 dólares durante 20 días consecutivos. Asimismo, se establece que los productores reduzcan la oferta petrolera en 500 mil barriles diarios si la cotización desciende por debajo de los 22 dólares durante 20 días seguidos.

En virtud de que ninguno de los incrementos de la producción de petróleo, realizados por la OPEP, en marzo y junio de 2000, pudieron detener la tendencia alcista en los precios del petróleo aunado a la reducción de los niveles de inventarios, que en marzo de 2000, cayeron a su nivel más bajo desde 1976 (véase Gráfica 7 en la página 31), el Cartel decidió, durante la 111^{ava} Reunión de la Conferencia de Ministros de la OPEP, realizada en septiembre, días antes de realizarse la II Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno de la Organización, en Caracas, aumentar su disponibilidad de producción en 800.000 barriles diarios, a partir del 1 de octubre de 2000. Véase Tabla 7.

Tabla 7. Incremento de la producción de los países OPEP, exceptuando Irak, vigente a partir del 1 de octubre de 2000.

PAÍSES MIEMBROS	PRODUCCIÓN DISPONIBLE (BPD)	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN (BPD)	NUEVO NIVEL DE PRODUCCIÓN (BPD)
ARGELIA	811.000	25.600	836.600
INDONESIA	1.317.000	41.600	1.358.600
IRÁN	3.727.000	116.800	3.843.800
KUWAIT	2.037.000	64.000	2.101.000
LIBIA	1.361.000	43.200	1.404.200
NIGERIA	2.091.000	65.600	2.156.600
QATAR	658.000	20.800	678.800
ARABIA SAUDITA	8.253.000	259.200	8.512.200
UNIÓN DE EMIRATOS ÁRABES	2.219.000	70.400	2.289.400
VENEZUELA	2.926.000	92.800	3.018.800
TOTAL OPEP-10	25.400.000	800.000	26.200.000

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la OPEP: <http://www.opec.org>

No obstante, este tercer aumento durante el año 2000 no tuvo ninguna repercusión en el mercado petrolero, debido a que el monto que la OPEP se comprometió a colocar en el mercado ya estaba siendo comercializado desde agosto del mismo año.

A partir de entonces, la OPEP reconoce que la dinámica del mercado petrolero no depende totalmente de lo que el Cartel realice, ya que también influyen situaciones ajenas a

la Organización, como los son la evolución de la moneda (el dólar) con que se referencia el precio del petróleo crudo, los impuestos que gravan los productos del petróleo por las nuevas exigencias ecológicas, especialmente en Estados Unidos y en los países europeos, la capacidad de refinación de las compañías petroleras para satisfacer la gran demanda de gasolina ecológica, la especulación a la que están sujetos los precios marcadores del petróleo, la escasez de buques para transportar el crudo por mar y la participación de los países no-OPEP en el mercado petrolero.

Los preparativos de la II Cumbre de Jefes de Estados y de Gobierno de la OPEP, fueron realizados en un ambiente de tensiones internacionales. Sobre la OPEP recaía la responsabilidad que los gobiernos europeos atribuían a la huelga de agricultores y transportistas, en protesta contra la alza de precios de los carburantes, que durante las dos semanas previas se habían realizado en Francia, y que luego se extendieron a España, Reino Unido, Irlanda, Alemania, Bélgica, entre otros. En algunos países importadores de petróleo de Asia, tales como Tailandia, Filipinas y otros países del sudeste asiático, se temía que los altos niveles de precios provocarían disturbios sociales. Por esta razón, las autoridades de estos países retomaron nuevamente el tema del desarrollo de fuentes energéticas alternativas.

En estas circunstancias se realizó la II Cumbre de Jefes de Estado y Gobierno de la OPEP, los días 27 y 28 de septiembre de 2000, mientras los siete países más desarrollados del mundo (EE.UU, Japón, Italia, Alemania, Reino Unido, Francia y Canadá) le exigía a la OPEP que siga aumentando su disponibilidad de producción, la OPEP, desde Caracas, exhortó al Grupo-7 a tomar sus propias medidas para controlar la escalada de los precios, ya que la Organización consideraba haber hecho todo lo que estaba en sus manos para frenar los elevados precios.

Luego de esta serie de críticas de parte de productores OPEP y consumidores, los precios siguieron en ascenso, por encima de los 28 dólares por barril, lo cual dio lugar a que la OPEP realizara un cuarto incremento de su producción petrolera, en 500.000 barriles diarios, con lo cual la disponibilidad de producción diaria de la Organización se elevó a 26,7 millones de barriles diarios. Véase Tabla 8.

Tabla 8. Incremento de la producción de los países OPEP, exceptuando Irak, vigente a partir del 30 de octubre de 2000.

PAÍSES MIEMBROS	PRODUCCIÓN DISPONIBLE (BPD)	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN (BPD)	NUEVO NIVEL DE PRODUCCIÓN (BPD)
ARGELIA	837.000	16.000	853.000
INDONESIA	1.359.000	26.000	1.385.000
IRÁN	3.844.000	73.000	3.917.000
KUWAIT	2.101.000	40.000	2.141.000
LIBIA	1.404.000	27.000	1.431.000
NIGERIA	2.157.000	41.000	2.198.000
QATAR	679.000	13.000	692.000
ARABIA SAUDITA	8.512.000	163.000	8.675.000
UNIÓN DE EMIRATOS ÁRABES	2.289.000	44.000	2.333.000
VENEZUELA	3.019.000	57.000	3.076.000
TOTAL OPEP-10	26.200.000	500.000	26.700.000

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la OPEP: <http://www.opec.org>

Sin embargo, ninguno de los cuatro aumentos en la cuota de producción de la OPEP, realizados durante el año 2000, tuvo una repercusión inmediata significativa en la disminución de los precios. Posteriormente, el conflicto palestino-israelí, que se inició en el mes de octubre de 2000, dio lugar a que el precio del barril de petróleo continuara su carrera ascendente. Para entonces, el precio del barril de crudo Brent superara los 35 dólares.

A pesar del incremento de los precios, durante la 112^{ava} Reunión Extraordinaria de la Conferencia de Ministros de la OPEP realizada en noviembre en Viena, la Organización decidió no incrementar sus cuotas de producción, y suprimió el mecanismo de revisión automática de la producción en caso de mantenerse por encima de los 28 dólares el barril de la canasta de la OPEP durante 20 días consecutivos. En adelante, según los directivos de la Organización, el mecanismo de bandas dejaría de ser automático y se instrumentaría por decisión del Cartel y no del mercado. Diversos estudios de instituciones de los países miembros de la OPEP señalaron que, en 2001, los precios del petróleo se verían presionados a la baja; ya que, la finalización de la temporada invernal se esperaba menos severa a la provista. En efecto, los precios pasaron de 31,5 dólares por barril, registrados a mediados de noviembre del 2000, a 21,5 dólares por barril, a mediados de enero del 2001, lo que colocó el precio por debajo del límite inferior a los 22 dólares por barril, establecidos en el mecanismo de banda de precios. Ello dio lugar a que los directivos de la

Organización, durante la 113^{ava} Reunión Extraordinaria de la Conferencia de Ministros de la OPEP, realizada el 17 de enero del 2001, en Viena, Austria, establecieran una reducción de sus cuotas de producción por un total de 1,5 millones de barriles diarios, la cual se aplicó a partir del 1 de febrero de 2001, exceptuando Irak. Véase Tabla 9.

Tabla 9. Compromiso de recorte de producción de países OPEP, exceptuando Irak, con vigencia a partir del 1 de febrero de 2001.

PAÍSES MIEMBROS	PRODUCCIÓN DISPONIBLE (BPD)	REDUCCIÓN DE PRODUCCIÓN (BPD)	NUEVO NIVEL DE PRODUCCIÓN (BPD)
ARGELIA	853.000	48.000	805.000
INDONESIA	1.385.000	78.000	1.307.000
IRÁN	3.917.000	219.000	3.698.000
KUWAIT	2.141.000	120.000	2.021.000
LIBIA	1.431.000	81.000	1.350.000
NIGERIA	2.198.000	123.000	2.075.000
QATAR	692.000	39.000	653.000
ARABIA SAUDITA	8.675.000	486.000	8.189.000
UNIÓN DE EMIRATOS ÁRABES	2.333.000	132.000	2.201.000
VENEZUELA	3.076.000	174.000	2.902.000
TOTAL OPEP-10	26.700.000	1.500.000	25.200.000

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la OPEP: <http://www.opec.org>

En la 114^{ava} Reunión de la conferencia de Ministros de la OPEP realizada en marzo de 2001, la Organización decidió reducir la producción de petróleo en un millón de barriles diarios, efectivo el primero de abril del mismo año. La decisión fue tomada con el fin de estabilizar el mercado petrolero. Véase Tabla 10.

Tabla 10. Compromiso de recorte de producción de países OPEP, exceptuando Irak, con vigencia a partir del 1 de abril de 2001.

PAÍSES MIEMBROS	PRODUCCIÓN DISPONIBLE (BPD)	REDUCCIÓN DE PRODUCCIÓN (BPD)	NUEVO NIVEL DE PRODUCCIÓN (BPD)
ARGELIA	805.000	32.000	773.00
INDONESIA	1.307.000	52.000	1.255.000
IRÁN	3.698.000	146.000	3.552.000
KUWAIT	2.021.000	80.000	1.941.000
LIBIA	1.350.000	54.000	1.296.000
NIGERIA	2.075.000	82.000	1.993.000
QATAR	653.000	26.000	627.000
ARABIA SAUDITA	8.189.000	324.000	7.865.000
UNIÓN DE EMIRATOS ÁRABES	2.201.000	88.000	2.113.000
VENEZUELA	2.902.000	116.000	2.786.000
TOTAL OPEP-10	25.200.000	1.000.000	24.200.000

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la OPEP: <http://www.opec.org>

La última reducción registrada durante 2001 se realizó en el mes de julio. En la reunión de la OPEP, la decisión de recorte de un millón de barriles diarios se debió al impacto de la caída de la economía mundial sobre la demanda de petróleo y el crecimiento de los inventarios petroleros. Para estabilizar el mercado, se decidió satisfacer la demanda mundial y evitar la volatilidad de los precios del petróleo, en mutuo interés de productores y consumidores.

Para alcanzar estos objetivos la OPEP decidió reducir su producción en 1 millón de barriles por día, efectivo a partir del 1º de septiembre de 2001. De acuerdo a esta decisión los nuevos niveles de producción para cada país miembro, exceptuando Irak se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Compromiso de recorte de producción de países OPEP, exceptuando Irak, con vigencia a partir del 1 de septiembre de 2001.

PAÍSES MIEMBROS	PRODUCCIÓN DISPONIBLE (BPD)	REDUCCIÓN DE PRODUCCIÓN (BPD)	NUEVO NIVEL DE PRODUCCIÓN (BPD)
ARGELIA	773.00	32.000	741.000
INDONESIA	1.255.000	52.000	1.203.000
IRÁN	3.552.000	146.000	3.406.000
KUWAIT	1.941.000	80.000	1.861.000
LIBIA	1.296.000	54.000	1.242.000
NIGERIA	1.993.000	82.000	1.911.000
QATAR	627.000	26.000	601.000
ARABIA SAUDITA	7.865.000	324.000	7.541.000
UNIÓN DE EMIRATOS ÁRABES	2.113.000	88.000	2.025.000
VENEZUELA	2.786.000	116.000	2.670.000
TOTAL OPEP-10	24.200.000	1.000.000	23.200.000

FUENTE: Basado en datos obtenidos de la página web de la OPEP: <http://www.opec.org>

CAPÍTULO 3

PROCESO PRODUCTIVO

3.1 GENERALIDADES

Cuando se habla del tipo de petróleo se expresa, en sentido general, que es extrapesado, pesado, mediano, liviano o condensado. En lo que refiere a su composición, se dice que es de base parafínica, asfáltica o mixta. La industria petrolera emplea estas clasificaciones de los crudos para apuntar algunas de sus características físico-químicas (densidad o gravedad API, viscosidad o fluidez, color y hasta posibles contenidos de azufre^γ y metales^η), modalidades de extracción (producción primaria, métodos de recuperación secundaria/mejorada y subsecuente técnica de levantamiento), así como su manejo en la superficie (recolección, tratamiento, almacenamiento, fiscalización y entrega a terminales y/o refinerías)^[16].

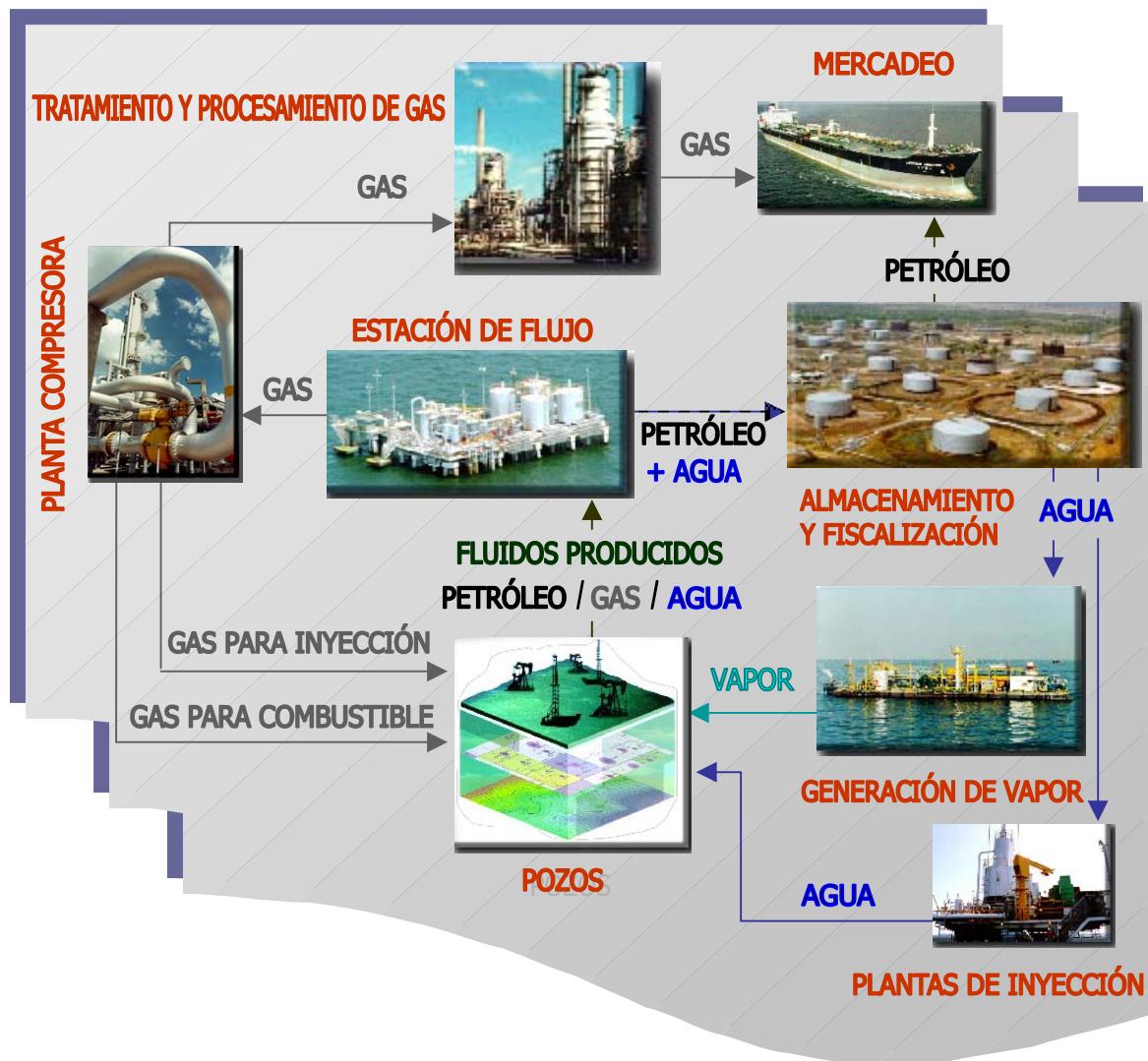
El petróleo crudo extraído del subsuelo, generalmente, viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, lo cual hace necesaria la construcción de instalaciones de superficie que permitan la separación, tratamiento y almacenamiento del petróleo, a objeto de comercializar un producto que satisfaga los requerimientos del cliente. Véase Figura 3.

Las especificaciones típicas del petróleo crudo (porcentaje de agua y sedimentos menor de uno (1%), contenido de sal: 4-40 ptb, y contenido de azufre menor de 3,6 por ciento en peso), destinado a exportación y/o refinación, ponen de relieve la importancia del proceso productivo que, en líneas generales, comprende levantar el petróleo crudo hasta la superficie, adecuarlo a especificaciones comerciales y despacharlo al mercado.

^γ Los crudos con menos del 1 por ciento de azufre en peso son referidos como crudos de bajo azufre (dulces), y aquellos con un contenido de azufre mayor al 1 por ciento en peso como crudos de alto azufre (agrios).

^η Los metales más comunes en el crudo son el níquel y el vanadio. Normalmente, estos metales se presentan en crudos pesados y extrapesados. La concentración de cada metal, por lo general, es menor al 1 por ciento en peso.

¹⁶ Véase Efraín E. Barberii: **El pozo ilustrado**. Segunda Edición en CD-ROM. Caracas 2001, pág. 191, *passim*.



FUENTE: Red Intranet de PDVSA EPM (Adaptado por autores).

Figura 3. Esquema típico del proceso productivo de la industria petrolera.

3.2 EXTRACCIÓN DEL PETRÓLEO

La extracción, producción o explotación del petróleo crudo se hace de acuerdo a las características propias de cada yacimiento. Sin embargo, comúnmente, durante la explotación de un yacimiento petrolífero se distinguen tres etapas para recuperar el petróleo del subsuelo, las cuales se conocen como primaria, secundaria y mejorada^[17].

¹⁷ Véase Efraín E. Barberii, op.cit., págs. 169-176.

3.2.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA

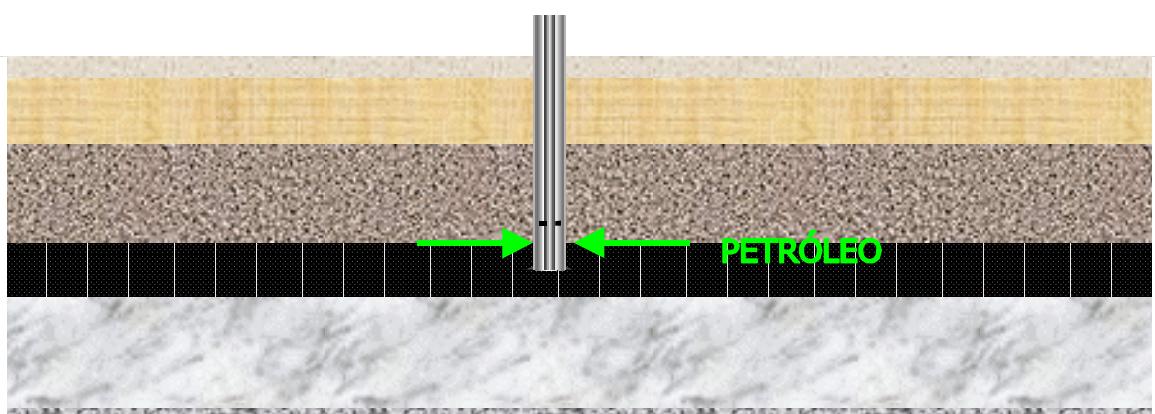
La recuperación primaria de petróleo utiliza la energía natural del yacimiento para empujar el petróleo, a través de la compleja red de poros, a los pozos productores. La emanación puede deberse a uno de estos mecanismos naturales de empuje:

3.2.1.1 Compactación de la Roca y de los Fluidos Presentes en Ella

La roca, al igual que los fluidos contenidos en ella, se encuentra sometida a una presión externa, resultante de la sobrecarga de los estratos que están encima de ésta. Cuando la presión interna de los fluidos, contenidos en los poros de la roca de yacimiento, se reduce, debido a la extracción continua de petróleo, el volumen total de la roca disminuye, mientras el volumen del material sólido de la roca —por ejemplo: los granos de arena de una arenisca— aumenta. Esta expansión de los granos de la roca ocasiona una ligera disminución de la porosidad, provocando la salida de los fluidos contenidos en ella.

3.2.1.2 Empuje por Gas en Solución

Una vez que se ha cruzado el punto de burbujeo en el yacimiento, durante la extracción de petróleo crudo, cualquier disminución de la presión permitirá que se libere el gas disuelto en la zona de petróleo. El gas invade parte del espacio poroso que ocupaba el petróleo, originando una competencia entre ambas fases por ocupar el poro, dando como resultado el eventual empuje del petróleo por el gas. Véase Figura 4.

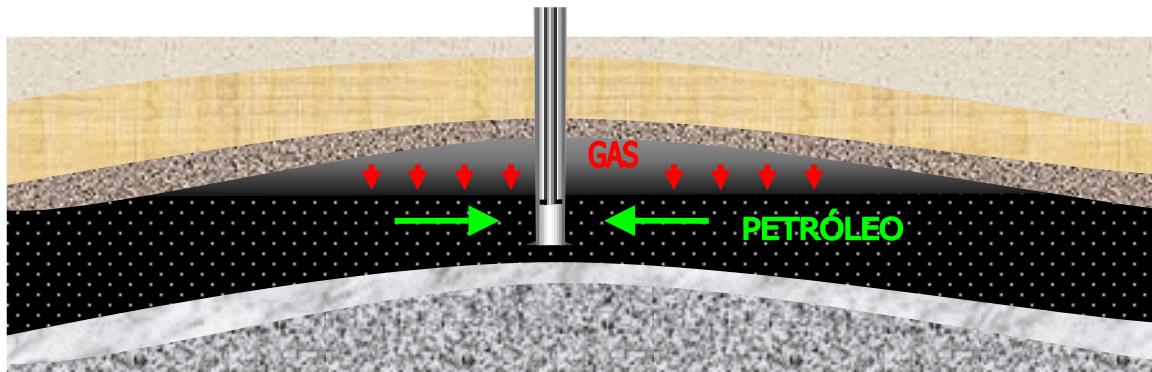


FUENTE: Elaboración propia.

Figura 4. Empuje por gas en solución.

3.2.1.3 Empuje por Capa de Gas

En empuje por capa de gas, a medida que la producción de petróleo avanza y la presión del yacimiento disminuye, la expansión del casquete gaseoso provoca el desplazamiento del petróleo hacia abajo. Este fenómeno se observa por las altas relaciones gas-petróleo en los pozos localizados sucesivamente cercano a la capa de gas^[18]. La Figura 5 muestra este mecanismo natural de empuje.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 5. Empuje por capa de gas.

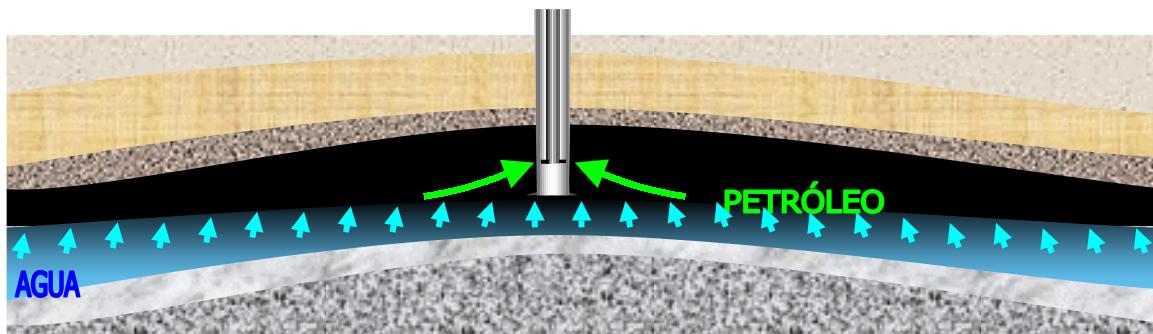
Inmediatamente, debido a la dilatación de la capa de gas, ocurre un retardo en la disminución de la presión del yacimiento, que al mismo tiempo reduce la liberación de gas disuelto en la zona de petróleo, mejorando de esta forma la reducción en las razones gas-petróleo de producción de los pozos.

3.2.1.4 Empuje Hidráulico

El empuje hidrostático es una frase empleada en la industria petrolera para designar el mecanismo de empuje que incluye el movimiento de agua hacia un yacimiento de hidrocarburo, a medida que se extrae el petróleo y el gas del subsuelo (véase Figura 6). La caída de presión en el yacimiento hace que la fuente de agua o acuífero reaccione para contrarrestar o retardar la declinación de presión. Esta reacción se debe fundamentalmente a dos fenómenos: (1) *expansión de agua y* (2) *compresibilidad de la roca del acuífero*^[19].

¹⁸ Véase B.C. Craft y M.F. Hawkins: **Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos**. Editorial Tecnos, Madrid; págs. 195-196, *passim*.

¹⁹ B.C. Craft y M.F. Hawkins, *op.cit.*; págs. 196 y 197.

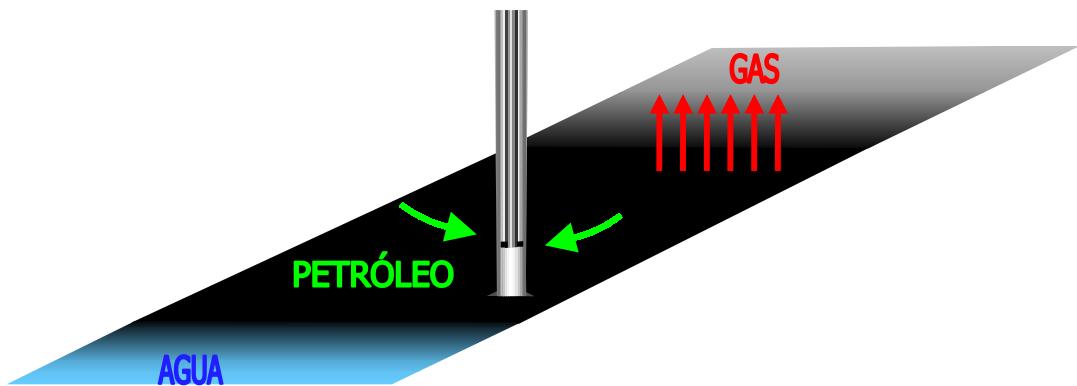


FUENTE: Elaboración propia.

Figura 6. Empuje por empuje hidrostático.

3.2.1.5 Segregación Gravitacional

Esta segregación es promovida fundamentalmente por fuerzas gravitacionales, tal que el gas tiende a ocupar los lugares más elevados de la estructura; el petróleo, siendo más denso que el gas y menos denso que el agua, procura ocupar la posición intermedia; y el agua eventualmente se posiciona en la región más baja de la acumulación. En efecto, las fases de petróleo, gas y agua se distribuyen en el medio poroso de acuerdo a sus densidades, creando una situación de equilibrio en condiciones estáticas. Cuando se comienzan a extraer estos fluidos del subsuelo, se originan situaciones de claro desbalance de fuerzas. Por ejemplo, se puede cruzar burbujeo en una parte estructuralmente baja y formar una fase continua de gas en esa región del yacimiento. Esta situación inestable hará que el gas, por diferencia de gravedad, tienda a movilizarse verticalmente y en consecuencia desplazar el petróleo hacia la parte baja de la estructura^[20]. Véase Figura 7.



FUENTE: Elaboración propia.

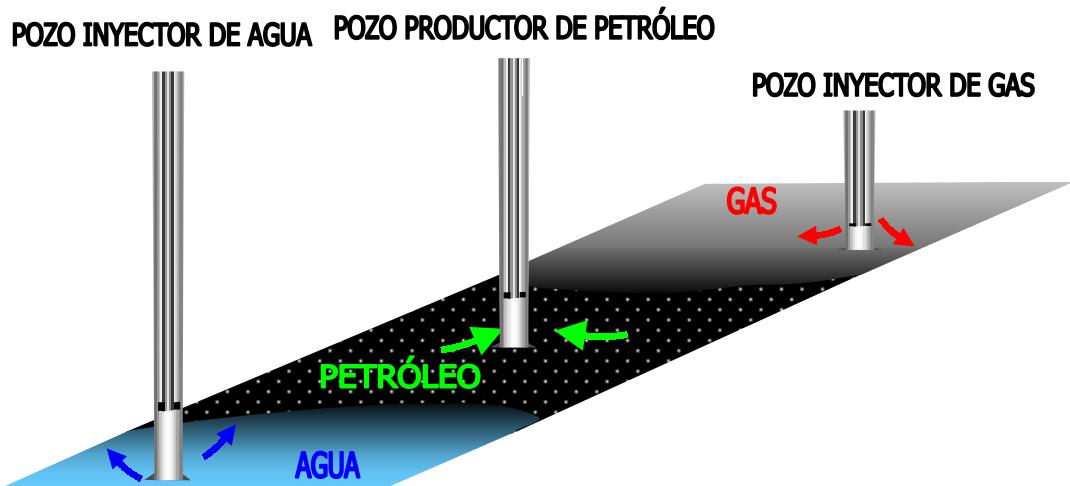
Figura 7. Segregación gravitacional.

²⁰ Véase Juan Jones-Parra: **Elementos de Ingeniería de Yacimientos**. Editorial I.T. Caracas, 1994; cap. X.

3.2.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Cuando la energía natural del reservorio es insuficiente para levantar el fluido, necesariamente habrá que añadir energía al yacimiento si se desea obtener más petróleo que el recobrado por los mecanismos primarios. Las técnicas involucran la inyección de agua y/o gas para sustituir la energía disipada en el yacimiento. La inyección de fluidos en el yacimiento puede provocar el retorno del gas y/o agua producida, durante la extracción de petróleo crudo.

Si la inyección de fluidos se ejecuta antes de una caída sustancial de la energía del yacimiento, el proceso se denomina programa de mantenimiento de presión; por el contrario, si se practica dentro de un yacimiento agotado entonces el proceso se designa recuperación secundaria. La Figura 8 muestra la compensación de la energía natural disipada en un yacimiento por la inyección de agua en la zona de agua e inyección de gas dentro de la capa de gas.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 8. Proceso combinado de inyección de gas y agua en un yacimiento.

3.2.3 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

El término “recuperación mejorada de petróleo” se refiere, en el más amplio sentido, a cualquier método para recobrar más petróleo de un yacimiento que el que se recobraría por recuperación primaria. Sin embargo, el proceso de recuperación mejorada de petróleo

—considerado como el tercer o último método de recuperación empleado en el yacimiento— puede aplicarse alternadamente con procesos convencionales de recuperación secundario. En este sentido, el proceso de recobro mejorado puede definirse, en un sentido más formal, como la recuperación adicional de petróleo crudo sobre aquél que puede recobrarse por métodos de recuperación primaria y secundaria^[21].

Los métodos de recuperación mejorada de petróleo pueden subdividirse en una de estas tres clasificaciones generales: (1) *inyección química*, (2) *inyección miscible de dióxido de carbono*, y (3) *métodos térmicos*^[22]. De estas clasificaciones, sólo los métodos térmicos han tenido aplicaciones considerables en Venezuela. Los demás procesos, debido a sus altos costos de operación, no han sido colocados en gran escala comercial, recibiendo limitadas aplicaciones de campo.

Los procesos térmicos añaden calor al yacimiento para reducir la viscosidad del petróleo. Tal reducción de la viscosidad hace el petróleo aumentar su movilidad, de manera que pueda desplazarse más eficientemente hacia los pozos productores. Además de la adición de calor, estos procesos proveen una fuerza de empuje (presión) que mejoran la recuperación del petróleo crudo del yacimiento.

Los yacimientos de bitumen raras veces se le aplican técnicas térmicas; ya que la cantidad de calor requerida para una adecuada reducción de la viscosidad puede ser excesiva. Por el contrario, el calentamiento de crudos pesados mejora marcadamente su movilidad y su factor de recobro. El suministro de calor al yacimiento puede aplicarse por inyección de fluidos calientes, tales como vapor o agua caliente. La inyección estos fluidos calientes puede ocurrir en dos etapas:

²¹ Véase H. J. Haynes; Lawrence W. Thrasher; Marvin L. Katz y Theodore R. Eck: **Enhanced Oil Recovery: An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United States-1976 to 2000**. National Petroleum Council, diciembre de 1976; págs. 3, 12 y 13, *passim*.

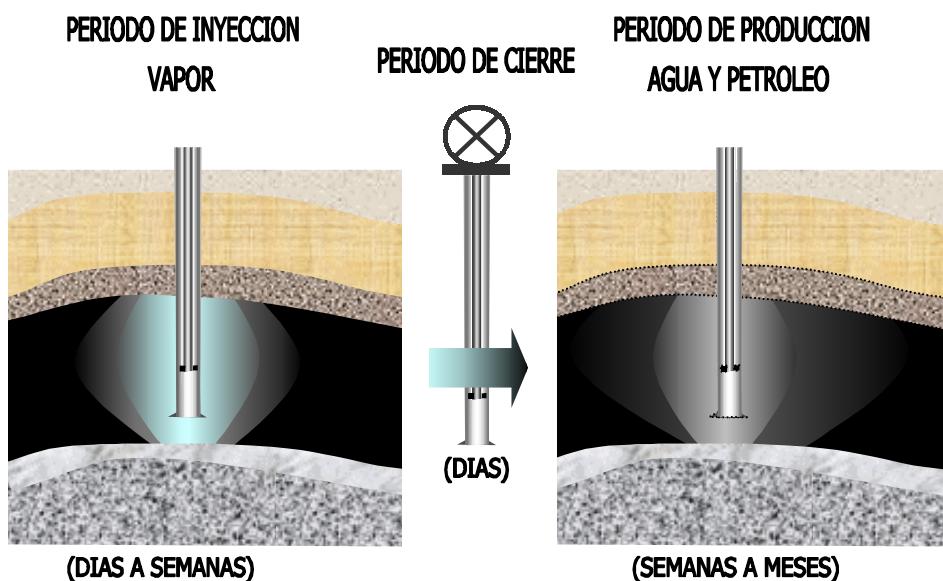
²² Véase H. J. Haynes; Lawrence W. Thrasher; Marvin L. Katz y Theodore R. Eck, *op.cit.* págs. 12-17.

3.2.3.1 Inyección Alternada de Vapor

Esta técnica es un proceso cíclico en el cual el mismo pozo es usado como inyector de vapor y productor de petróleo. El proceso consiste en inyectar vapor para calentar la región del yacimiento adyacente al pozo; seguidamente el pozo es puesto a producción.

La tasa de producción del pozo incrementará debido a la reducción de la viscosidad del petróleo crudo hasta que el calor inyectado sea disipado por los fluidos producidos, y el ciclo de estimulación deba ser repetido.

“La inyección alternada de vapor se refiere a una variedad de términos, incluyendo “push-pull”, “huff-and-puff” y “steam soaking”. Los primeros dos términos son representativos de la naturaleza general del proceso: un volumen de vapor por el orden de 5-15 mil barriles se inyecta en un pozo productor; el pozo posteriormente es luego producido por un periodo de tiempo, variando de unos pocos meses a aproximadamente un año. El tercer término es determinado, por los operadores, como la práctica de cerrar el pozo, alrededor de una semana, lo suficiente para que la onda de calor se expanda, antes de ponerlo nuevamente a producción”^[23]. Véase Figura 9.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 9. Inyección alternada de vapor.

²³ Traducido del H. J. Haynes; Lawrence W. Thrasher; Marvin L. Katz y Theodore R. Eck, op.cit. pág. 172.

Luego de varios ciclos de estimulación de vapor, algunos pozos son convertidos a inyectores de vapor continuo y otros continúan siendo productores de petróleo^[24].

3.2.3.2 Inyección Continua de Vapor

Esta técnica consiste en inyectar vapor al yacimiento para calentar y desplazar petróleo crudo hacia los pozos productores. A medida que el calor es transferido a la roca y a los fluidos presentes en ella, el vapor que fluye dentro del yacimiento se condensa^[25].

El agua caliente que se condensó se ubica al frente de la corriente de vapor y busca asentarse por debajo de esta corriente; ya que el agua es más densa que el vapor. De esta manera, el vapor fluye hacia la parte superior del yacimiento mientras la corriente de calor se desplaza del pozo inyector a los pozos productores. Véase Figura 10.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 10. Inyección continua de vapor.

²⁴ Véase H. J. Haynes; Lawrence W. Thrasher; Marvin L. Katz y Theodore R. Eck, op.cit. pág. 13.

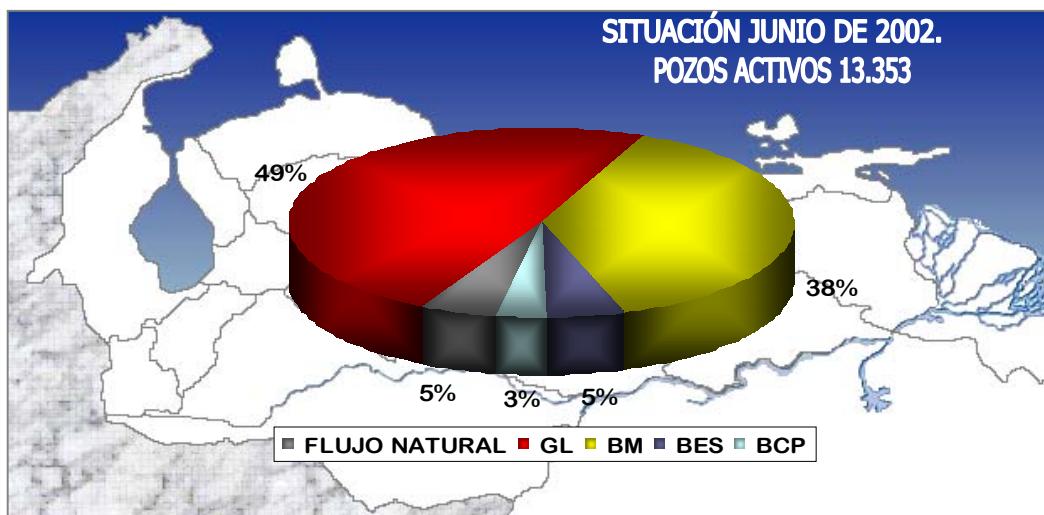
²⁵ Ibídem, pág. 172.

3.2.4 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando un yacimiento carece de suficiente energía para que el petróleo, gas y agua fluyan naturalmente desde el fondo del hoyo hacia la superficie con la tasa deseada, los métodos de levantamiento artificial pueden facilitar el movimiento de estos fluidos hacia la superficie. Estos sistemas transfieren energía al fondo del hoyo o disminuyen la densidad del fluido en el pozo para reducir la carga de presión hidrostática sobre la formación, tal que la energía disponible del yacimiento ocasione influjo desde el sistema poroso a las perforaciones y el volumen de petróleo comercial pueda ser desplazado hacia la superficie.

Los métodos de levantamiento artificial, en líneas generales, pueden clasificarse en: (1) *sistemas de levantamiento artificial por gas* (gas lift continuo y intermitente), y (2) *sistemas de levantamiento artificial por bombeo* (mecánico o balancín, electrosumergible, cavidad progresiva e hidráulico). Los sistemas de levantamiento artificial más comunes en Venezuela son: gas lift (GL), bombeo mecánico (BM), electrosumergible (BES) y cavidad progresiva (BCP). Véase Gráfica 8.

Gráfica 8. Métodos de producción en Venezuela (junio de 2000).



FUENTE: Red Intranet de PDVSA EPM.

3.2.4.1 Gas Lift

El "gas lift" puede definirse como un método de levantamiento de fluidos, generalmente petróleo y agua, donde se usa gas a alta presión como medio de levantamiento. El gas que se inyecta a la tubería de producción, aligera la columna de líquidos que ésta contiene y causa que el pozo fluya (flujo continuo), o por debajo de un tapón de líquido, que impulsa hasta la superficie como un pistón (flujo intermitente).

Flujo Continuo

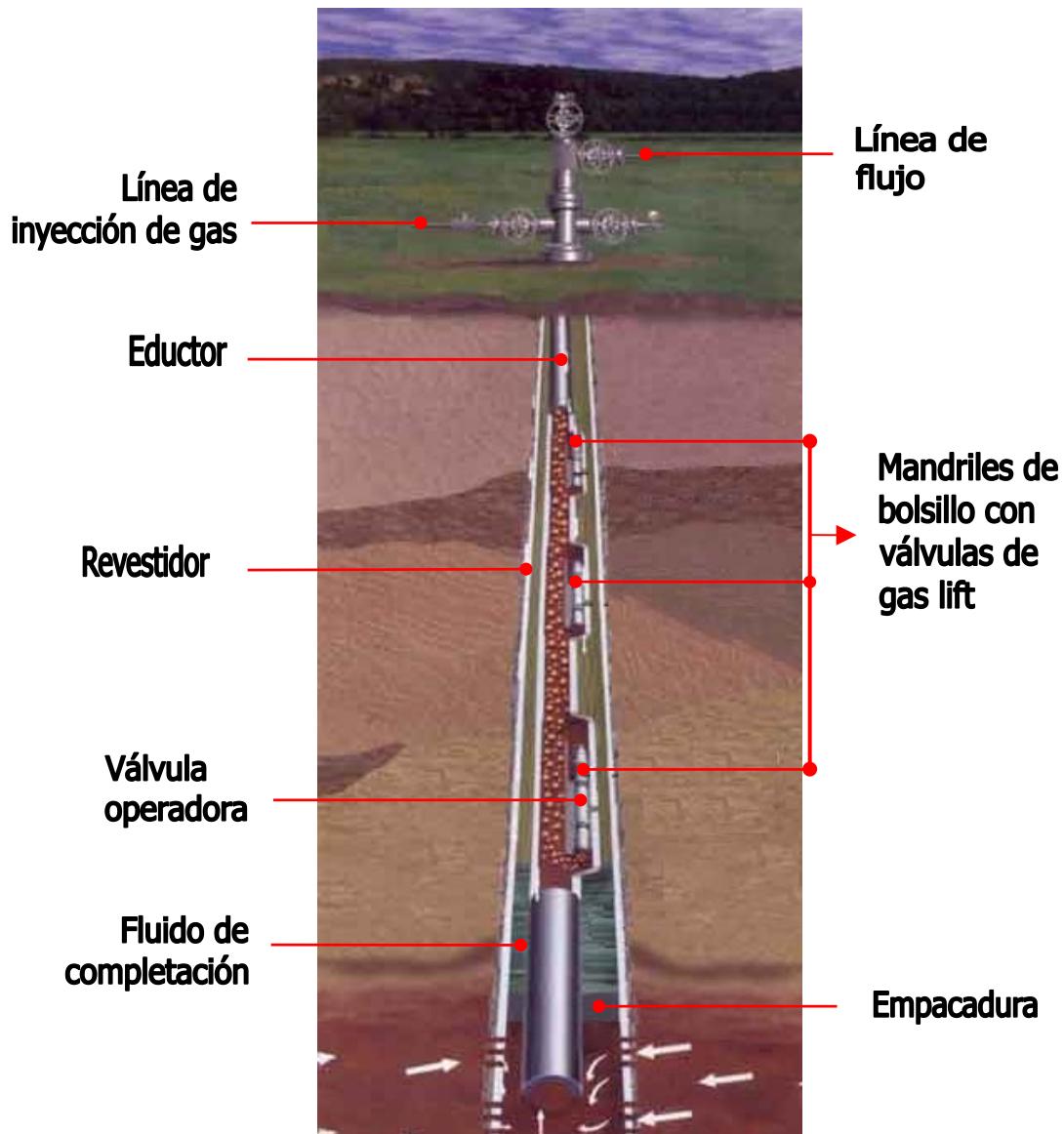
El sistema de levantamiento artificial por gas continuo (LAG continuo) es una tecnología basada en la inyección continua de gas comprimido, con la finalidad de disminuir la presión de fondo fluyente e incrementar la producción.

El gas inyectado se mezcla con los fluidos provenientes de la formación en la tubería de producción —también conocida como eductor o **tubing**— reduciendo la densidad de la columna de fluidos hasta que existe una diferencia de presión suficiente frente a la cara de la arena, que provoque que el pozo fluya a una tasa deseada.

La inyección de gas, durante el arranque, se realiza a través de válvulas espaciadas a lo largo del eductor, quedando en operación una sola válvula, llamada válvula operadora, ubicada a la mayor profundidad (punto de inyección), permitida por la presión de superficie disponible, en conjunto con una válvula de orificio variable, que regula la inyección de gas en la superficie. Véase Figura 11 en la página 54.

El rango de aplicación del LAG continuo es muy amplio. El LAG continuo se recomienda en pozos de crudos livianos, medianos y pesados (gravedades API entre 12 y 40). La profundidad de aplicación es de hasta 14.000 pies y viscosidades cerca de 10.000 cp en superficie. En el campo Barua-Motatán¹, Venezuela, se han registrados tasas de producción de petróleo de hasta 5.000 barriles por día.

¹ Ubicado en la cuenca de Maracaibo, a 8 Km. del campo Mene Grande, estado Zulia, Venezuela.

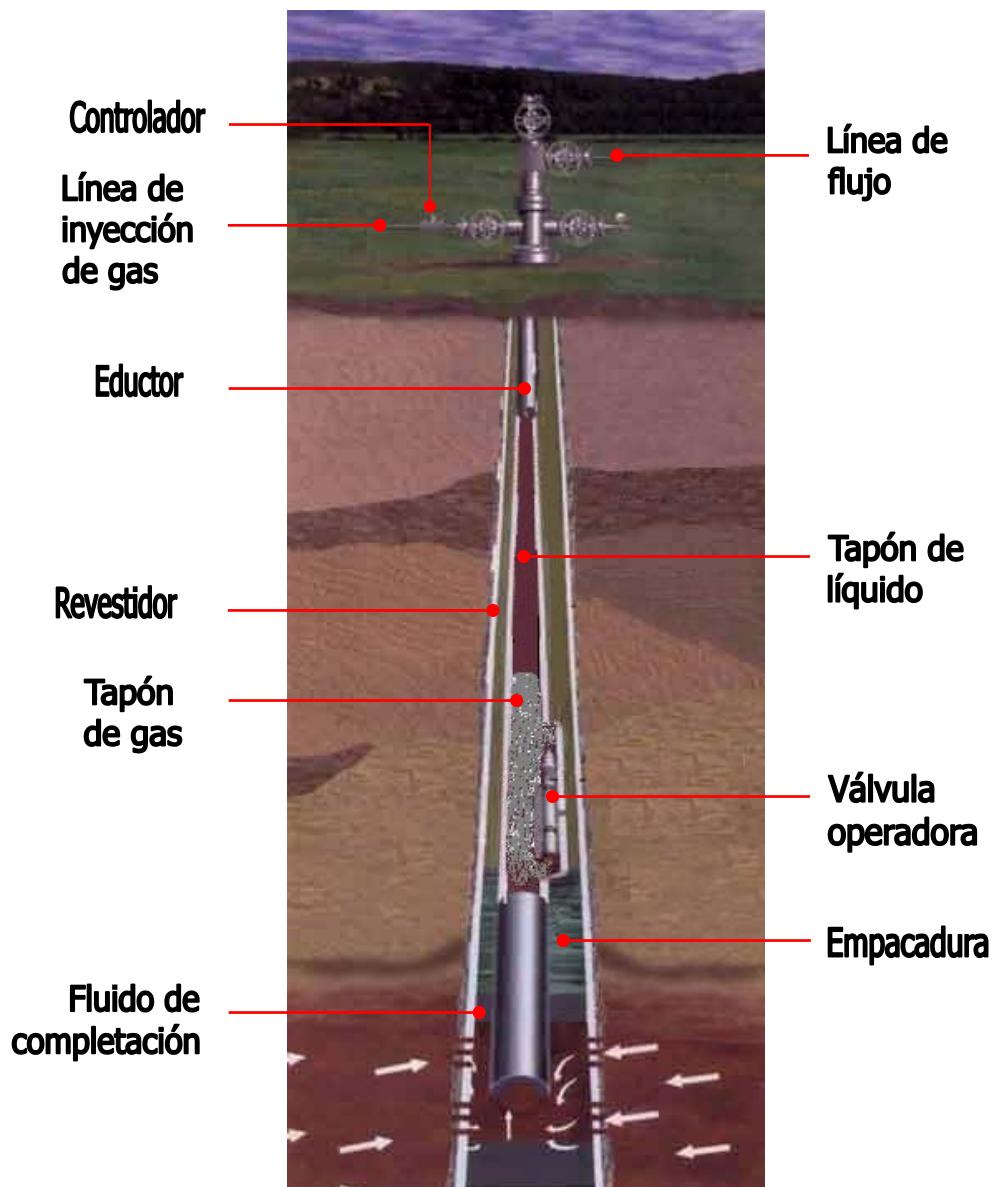


FUENTE: Red Intranet de PDVSA EPM.

Figura 11. Sistema de levantamiento artificial por gas continuo.

Flujo Intermitente

El sistema de levantamiento artificial por gas intermitente (LAG intermitente) es una técnica que permite producir petróleo crudo de yacimientos donde el LAG continuo deja de ser eficiente. El gas inyectado, de manera intermitente, impulsa tapones de líquidos acumulados en el eductor hasta la superficie. Véase Figura 12.



FUENTE: Red Intranet de PDVSA EPM.

Figura 12. Sistema de levantamiento artificial por gas artificial intermitente.

La inyección se realiza a través de una válvula operadora para controlar la presión y el volumen de gas inyectado por ciclo; esta válvula se encuentra ubicada a la mayor profundidad posible.

El control de la intermitencia puede ejercerse de tres maneras: (1) a nivel de la válvula operadora, (2) en el cabezal del pozo, a través de un controlador, o (3) desde el múltiple de gas, ubicado en superficie. Las ventajas y limitaciones que presentan los sistemas de levantamiento artificial por gas continuo e intermitente se resumieron en la Tabla 12.

Tabla 12. Ventajas/limitaciones del sistema de levantamiento artificial por gas.

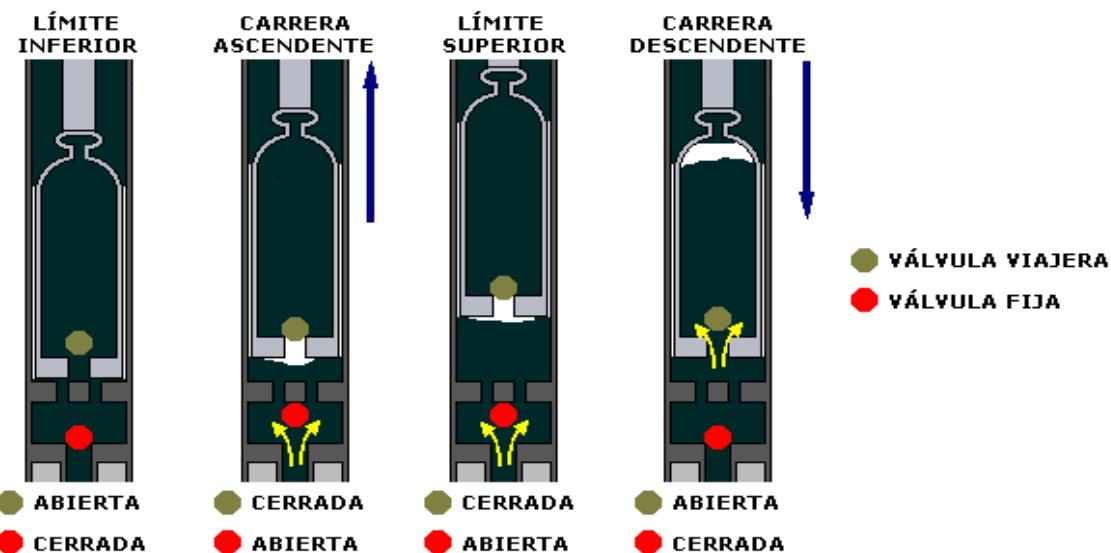
VENTAJAS	LIMITACIONES
<ul style="list-style-type: none"> ➤ El sistema LAG continuo puede producir a altas tasas (>400 BNPD) y el LAG intermitente a bajas tasas (<400 BNPD) de petróleo. ➤ La producción de arena con el fluido no afecta el equipo de levantamiento artificial. Limitada por problemas en instalaciones de superficie. ➤ El sistema no es afectado por los grados de desviación que presente el pozo. ➤ El sistema se caracteriza por tener pocas partes móviles, dando así una mayor vida de servicio que otros sistemas de levantamiento artificial. ➤ Los costos de operación son relativamente bajos, dependerá del costo de combustible y mantenimiento del compresor. La clave es inyectar a la mayor profundidad posible con la óptima RGP. ➤ Cuando se detecta el mal funcionamiento de las válvulas, se pueden reemplazar, mediante trabajos de guaya fina, sin necesidad de sacar la tubería. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se debe disponer de un compresor a alta presión (cerca de 1200 lpc). ➤ No es recomendable, por razones de índole económica, aplicar este sistema en pozos muy retirados del sistema de distribución de gas de alta presión. ➤ Es difícil diseñar una instalación en pozos completados con doble sarta, cuando existe una gran diferencia de profundidad entre las dos zonas productoras y la inferior tiene baja presión. ➤ Si el gas usado para levantamiento es altamente corrosivo, puede dañar todas las instalaciones. Este tipo de gas debe ser tratado con anterioridad. ➤ El revestimiento de producción del pozo debe estar en buenas condiciones, a fin de que el gas no se filtre antes de alcanzar el punto deseado de inyección en el eductor. ➤ En LAG intermitente, los ciclos deben ser periódicamente ajustados, lo cual es complicado y laborioso.

FUENTE: Basado en apuntes de la materia Ingeniería de Producción I. (Sem.: 1-2000), dictada por el Prof. Wladimiro Kowalchuk. Escuela de Ingeniería de Petróleo. UCV.

3.2.4.2 Bombeo Mecánico (BM)

Este método emplea una bomba reciproceante de desplazamiento positivo en el fondo del pozo para elevar la presión del fluido y enviarlo a la superficie. La bomba de subsuelo esta compuesta por los siguientes elementos básicos: el barril o camisa, el pistón o émbolo, la válvula fija o estacionaria y la válvula viajera.

Las válvulas fija y viajera, son válvulas de no retorno, de bola y asiento, de modo que sólo permiten el flujo en la dirección hacia el cabezal, ubicado en la superficie. El volumen encerrado entre estas dos válvulas constituye la cámara de bombeo. Para que ocurra la acción de bombeo, el pistón realiza un movimiento reciproceante dentro de la camisa. Cuando el pistón asciende, la válvula viajera se cierra y la fija se abre, permitiendo la entrada de fluido hacia la cámara de bombeo. Cuando el pistón desciende, se cierra la válvula estacionaria y se abre la válvula viajera, lo cual permite la salida del fluido de la cámara de bombeo hacia la descarga de la bomba. Véase Figura 13.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 13. Movimiento reciproceante en un sistema de bombeo mecánico.

La bomba de subsuelo es accionada por una sarta de cabillas que transmite el movimiento reciproceante desde la superficie hasta la bomba. En el extremo superior de la sarta de cabillas se encuentra la barra pulida, la cual junto a la prensa-estopa colocada sobre el cabezal se encargan de garantizar un buen sello que minimice la fuga de fluidos hacia la

superficie. La barra pulida es accionada por el elevador colocado en el cabezote del balancín de superficie. La Figura 14 muestra los principales componentes que conforman un sistema de levantamiento por bombeo mecánico.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 14. Sistema de levantamiento por bombeo mecánico.

El balancín es un conjunto de elementos mecánicos que se encargan de transformar el movimiento giratorio de un motor, generalmente eléctrico, en movimiento reciprocatante. Debido a que el número de carreras por minutos requeridos a nivel del sistema de bombeo debe ser relativamente bajo, es necesario colocar una caja reductora o de engranaje entre el motor y el balancín que disminuya la velocidad.

Existen dos tipos de bombas de desplazamiento lineal, operadas por cabillas de succión: (1) *Bombas de tubería*: van enroscadas al extremo del revestidor o del eductor y pueden trabajar para tasas de producción mayores de 350 BNPD, y (2) *Bombas insertables*: son colocadas por guaya fina y se asientan a la profundidad deseada dentro del eductor. Trabajan para bajas tasas de producción (<400 BNPD) y pueden asentarse hasta profundidades de 7000 pies.

La Tabla 13 muestra las principales ventajas y limitaciones del sistema de levantamiento por bombeo mecánico.

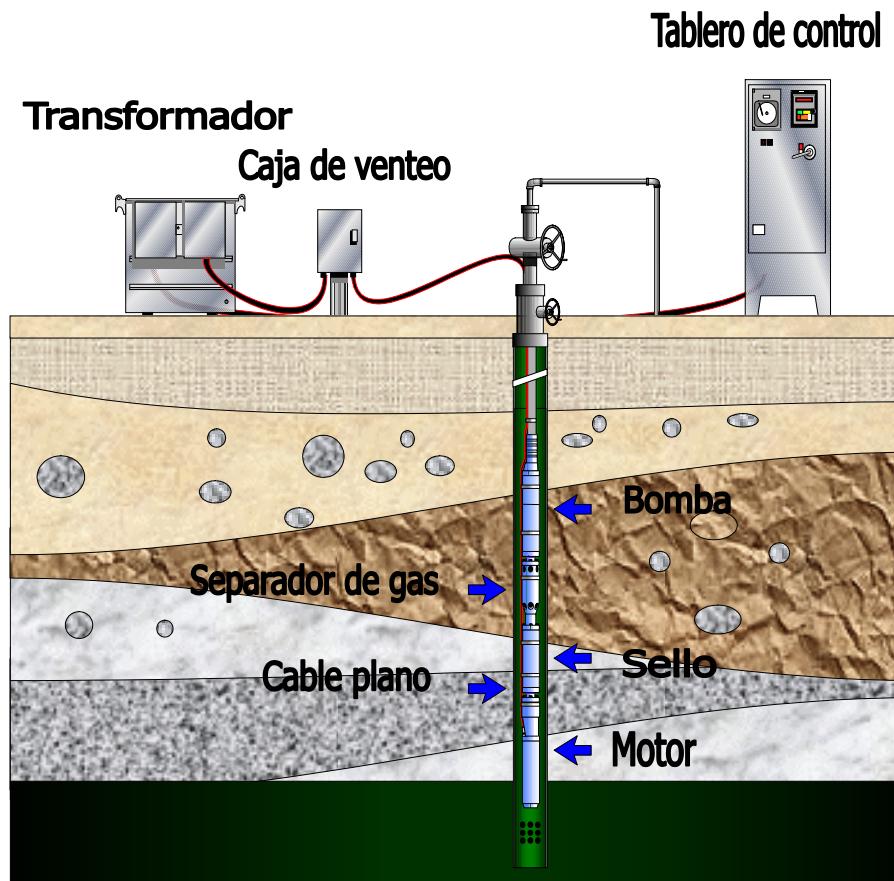
Tabla 13. Ventajas/desventajas del método de bombeo mecánico.

VENTAJAS	LIMITACIONES
<ul style="list-style-type: none"> ➤ El rango de aplicación para este método de levantamiento se encuentra entre 20 y 2.000 barriles por día para una diversidad de condiciones de operaciones que van desde crudos extrapesados (>8,5 °API) hasta crudos livianos de 40 °API, con viscosidades cerca de 10.000 cp a condiciones de fondo. ➤ Bajo costo operacional en yacimientos de mediana profundidad (<7.500 pies) y tasas menores de 400 BNPD ➤ Excelente flexibilidad: pueden alternarse con la velocidad de embolada con longitud y tamaño del pistón ➤ Excelente manejo de la corrosión y las escamas: tratamiento en baches con inhibidores en el anular son usados para el control de la corrosión y depósitos de escamas. ➤ Resistencia a altas temperaturas: usado corrientemente en operaciones térmicas (cerca de 550 °F) ➤ Es posible achicar el pozo hasta la bomba. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Alta inversión para producir grandes volúmenes (>300 BNPD) desde medianas profundidades (4500-7000 pies). ➤ En cuanto al manejo de gas libre, se puede ventear, usar separadores o anclas de gas, diseñadas según necesidades de la bomba. Habilidad pobre si el gas libre es mayor del 50 %. ➤ Problemático en pozos desviados ya que se incrementan los esfuerzos en cabillas, bombas y barra pulida. ➤ Altos costos de mantenimiento. ➤ Su habilidad para manejar arenas es pobre. Para bombas especiales puede ser visible el manejo de hasta 0.1 % v/v de arena. ➤ Se requiere taladro para cambiar las bombas de tubería. ➤ Los niveles de ruido son moderadamente altos para zonas urbanas.

FUENTE: Basado en apuntes de la materia Ingeniería de Producción I. (Sem.: 1-2000), dictada por el Prof. Wladimiro Kowalchuk. Escuela de Ingeniería de Petróleo. UCV.

3.2.4.3 Bombeo Electrosumergible (BES)

El bombeo electrosumergible es una tecnología de levantamiento artificial que se basa en la utilización de bombas tipo centrifuga de múltiples etapas, ubicadas al fondo del pozo y accionadas por motores eléctricos. Véase Figura 15.



FUENTE: Adaptado de Alba LLanos: **Análisis y Evaluación del Sistema de Bombeo Electrosumergible (1998/2000) en la Unidad Monagas Sur (Campos Uracoa y Tucupita)**. Trabajo Especial de Grado. Octubre de 2001; pág. 15.

Figura 15. Sistema de bombeo electrosumergible.

La bomba incluye un sistema impulsor-difusor. El impulsor imparte el movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando una fuerza centrífuga, que lo impulsa al difusor. El difusor ejecuta, de manera parcial, la transformación de la energía cinética (velocidad) en presión, entregando el fluido a la siguiente etapa con una velocidad relativamente baja pero con mayor presión, permitiendo que el fluido llegue a la presión requerida en la superficie.

Como resultado, la bomba convierte la energía mecánica (suministrada al eje de la bomba por el motor, ubicado en el fondo del ensamblaje de subsuelo) en energía hidráulica (representada en presión y velocidad del fluido).

La potencia requerida por la bomba es suministrada por un motor eléctrico, mediante un cable de potencia, conectado al motor y sujetado al ensamblaje de fondo y a la tubería de producción por medio de bandas metálicas, cada 12 ó 15 pies, los cuales soportan el sistema de fondo y conectan el motor al suministro de energía en la superficie.

La caja de venteo constituye el conector del cable en la superficie; además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control, donde puede ocurrir una explosión.

La manipulación de parámetros eléctricos (frecuencias y voltajes) se puede efectuar en la superficie desde un tablero de control o un variador de frecuencia. Estos dispositivos controlan la baja y sobrecarga de voltaje, registran el consumo de energía o amperaje del motor en cualquier momento de la operación e inician el bombeo automático de la unidad. El variador de frecuencia difiere del tablero de control en que tiene dispositivos de control capaces de suministrar frecuencias y voltajes variables al motor.

Entre los principales beneficios que se obtienen con un variador de frecuencia son:

- (1) Permite arrancar los motores a baja velocidad reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba y componentes del motor; esto permite que la bomba puede arrancar en un rango por debajo de su frecuencia nominal y eventualmente reducir los desgastes y esfuerzos por abrasión; y
- (2) Protege el equipo de fondo de perturbaciones eléctricas; ya que el motor es muy sensible a cualquier baja y sobrecarga producida en la fuente de alimentación.

La Tabla 14 muestra las principales ventajas y limitaciones del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

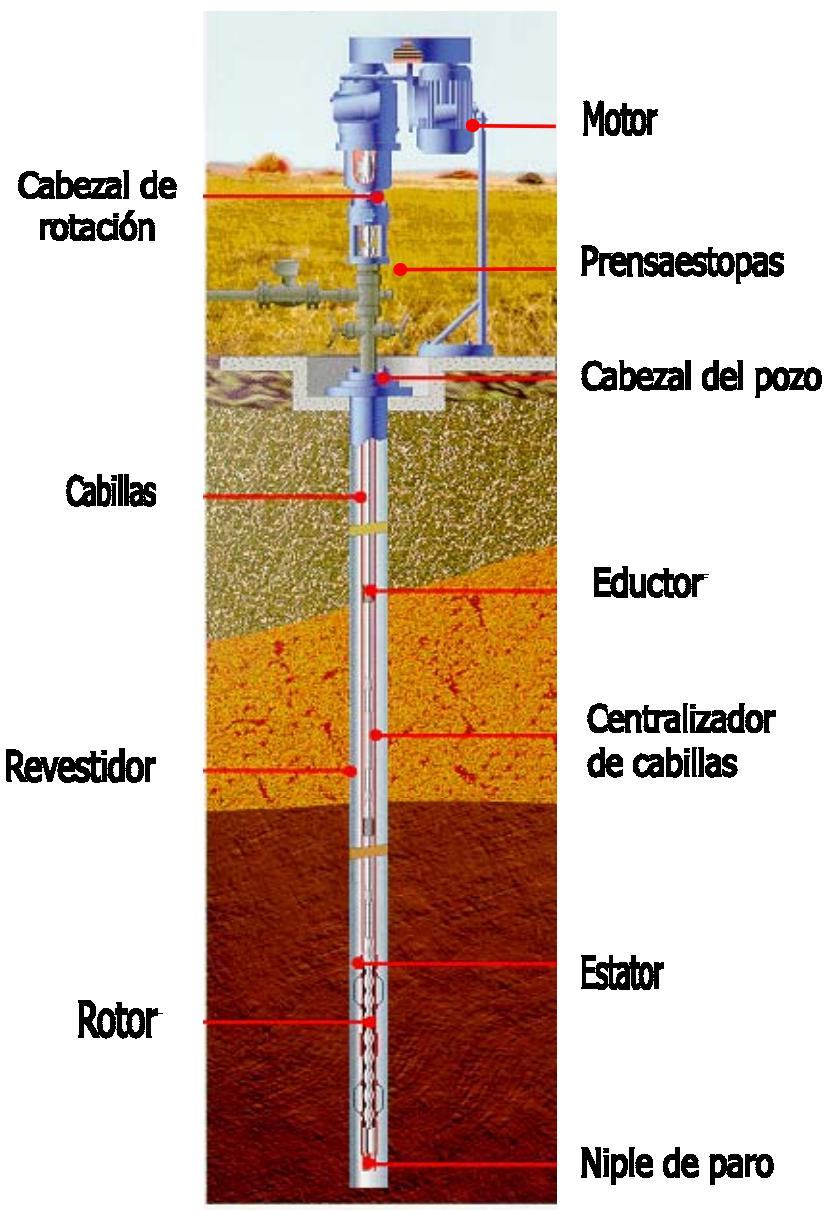
Tabla 14. Ventajas/limitaciones del método de bombeo electrosumergible.

VENTAJAS	LIMITACIONES
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Puede extraer altos volúmenes (30.000 B/d), de pozos poco profundos, completados con revestidores grandes (7-9½ pulgadas). ➤ La eficiencia total del sistema está alrededor del 50 % en pozos con tasas >1.000 B/d y menor a 40 % si la tasa es menor de 1.000 B/d. ➤ No crea problemas en localidades urbanas (bajo nivel de ruido) ➤ Con relación a profundidades, se han instalado equipos desde 1.500 hasta 12.300 pies. ➤ No presenta problemas en pozos inclinados. ➤ Aplicable en instalaciones costa afuera. ➤ Se puede aplicar tratamiento de corrosión y escamas en el pozo. También se pueden usar tratamientos con petróleo caliente para control de parafinas. ➤ Es eficiente para pozos ubicados en yacimientos con empuje de agua (acuífero activo) y/o sometidos a recuperación secundaria. ➤ Extensión de la vida productiva de un pozo al mantenerse activos con cortes de agua cercanos al 98 %. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se requieren altos voltajes (1.000 V) ➤ Los costos de operación van a depender del HP de la bomba. Un alto HP representa un alto costo de energía. ➤ No es práctico en pozos someros (<4.000 pies) con bajos volúmenes de producción (<400 B/d). No se puede aplicar en completaciones múltiples. ➤ El diámetro mínimo del revestidor es de 5½". ➤ El cambio de equipo resulta costoso. Usualmente requiere de un mayor tiempo que otros sistemas de levantamiento artificial para corregir fallas. Esto es debido a que la mayor parte de la unidad se encuentra en el subsuelo. ➤ El manejo del cable es delicado. Los cables se deterioran debido a las altas temperaturas. ➤ El manejo de sólidos es precario (< 200 ppm de sólidos). Mejora variando la resistencia de abrasión de los materiales pero incrementan los costos. ➤ Carece de flexibilidad en la tasa de producción. Usualmente las bombas corridas son de velocidad fija. Los variadores de frecuencia mejoran la flexibilidad pero aumentan los costos.

FUENTE: Basado en apuntes de la materia Ingeniería de Producción I. (Sem.: 1-2000), dictada por el Prof. Wladimiro Kowalchuk. Escuela de Ingeniería de Petróleo. UCV.

3.2.4.4 Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)

Las bombas de cavidad progresiva se caracterizan por su desplazamiento positivo rotatorio, en el cual el fluido es transportado entre los filamentos de tornillo del rotor y desplazado axialmente mientras el tornillo rota. Véase Figura 16.



FUENTE. Red Intranet de PDVSA EPM.

Figura 16. Sistema de bombeo de cavidad progresiva.

De hecho, la rotación de la sarta de cabillas, por medio de un motor eléctrico o de combustión interna, ubicado en la superficie, permite el giro del rotor dentro del estator fijo, causando que el fluido suba desde el fondo hacia la superficie.

Estas bombas mantienen un continuo volumen de líquido en las cavidades, entre la succión y la descarga, mediante la acción y posicionamiento del conjunto rotor-estator. Debido a estas características, las bombas de cavidad progresiva tienen la habilidad de manejar fluidos viscosos, abrasivos, multifásicos (petróleo, agua y gas) en un amplio rango de tasas de flujos (50-4.500 barriles por día).

El equipo de superficie posee un cabezal de rotación, especial para BCP, el cual tiene la tarea de soportar la carga axial generada tanto por el peso de la sarta de cabillas como por el peso de la columna de fluido sobre el rotor. El cabezal está constituido por dos tipos de rodamiento; aquellos que soportan carga axial y otros que absorben carga radial, a fin de mantener el eje del cabezal en posición vertical, un mecanismo antiretorno o freno, cuya función es evitar el giro inverso de la sarta de cabillas en una condición de parada del sistema, y un prensa-estopa, el cual tiene la función de evitar el derrame de crudo hacia los componentes superficiales del sistema en condiciones normales de operación.

El equipo de subsuelo, prácticamente, cuelga del cabezal del pozo. El rotor está unido a la sarta de cabilla el cual, a su vez, se conecta al cabezal rotatorio. La rotación de la sarta de cabillas suministra el torque; la velocidad es controlada por un sistema de transmisión que incluye cajas reductoras de engranajes y poleas, ubicado en el equipo motriz de la superficie. En caso que el motor se acople directamente a la caja reductora, se suele instalar un variador de frecuencia al motor en sustitución del sistema de poleas para el control de la velocidad de bombeo.

Las BCP pueden ser del tipo tubular o insertables. Las bombas tubulares se caracterizan porque el estator se baja al pozo, suspendido en la tubería de producción y, posteriormente, con la sarta de cabillas se baja el rotor. En las bombas tipo insertables, se baja un niple de asentamiento con el eductor para más tarde bajar, con la sarta de cabillas, tanto el estator como el rotor, como un conjunto único. Para cambiar una BCP insertable se requiere menor tiempo (aprox. 8 horas) que la tipo tubular (aprox. 24 horas); ya que sólo se requiere sacar

las cabillas y el conjunto rotor-estator; por el contrario, para reemplazar una bomba tipo tubular se hará necesario sacar las cabillas y el eductor. La Tabla 15 muestra las principales ventajas y limitaciones de un sistema de levantamiento por bombeo de cavidad progresiva.

Tabla 15. Ventajas/limitaciones del sistema por bombeo de cavidad progresiva.

VENTAJAS	LIMITACIONES
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Su consumo de energía es menor que los sistemas de levantamiento por bombeo mecánico y electrosumergible. ➤ Manejo eficiente de arena, por encima del 50 % en crudos con viscosidades superiores a 200 cp. ➤ Preserva el ambiente en áreas pobladas, ya que hay menor contorno en la superficie y el nivel de ruido es bajo. ➤ Su muy limitado espacio sobre la superficie, lo hace disponible para múltiples localizaciones y plataformas costa fuera. ➤ Reduce el problema de flotabilidad de las cabillas en crudos pesados, que presenta el bombeo mecánico 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ El estator elastomérico es muy susceptible a compuestos aromáticos. De hecho, los mayores problemas se presentan al seleccionar el elastómero más adecuado. La adaptabilidad y versatilidad depende considerablemente del desarrollo y selección de los materiales adecuados. ➤ El periodo de vida útil dependerá del estator y el rotor. ➤ Limitado hasta profundidades cercanas a 5.000 pies.

FUENTE: Basado en apuntes de la materia Ingeniería de Producción I. (Sem: 1-2000), dictada por el Prof. Wladimiro Kowalchuk. Escuela de Ingeniería de Petróleo. UCV.

3.2.4.5 Otras Generalidades

Los límites de los sistemas de levantamiento artificial están extendiéndose al uso de más de una técnica en el mismo pozo, tal como gas lift combinado con bombeo electrosumergible y bombas de cavidad progresiva manejadas por motores electrosumergibles^[26].

La selección del mejor método de levantamiento artificial relaciona consideraciones de ingeniería eléctrica, mecánica e hidráulica. Idealmente, la evaluación del método incorpora todos los parámetros del sistema de producción que van desde el borde del yacimiento hasta los procesos de planta.

Seleccionar el sistema o la combinación de métodos correctamente es incluso más crítico cuando el ajuste se efectúa en términos de fallas, paradas de los equipos y subsiguiente costo de intervención.

La evaluación inicial podría indicar un método de levantamiento artificial como bombeo electrosumergible para obtener las más altas tasas de producción, pero un posterior análisis podría revelar que el gas lift era mejor.

Los requerimientos del equipo de levantamiento, el tamaño y complejidad del sistema de producción y la potencia requerida para levantar los fluidos del pozo a la tasa deseada hacen que el levantamiento artificial sea costoso para instalarlo y operarlo.

Cada sistema está sujeto requerimientos de levantamiento y objetivos operacionales diferentes. Sin embargo, existe solapamiento entre estos sistemas dependiendo de las condiciones de subsuelo, tipos de fluidos producidos e instalaciones de superficie. Véase Tabla 16.

²⁶ Sección Traducida de Roy Fleshman y Harrison Lekic: **Artificial Lift for High-Volume Production**. Oil Field Review, N° 11-1, Primavera de 1999. Pág.49.

Tabla 16. Aplicabilidad relativa de los sistemas de levantamiento artificial.

CONDICIÓN	ESPECIFICACIONES	GAS LIFT	BOM BEOM ECÁNICO	BOM BEO ELECTROSUMERGIBLE	BOM BEO DE CAVIDAD PROGRESIVA
Producción/ yacimiento y pozo					
Número de pozos	1 a 20	2	1	1	1
	Mayor de 20	1	1	1	1
Tasa de producción	Menor de 1.000 b/d	2	1	2	1
	1.000 a 10.000 b/d	1	2	1	2
	Mayor de 10.000 b/d	1	3	1	3
Peso fundido del pozo	Menor de 2.500 pies	2	1	2	1
	2.500 a 7.500 pies	1	2	1	2
	Mayor de 7.500 pies	1	2	1	3
Tamaño de casiling	4 1/2 pulgadas	2	1	2	1
	5 1/2 pulgadas	1	1	1	1
	7 pulgadas	1	2	1	2
	9 7/8 pulgadas	1	2	1	3
Inclinación del pozo	Vertical	1	1	1	1
	Desviado	1	2	1	3
	Horizontal	1	2	1	3
Severidad del patrón de peso	Menor de 3 1/200 pies	1	1	1	1
	3 a 10 1/200 pies	1	2	1	2
	Mayor de 10 1/200 pies	1	3	2	3
Temperatura	Menor de 250°F	1	1	1	1
	250 a 350°F	1	1	1	3
	Mayor de 350°F	1	1	2	3
Presión de fondo fluyente	Menor de 100 psi	3	1	1	1
	100 a 1.000 psi	2	1	1	1
	Mayor de 1.000 psi	1	1	1	1
Complejidad	Simpla	1	1	1	1
	Dualo zonas múltiples	1	3	2	2
Estabilidad del hoyo	Estable	1	1	1	1
	Variable	1	1	2	1
Mecanismo de recuperación	Primario	1	1	1	1
	Secundario	3	1	1	1
	Mejorado	2	2	2	2
Propiedades de los fluidos					
Corte de agua	Bajo	1	1	1	1
	Medio	2	1	1	1
	Alto	3	1	1	1
Viscosidad del fluido	Menor de 100 cp	1	1	1	1
	100 a 500 cp	1	1	1	1
	Mayor de 500 cp	2	1	3	1
Fluidos corrosivos	Si	1	2	2	2
	No	1	1	1	1
Arenas y finos	Menor de 10 ppm	1	1	1	1
	10 a 100 ppm	1	2	2	1
	Mayor de 100 ppm	1	3	3	1
Relación gas petróleo	Menor de 500 PC/BF	2	1	1	1
	500 a 2.000 PC/BF	1	2	1	2
	Mayor de 2.000 PC/BF	1	3	2	2
Relación vapor líquido	Menor de 0.1	2	1	1	1
	0.1 a 1.0	1	2	2	2
	Mayor de 1.0	1	2	2	2
Contaminantes	Escama	1	2	2	1
	Parafina	2	2	2	1
	Asfaltenos	2	2	2	1
Tratamientos	Menor de escama	1	1	2	2
	Menor de cohesión	1	1	2	2
	Solventes	1	1	2	3
	Ácidos	1	2	2	2
Infraestructura de la superficie					
Ubicación	Térrea	1	1	1	1
	Costa afuera	1	3	1	2
	Sobresextos	2	2	1	1
	Ambientes sensibles	2	2	1	2
Potencia eléctrica	Servicio	1	1	1	1
	Generación propia	1	2	2	2
Restricciones de espacio	Si	2	3	1	2
	No	1	1	1	1
Servicio de pozo	Taladro de rehabilitación	1	1	1	1
	Colad tubing	1	3	2	3
	Snubbing	1	3	2	3
	Guaya fina	1	3	2	3

Leyenda:

1 Bueno a excelente

2 Regular a bueno

3 No recomendado a regular

FUENTE: Adaptado de Roy Fleshman y Harrison Lekic, op.cit. pág. 48.

3.3 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE PETRÓLEO

En virtud que el petróleo que se extrae del subsuelo viene acompañado de sedimentos, agua y gas, se hace necesario, previo a su explotación, la construcción de instalaciones que acondicionen el crudo para su eventual comercialización. Para ello, estas instalaciones deben integrar un sistema que recolecte, separe y almacene los fluidos extraídos por separado.

El sistema de recolección de petróleo está integrado por un conjunto de instalaciones: pozos y estaciones de flujo que se comunican entre sí, mediante tuberías de diferentes capacidades, hasta los patios de tanque. Véase Figura 17.



FUENTE: Red Intranet de PDVSA EPM.

Figura 17. Sistema de recolección de petróleo.

Desde el cabezal del pozo arranca la tubería o línea de flujo⁹ que, tendida sobre el suelo, llega a una estación de flujo, específicamente a un cañón o múltiple de producción, diseñado para recibir, controlar y distribuir el flujo proveniente de un grupo de pozo, que aporten crudos de características similares, a saber: densidad o gravedad API, base composicional (parafínica, asfáltica o mixta), viscosidad, etc.

El cañón de producción, a través de la disposición apropiada de sus válvulas, ofrece el manejo total del flujo proveniente de los pozos que ha de pasar por los **separadores gas-líquido de producción**, el aislamiento de la producción de cada pozo al **múltiple de prueba**,

⁹ El número de líneas de flujo que posee cada cabezal dependerá de la terminación del pozo: (1) sencilla, (2) doble o (3) triple. Véase Efraín E. Barberi, op.cit., págs. 176-179.

así como también provee puntos de inyección de químicos (demulsificantes^k y antiespumantes^λ).

Básicamente la operación en la estación de flujo comprende separar el gas de la corriente líquida (petróleo y agua), a través de los separadores gas-líquido de producción. Esta etapa es necesaria; ya que el subsiguiente manejo del crudo demandará petróleo libre de gas.

Otra actividad que ocurre, rutinariamente, en la estación de flujo es la prueba de producción por pozo. Esta prueba consiste en determinar la tasa de petróleo, gas y agua de cada pozo que se conecta al múltiple, a través de la línea de flujo. El resultado de esta prueba ayudará al análisis y pronóstico del comportamiento de la producción por pozo. Por lo general, esta prueba es llevada a cabo una (1) vez al mes.

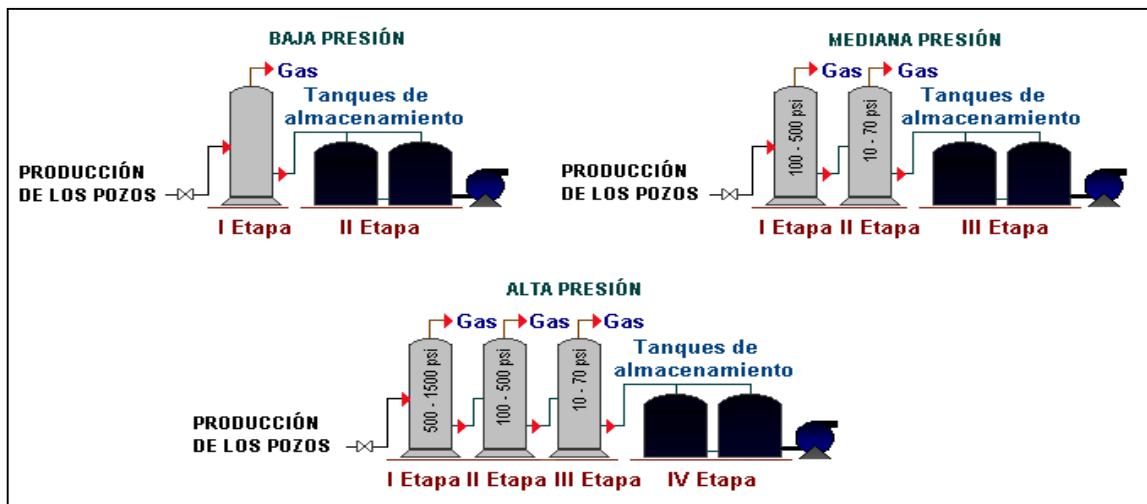
La prueba de producción, en líneas generales, se lleva de la siguiente manera: luego de llegar la mezcla de fases (petróleo, gas y agua) de cada pozo al cañón de producción, es transferido a un cañón de pruebas y posteriormente a un separador **gas-líquido de prueba**, generalmente de menor capacidad volumétrica que el separador de producción. Despues de separar el gas del líquido (petróleo y agua), la corriente líquida es almacenada en un tanque, a fin de medir el volumen de agua y petróleo por aforamiento.

El contenido de agua y sedimentos en el crudo se determina mediante el análisis de laboratorio de una muestra tomada del tanque. Finalmente, el gas es medido por medio de un sistema de placa-orificio y carta de registro, donde se determina el caudal de gas producido. Los separadores gas-líquido, según su diseño, pueden funcionar en etapas de separación de alta, mediana o baja presión. Las distintas etapas de separación están regularizadas por varios factores, a saber: caudal de petróleo, gas y agua, presión del crudo en la entrada del separador, relación gas-petróleo (RGP), tipo de crudo, temperatura, entre otros.

^k Facilita el proceso de deshidratación del crudo.

^λ Cada estación dispone de tanques con productos químicos antiespumantes, generalmente compuestos de silicon (10%) y gas-oil, los cuales son inyectados al cañón de producción con el fin de evitar la formación de espuma en el crudo que entra al separador.

La etapa final para separar el gas del petróleo ocurre en tanques de almacenamiento, ubicados en la estación de flujo, donde todavía se desprende gas, a una presión levemente mayor o igual a la atmosférica. El objetivo principal de estos tanques es brindarle suficiente succión a la bomba, la cual transferirá la corriente líquida (agua y petróleo) hacia una **estación principal**¹⁴ o directamente a un **múltiple de recepción**, ubicado en el patio de tanques. Véase Figura 18.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 18. Instalaciones de separadores y sus respectivas etapas de separación, de acuerdo a la presión de entrada al separador.

El múltiple de recepción, ubicado en el patio de tanques, recibe la producción de un grupo de estaciones de flujo, a fin de distribuirla o desviarla hacia los diferentes tanques (recibo, tratamiento y almacenamiento) que conforman el patio.

Los crudos que llegan a cada múltiple de recolección presentan características similares llamada **segregaciones de campo**. Estas segregaciones están identificadas por nombres propios de cada área (véase Apéndice A), lo cual le permiten a la industria petrolera colocar su producción en el mercado internacional, al mezclarlas unas con otras (**cocktails**). Cabe destacar que cada segregación comercial o cocktails tiene características físico químicas propias que le permiten su reconocimiento a escala mundial —por ejemplo, Tía Juana Liviano; crudo que forma parte de la cesta OPEP— como también estimar el precio del

¹⁴ La modalidad de bombear la corriente líquida hacia una estación principal de flujo es aplicada en muchas áreas petroleras del oriente venezolano.

barril de petróleo comercializado, usando como referencia los marcadores petroleros internacionales (WTI y Brent).

La segregación de campo que llega al múltiple de recepción es enviada a un tanque de recepción. Una vez que se ha llenado este tanque de recibo, el crudo es enviado a un proceso de deshidratación (calentamiento, asentamiento, tanque de lavado, etc.), hasta que el contenido de agua en el crudo sea menor al uno (1) por ciento ^{v/v}.

La presencia de agua en el crudo es indeseable no sólo porque es una impureza sin valor sino porque el agua contiene sales inorgánicas tales como cloruros, sulfatos, carbonatos de calcio, sodio o magnesio, susceptibles de provocar la corrosión e incrustaciones en las instalaciones de transporte y refinación. En las refinerías las altas temperaturas causan la evaporización del agua, creando ondas expansivas que ocasionan serios daños. Además, altos contenidos de sal (mayores de 40 ptb) pueden ocasionar no sólo la corrosión sino envenenamiento de los catalizadores.

La etapa de deshidratación pudo haber comenzado aguas arriba; es decir, a través de la inyección de demulsificantes en el cañón de producción, ubicado en la estación de flujo, con el objeto de aprovechar el tiempo y energía de mezclado entre el crudo y el demulsificante en el recorrido hacia el patio de tanques. El agua que se separa del crudo es tratada químicamente (inhibidores de escamas, bactericidas, secuestradores de oxígeno, inhibidores de corrosión, etc.) para su eventual uso en proyectos de recuperación secundaria o mejorada de petróleo. Otra opción para el manejo del agua consiste en inyectarla en depósitos subterráneos (**disposal well**)^[27].

Luego del proceso de deshidratación, el crudo es transferido a tanques de almacenamiento que, dependiendo del tipo de crudo, pueden ser de techo flotante, de techo fijo o de doble techo. La norma de PDVSA especifica que sólo los crudos livianos y condensados deben ser almacenados en tanques de techo flotante.

La principal razón de almacenar crudos livianos y condensados en este tipo de tanque es evitar la pérdida por evaporación de los componentes volátiles del crudo, a fin de mantener

²⁷ Patton, C. C.: **Applied Water Technology**. 1^{era} Edición. Oklahoma, USA. Junio (1986). Págs. 289-291.

al máximo los valores de gravedad API y evitar el impacto ambiental que ocasiona el venteo de vapores.

La práctica de usar tanques de techo doble (uno fijo tipo domo y otro flotante) también está orientada a evitar la pérdida por vaporización de las fracciones más livianas del crudo, pero con el suplemento adicional que el techo fijo le ofrece protección a los sellos del techo flotante y como resultado, los gastos de mantenimiento del techo flotante son reducidos. Por el contrario, los crudos extrapesados, pesados y medianos son almacenados en tanques de techo fijo.

Luego que se ha tratado y almacenado el crudo en los tanques, se inicia su fiscalización, con el objeto de determinar el pago de regalías e impuestos de la cantidad y calidad del crudo recolectado. La fiscalización es custodiada por un funcionario del Ministerio de Energía y Minas y, básicamente, consiste en medir el volumen de crudo en el tanque por aforamiento, determinar la gravedad API del crudo, corregida a 60°F, y su contenido de agua y sedimentos, sal y otros elementos, mediante el análisis de laboratorio de una muestra tomada del tanque. Posteriormente, el crudo es bombeado, a través de oleoductos troncales o primarios, hasta los centros de almacenamiento de las refinerías y/o terminales de embarque. Véase Figura 19.



FUENTE: Red Intranet de PDVSA EPM (adaptado por autores).

Figura 19. Red de distribución de crudo del área sur de Venezuela (julio de 2002).

3.4 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS

A pesar de estar el gas natural íntimamente asociado al petróleo, se desconocían las cualidades y virtudes de este noble producto, por lo que durante mucho tiempo fue quemado en grandes mecheros (**mechurrios**) y en ocasiones, arrojado a la atmósfera. Con el tiempo y como resultado del esfuerzo de la Oficina Técnica de Hidrocarburos, actualmente Ministerio de Energía y Minas, se fue comprendiendo su importancia, y en 1945, con la promulgación del primer ordenamiento legal sobre conservación y utilización del gas natural, se inicia el proceso de su protección.

Un paso importante hacia el uso inteligente y productivo del gas natural, como fuente de energía y materia prima en el área industrial, fue el desarrollo de la infraestructura adecuada que permitiera la variedad de su uso y la obtención de productos con un alto valor comercial.

Como se expuso previamente, el gas proveniente de los pozos es separado del crudo en la estación de flujo, a través de los separadores gas-líquido. La corriente de gas, ya separada del crudo, es enviada a un **depurador**, ubicado en la estación de flujo, el cual remueve las trazas de crudo que han sido arrastradas del separador.

Una vez que el gas de baja presión (30-120 lpc) pasa por el depurador es enviado a plantas o miniplantas de compresión, a través de gasoductos, donde es transformado a gas de alta presión (por encima de 1200 lpc), comenzando así su proceso de distribución. La Figura 20 muestra las etapas de recolección del gas.

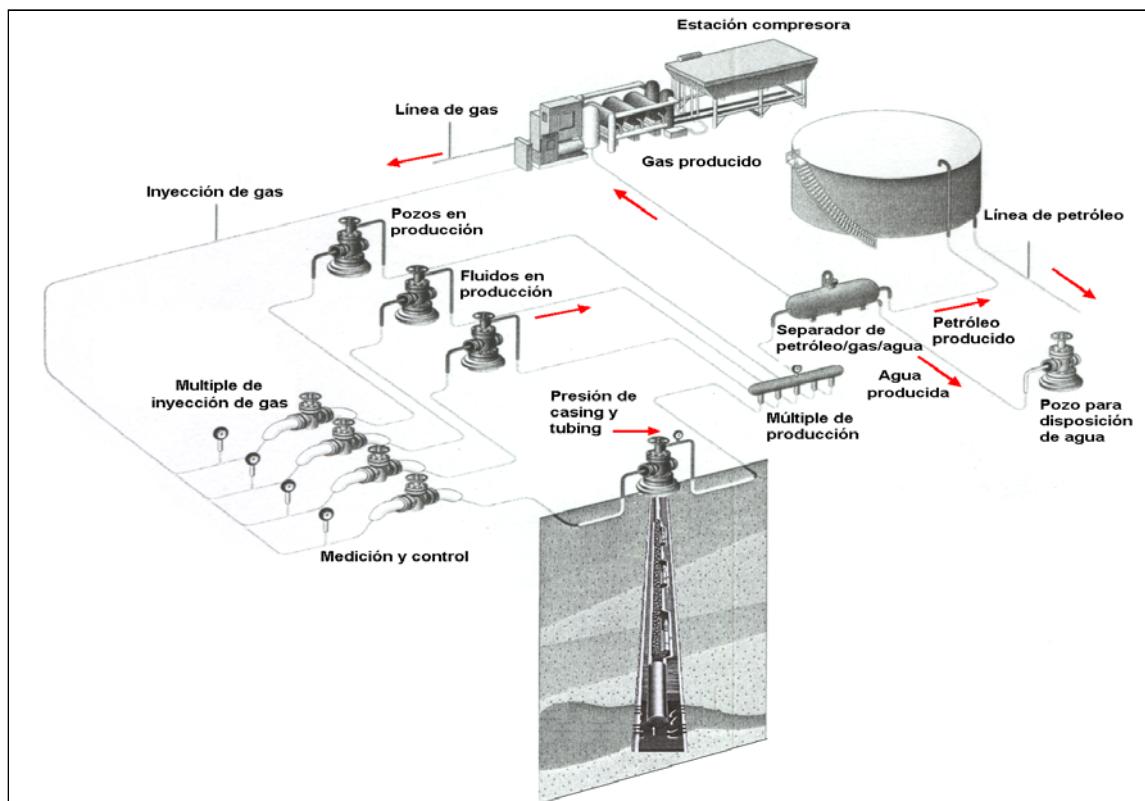


FUENTE: Red Intranet de PDVSA EPM (adaptado por autores).

Figura 20. Sistema de recolección de gas.

3.5 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS

El sistema de distribución de gas transfiere gas de alta presión, provenientes de las unidades de compresión, hasta los pozos, con la finalidad de dar soporte al levantamiento artificial por gas y/o proyectos de recuperación secundaria/ mejorada. Véase Figura 21.



FUENTE: Adaptado de Roy Fleshman y Harrison Lekic, op.cit. pág. 55.

Figura 21. Soporte de gas al sistema de levantamiento artificial por gas.

Esta distribución también involucra el suministro de gas a la misma industria petrolera como combustible para generación eléctrica, y envío de gas a plantas de procesamiento para obtener productos como: metano (CH_4), etano (C_2H_6), gas licuado del petróleo^v (GLP) y gasolina natural (C_5H_{12} plus) para su eventual comercialización.

^v Principalmente C_3H_8 (propano) y C_4H_{10} (butano).

CAPÍTULO 4

PDVSA ANTE EL MERCADO

4.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Las enormes caídas que la reducción de los precios del petróleo ocasiona en los ingresos de las naciones productoras de esta materia prima han dado lugar a que los países miembros de la OPEP planteen la necesidad de cumplir cabalmente la reducción de la oferta petrolera por parte de cada uno de sus miembros, aun sabiendo que el incremento de los precios del petróleo no depende exclusivamente de las decisiones de la Organización.

Ante esta necesidad, el Estado venezolano, a través del Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, transmite lineamientos a su empresa petrolera PDVSA, en su condición de único accionista, para llevar a cabo el recorte de producción.

Estas medidas se justifican en virtud de que, cuando la demanda baja, inmediatamente se siente el efecto de la caída de los precios en todas las actividades de la industria. No obstante, la reducción de la oferta petrolera conlleva a ajustar el volumen de producción a niveles descendente; acción que repercute desde los pozos hasta los expendios de gasolina, inclusive todas las operaciones corriente arriba y corriente abajo del negocio. Como es natural, estas acciones afectan a todos los programas y proyectos de la industria por razones económicas.

Por otra parte, PDVSA deberá plantear sus propias metodologías de comercialización que, además de seguir maximizando, en la medida de lo posible, los ingresos por venta de crudo y derivados, mantenga también su imagen, su estilo, sus relaciones con la clientela y su posición empresarial como suplidor confiable para mantener su participación en los mercados internacionales. Cada mercado tiene sus propias modalidades técnicas, sus requerimientos específicos de crudos y/o productos, y sus aspectos administrativos y financieros muy particulares.

Por tanto, para satisfacer eficazmente la cartera de clientes se debe visualizar con anterioridad, a la reducción de producción, la cadena de procesos y servicios operacionales y administrativos que conjugan las actividades de exploración, perforación, producción, transporte, refinación y manufactura, comercialización y mercadeo, funciones corporativas y apoyos afines.

4.2 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE PDVSA

La capacidad de producción de PDVSA, para el mes de agosto de 2002, se aproxima a los 3,5 millones de barriles diarios (MMBD) de crudo y condensado y 6,8 millardos de pies cúbicos de gas por día (MMMPCD).

El 72 por ciento de la capacidad de producción de crudo corresponde a esfuerzo propio, 17 por ciento a los Convenios Operativos y 11 por ciento a las Asociaciones Estratégicas suscritas por PDVSA con consorcios privados. La producción de crudo y gas proviene de unos 2.540 yacimientos^[28].

En términos generales, la capacidad de producción es un concepto dinámico que está constantemente cambiando con el tiempo; la planificación y la inversión son requeridas para mantenerla a un nivel dado. PDVSA no es la excepción para tal regla, ya que, su producción está sujeta a los lineamientos del Estado que, a su vez, se ve afectada por los factores que influencian la producción OPEP. Véase Figura 22.

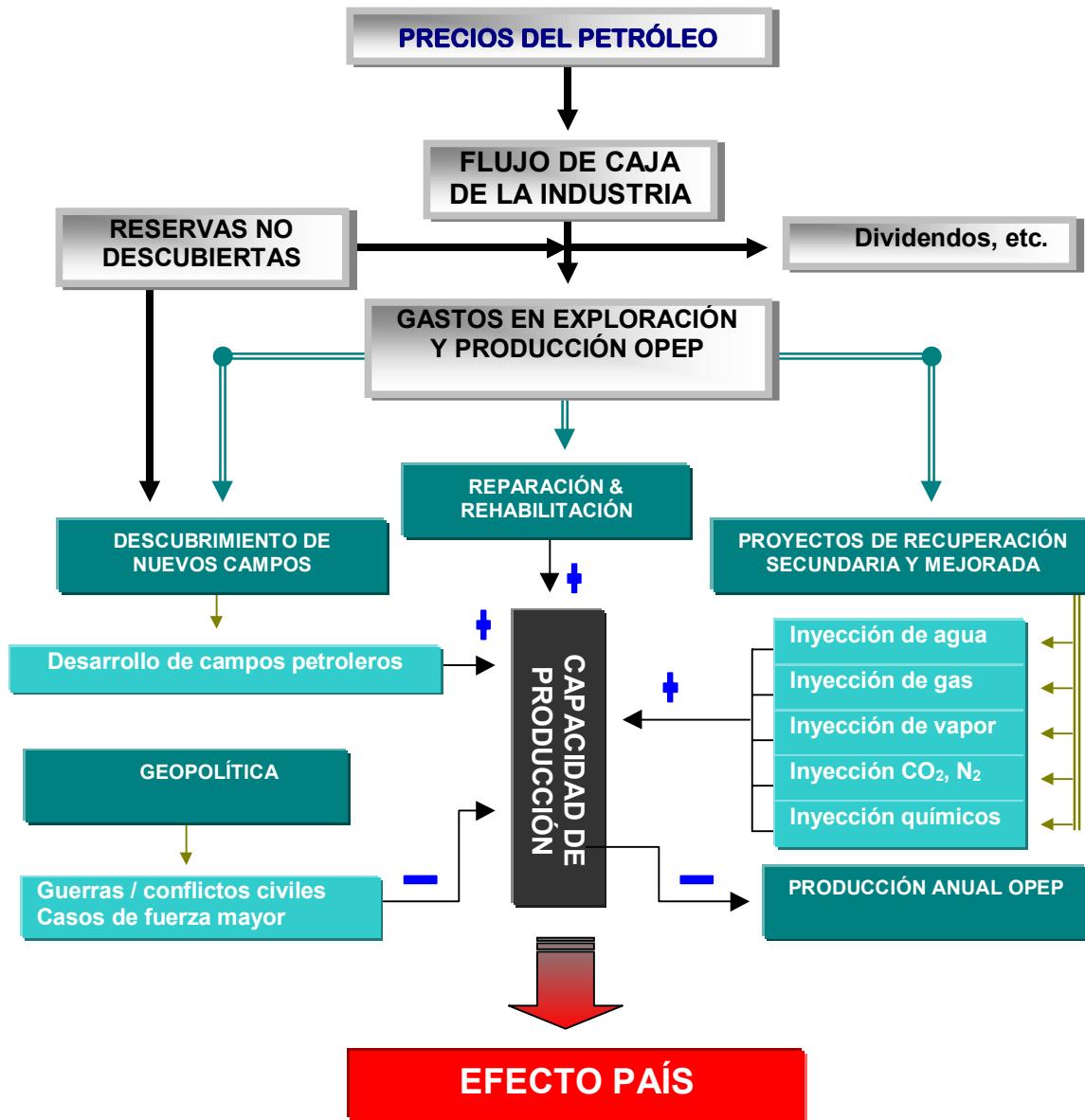
Alí Morteza Samsam Bakhtiar^[29], experto de la División de Planificación Corporativa de la compañía petrolera nacional iraní (National Iranian Oil Co.), señala que cinco (5) factores principales influyen sobre la capacidad de producción de la OPEP; cuatro (4) de ellas son, en gran medida, dependientes de los precios del crudo; ya que las expectativas de precios proporcionan un componente crucial en las decisiones de inversión, como también impactan directamente el flujo de caja de la industria. Estos factores son:

- Reparación y rehabilitación de pozos.

²⁸ Todas las cifras que corresponden a esta sección han sido obtenidas de la página web de Petróleos de Venezuela, S. A.: <http://www.pdvsa.com>

²⁹ Alí Morteza Samsam Bakhtiar: **OPEC's Involving Role**. Oil & Gas Journal, 9 de julio de 2001; pág. 67.

- Proyectos de recuperación secundaria y mejorada de petróleo.
- Descubrimientos de nuevas reservas.
- Producción anual de las reservas.
- Geopolítica.



FUENTE: Adaptado de Alí Morteza Samsam Bakhtiar; op.cit.; pág. 68.

Figura 22. Principales factores que influyen en la capacidad de producción OPEP.

4.2.1 REHABILITACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS

Este factor es crucial para gran parte de los productores OPEP, debido a que la mayoría de sus campos productivos son muy viejos, especialmente aquellos de la OPEP 6³, y naturalmente estos campos requieren la mayor atención y trabajos de rehabilitación y reparación (RA/RC) en los pozos.

4.2.2 PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA DE PETRÓLEO

Los proyectos de recuperación secundaria y mejorada de petróleo en la agenda de los países miembros de la OPEP son numerosos, debido a que estos proporcionan una vía fácil y económica de levantar la producción mediante tecnologías adecuadas y una buena gerencia.

4.2.3 DESCUBRIMIENTO DE NUEVAS RESERVAS

En el largo plazo, sólo los nuevos campos subirán a tope la capacidad de producción de la OPEP, y los futuros descubrimientos dependerán ampliamente de dos factores: 1) La cantidad de reservas sin descubrir; y 2) el capital disponible para exploración y producción.

4.2.4 PRODUCCIÓN ANUAL DE LAS RESERVAS

Cuanto mayor sea la producción de las reservas más negativo será el impacto sobre la capacidad de producción. Cualquier restricción del crudo en el mercado evidentemente ayudará a mantener la capacidad de producción. Un ejemplo de ello se presentó cuando Irak estuvo obligada dos veces – en 1980 y luego en 1990 – a limitar su producción.

³ La OPEP 6 está constituida por Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita, Emiratos Árabes y Venezuela. En términos de reservas descubiertas, la OPEP 6 cuenta con algo no menor al 87,4% de las reservas totales OPEP.

4.2.5 GEOPOLÍTICA

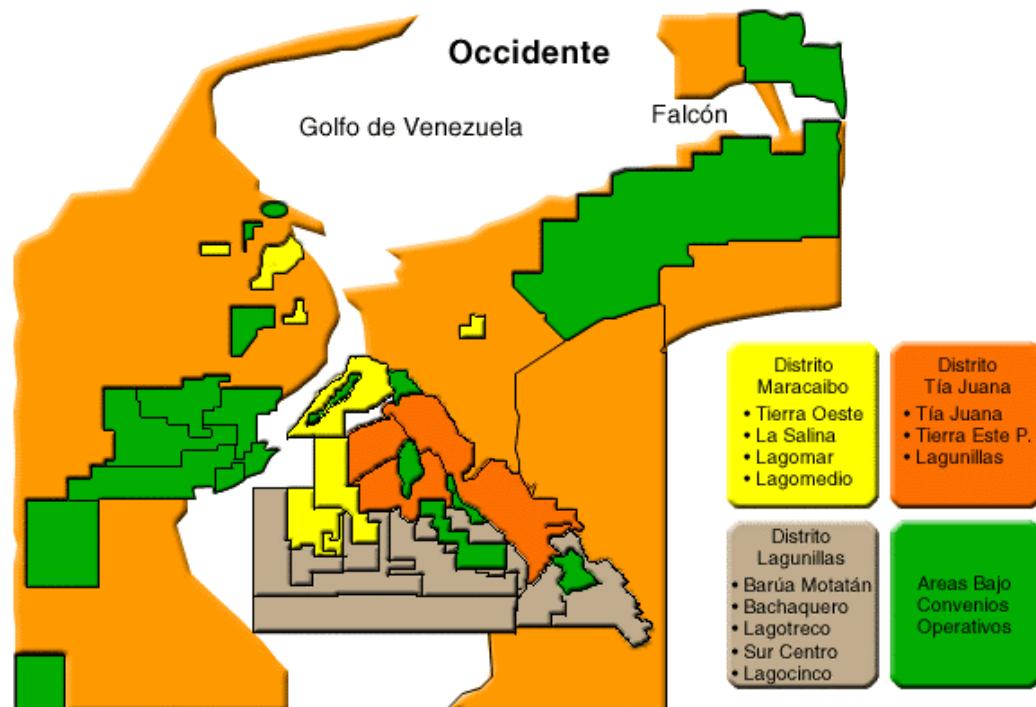
Por último, pero no por ello menos importante, la política nacional o internacional que involucra los factores geográficos, económicos y raciales de los países de la OPEP puede llegar a alterar la capacidad de expansión programada por la Organización.

4.3 DIVISIONES ADMINISTRATIVAS DE PDVSA

PDVSA para ejecutar sus actividades de explotación, manejo, transporte y entrega de crudos, se divide administrativamente en tres grandes áreas:

4.3.1 OCCIDENTE

Occidente maneja en la actualidad (agosto de 2002), por gestión directa, la explotación en los distritos operacionales Maracaibo, Tía Juana y Lagunillas, así como la administración y relaciones con los consorcios que trabajan para la corporación bajo Convenios Operativos en los estados Zulia, Falcón y Trujillo.



FUENTE: <http://www.pdvsa.com>

Figura 23. Distritos Operacionales manejados por la División Occidente de PDVSA.

Su capacidad de producción diaria es de 1,7 millones de barriles de crudo y condensado y 2,0 millardos de pies cúbicos de gas. La Figura 23 muestra los distritos operacionales manejados por esta División.

4.3.2 ORIENTE

Oriente maneja actualmente (agosto de 2002), por gestión directa, la explotación de los distritos operacionales Anaco, Punta de Mata, Maturín y San Tomé.

Por otro lado, esta división operacional también maneja la administración y relaciones con los consorcios que trabajan en esa región bajo Convenios Operativos. Su capacidad de producción diaria es de 1,7 millones de barriles de crudo y condensado y 4,8 millardos de pies cúbicos de gas. La Figura 24 muestra los distritos operacionales manejados por esta la División de Oriente.



FUENTE: <http://www.pdvsa.com>

Figura 24. Distritos Operacionales manejados por la División Oriente de PDVSA.

4.3.3 SUR

Esta área operacional abarca las cuencas de Barinas y Apure. El Distrito Sur maneja actualmente (agosto de 2002), por gestión directa, las unidades de explotación de los yacimientos de Barinas y Apure. En esta área no existen campos bajo Convenios Operativos. Su capacidad de producción diaria es de 150 mil barriles de crudo y condensado y casi no produce gas. La Figura 24 muestra los distritos operacionales manejados por esta División.



FUENTE: <http://www..pdvsa.com>

Figura 25. Distritos Operacionales manejados por la División Sur de PDVSA.

Cada área operacional tiene una gerencia general, a la cual informan tanto los distritos, como las unidades de servicio. A su vez, a estos distritos se vinculan funcionalmente las unidades de explotación de yacimientos (UEY), de las cuales hay 25: 12 en Occidente, 2 en el Sur y 11 en Oriente. Estas UEY constituyen las células organizacionales básicas de la Unidad de Producción y responden a la necesidad de la corporación ante las políticas de cierre de producción para optimizar los recursos necesarios en la explotación racional y rentable de los yacimientos.

4.4 PDVSA Y SUS SOCIOS EN VENEZUELA

PDVSA complementa su crecimiento propiciando la participación del sector privado nacional e internacional en sus negocios. La estrategia ha sido compartir los esfuerzos de inversión necesarios para aumentar su capacidad de producción, cumplir las cada vez mayores exigencias de calidad de los productos consumidos internamente y exportados, y lograr de su relación con los socios el beneficio de incorporar nuevas tecnologías. También pone especial énfasis en la incorporación del aparato productivo nacional a su principal industria, con miras a provocar una expansión en la actividad petrolera, industrial y de servicios en el país.

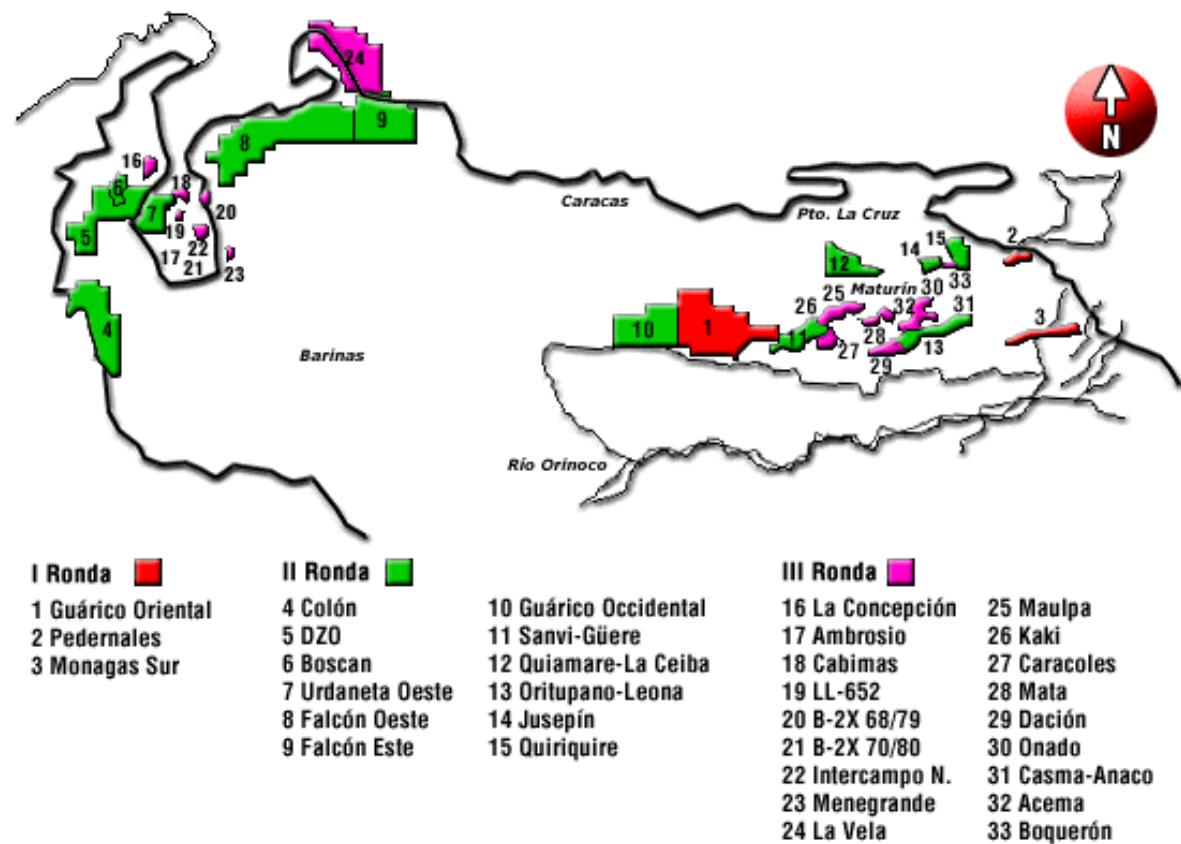
A tal efecto ha abierto oportunidades de participación al sector privado nacional e internacional en actividades de producción, mediante Convenios Operativos en campos maduros, la producción bajo Ganancias Compartidas en áreas nuevas, Asociaciones Estratégicas para desarrollar la Faja del Orinoco y otros proyectos.

4.4.1 CONVENIOS OPERATIVOS

Mediante este esquema de negocio, la empresa privada ha invertido recursos financieros y tecnológicos para la reactivación de campos petroleros maduros y el consiguiente incremento de la capacidad de producción de PDVSA. Las inversiones acumuladas hasta fines del año 1999 ascendieron a 5,9 millardos de dólares.

Hasta la fecha y desde su inicio en 1992, se han realizado tres rondas licitatorias, en las cuales han sido asignados 33 campos a consorcios privados de 19 países, para su explotación por un período de 20 años.

La capacidad de producción de estos 33 campos para el año 1999 se ubicó en unos 520 MBD. Las proyecciones indican un crecimiento de esa capacidad de producción en el mediano plazo hasta alcanzar niveles que pudieran llegar al millón de barriles diarios. Véase Figura 26.



FUENTE: <http://www..pdvsa.com>

Figura 26. Convenios operativos.

4.4.2 PRODUCCIÓN EN ÁREAS NUEVAS

Se estima que las empresas socias de PDVSA en las ocho áreas de exploración a riesgo y producción bajo ganancias compartidas la producción planificada para el 2009 sea de 400 mil barriles por día.

Los objetivos de PDVSA con estos negocios son lograr una explotación petrolera con alta eficiencia operacional, mediante el uso de las mejores prácticas, y propiciar el incremento del valor agregado nacional y del aprovechamiento de sinergias con socios y filiales, optimizando el uso de las instalaciones existentes.

4.4.3 FAJA DEL ORINOCO

Bordeando la margen norte del río Orinoco y atravesando los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico se ubica la Faja Petrolífera del Orinoco, cuyos enormes depósitos

contienen 1,2 billones de barriles de crudo pesado, extrapesado y bitumen, de los cuales 270 millardos de barriles son económicamente recuperables con la tecnología actualmente disponible.



FUENTE: <http://www..pdvsa.com>

Figura 27. Faja Petrolífera del Orinoco.

Los hidrocarburos de la Faja se caracterizan por su baja gravedad API (de 8 a 10 grados) y alto contenido de metales y azufre, lo que hace más compleja su comercialización.

PDVSA ha adoptado dos estrategias, reconocidas plenamente como viables y exitosas, para el aprovechamiento de estos enormes recursos:

- ↳ La explotación, mejoramiento y comercialización, mediante Asociaciones Estratégicas con consorcios internacionales, que aporten el capital y la tecnología requeridos, para transformar estos crudos extrapesados en crudos sintéticos de mayor valor comercial en el mercado internacional, con miras a atender la demanda de combustible del sector transporte.
- ↳ La explotación de estos crudos para manufacturar el combustible Orimulsión®, destinado al sector de generación de electricidad.

4.4.4 ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS

Cuatro asociaciones se han conformado, hasta agosto de 2002, para desarrollar proyectos en la Faja del Orinoco:

- 1) Petrozuata: asociación entre Conoco y PDVSA para la explotación de recursos en el área de Zuata.
- 2) Cerro Negro: asociación entre Exxon Mobil, Veba Oel y PDVSA, con actividades en el área de Cerro Negro.
- 3) Sincor: asociación entre Total, Statoil y PDVSA, ubicada en el área de Zuata.
- 4) Hamaca: asociación entre Phillips, Texaco y PDVSA, para el área de Hamaca.

4.4.4.1 Petrozuata

El proyecto contempla la producción de crudo extrapesado del área de Zuata (sur del estado Anzoátegui), su transporte por un oleoducto de 200 kilómetros de longitud hasta el Complejo Industrial de Jose (norte de dicho estado), donde será procesado para obtener 112 mil barriles diarios (MBD) de crudo sintético de unos 21 grados API.

4.4.4.2 Cerro Negro

El esquema del proyecto es similar: producción de crudo extrapesado del área de Cerro Negro (sur de Monagas), transporte por oleoducto a una planta de mejoramiento en construcción en Jose, donde será procesado para obtener 116 MBD de crudo sintético (16 grados API).

4.4.4.3 Sincor

Comprende también la extracción de crudo extrapesado de la Faja, transporte y mejoramiento en Jose, donde será procesado para obtener 186 MBD de crudo sintético de 32 grados API.

4.4.4.4 Hamaca

Este proyecto estima obtener unos 170 MBD de crudo mejorado de 25 grados API, a partir de crudos extrapesados del área Hamaca, procesados en el complejo industrial de Jose.



FUENTE: <http://www.pdvsa.com>

Figura 28. Asociaciones Estratégicas.

4.5 PARTICIPACION DE LOS SOCIOS DE PDVSA EN LOS RECORTES DE PRODUCCIÓN OPEP.

4.5.1 CONVENIOS OPERATIVOS (33 EMPRESAS)

Los Convenios Operativos de Primera y Segunda Ronda (véase Figura 26 en la página 83), no se someten a cierre de producción por no estar estipulado en el contrato, a excepción del Campo Boscán que si tiene una cláusula de cumplimiento de recorte de producción. Los convenios de Tercera Ronda, sí están condicionados a recortes de producción y reducen en la misma relación porcentual que lo hace PDVSA.

4.5.2 ASOCIACIONES DE LA FAJA DEL ORINOCO

Estas asociaciones están sometidas a condiciones de cierre y son muy vulnerables, ya que, el crudo pesado que proviene de estos campos son los principales candidatos en el momento de decidir los pozos que serán afectados.

4.5.3 EXPLORACIÓN A RIESGO

También está afecta por la política de recorte de producción.

4.6 RECORTES DE PRODUCCIÓN ANTE EL MERCADO

PETROLERO NACIONAL

El proceso de análisis de recorte de producción comienza por evaluar el grado de compromisos tanto nacional como internacional de cada una de las segregaciones comerciales que se obtienen en el país.

Principalmente, los compromisos adquiridos en el mercado nacional son de vital importancia y no deben ser interrumpidos. De acuerdo con los lineamientos del accionista, los cuales estarían sustentados en recortes de producción, para dar cumplimiento a la cuota OPEP, la Empresa debe formular un plan estratégico que evite el desabastecimiento de esta fuente energética como lo establece el artículo 60 de la Ley de Hidrocarburos, citado a continuación:

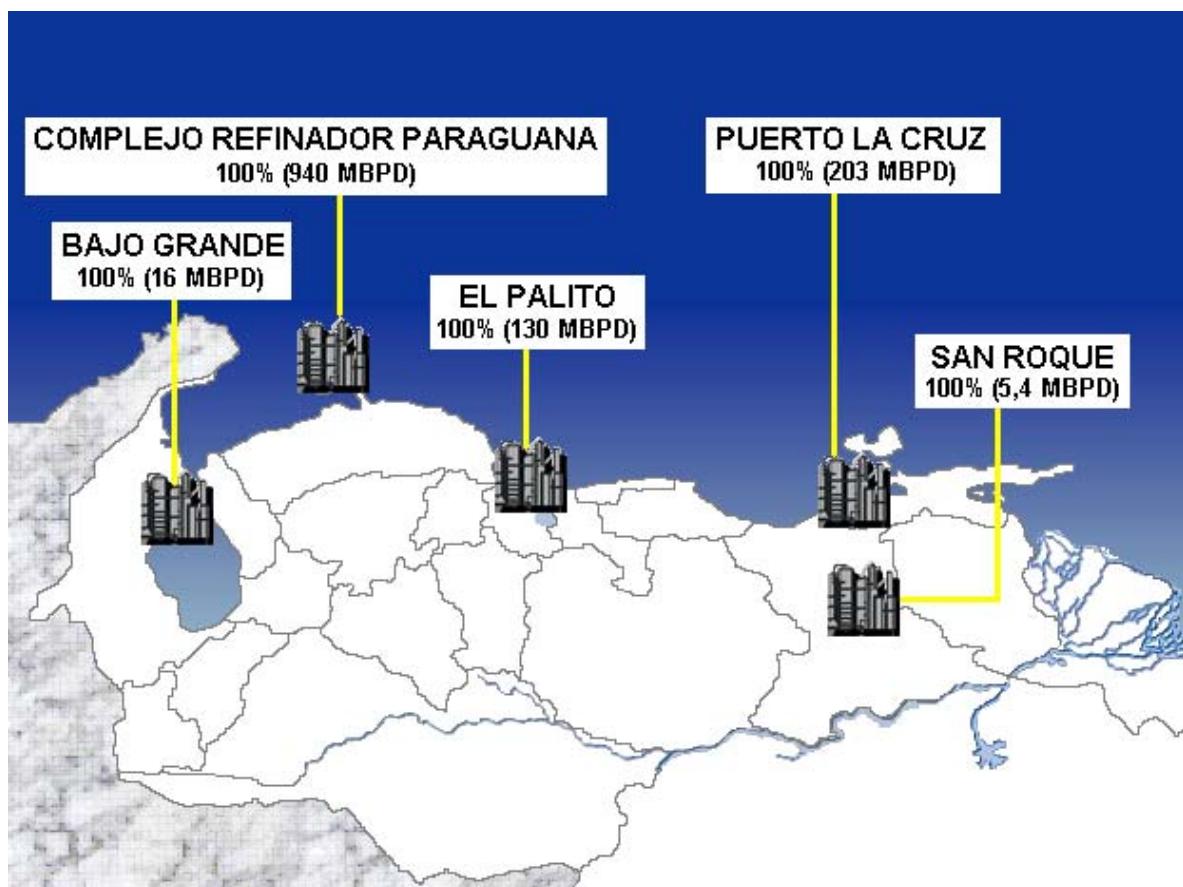
“Constituyen un servicio público las actividades de suministro, almacenamiento, transporte, distribución, expendio de los productos derivados de los hidrocarburos señalados por el Ejecutivo Nacional conforme al artículo anterior, destinados al consumo colectivo interno. El Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Minas, fijará los precios de los productos derivados de los hidrocarburos y adoptará medidas para garantizar el suministro, la eficiencia del servicio y evitar su interrupción. En la fijación de los precios el Ejecutivo Nacional atenderá a las disposiciones de este Decreto Ley y a las previsiones que se establezcan en su Reglamento. Estos precios podrán fijarse mediante bandas o cualquier

otro sistema que resulte adecuado a los fines previstos en el siguiente Decreto Ley, tomando en cuenta las inversiones y la rentabilidad de las mismas.”

Artículo 60. Ley de Hidrocarburos.

Bajo estas premisas, las actividades petroleras relacionadas al servicio público no deben ser afectadas, sabiendo que en Venezuela la capacidad de refinación está alrededor de 1,3 millones BPD, que representa el 37% de la capacidad de producción de PDVSA.

De las cinco refinerías que se encuentran en el país aproximadamente el 37% de los productos obtenidos derivados del petróleo se consume en el mercado interno y el resto es comercializado en el exterior^[30]. Véase Apéndice B.



FUENTE: Datos obtenidos de la Red Intranet de PDVSA EPM.

Figura 29. Ubicación y capacidad de las refinerías venezolanas.

³⁰ Cálculos propios basados en Petróleo y Otros Datos Estadísticos, año 2000 (PODE 2000).

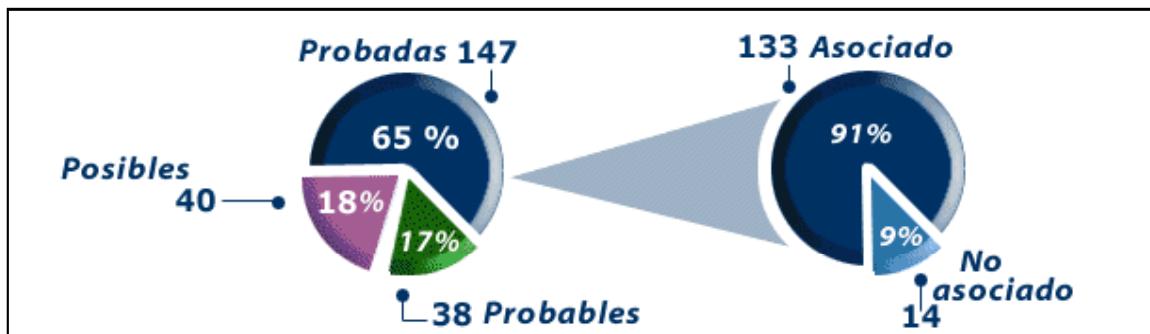
Los productos de la refinación se transportan a los centros principales de almacenamiento y de distribución, ubicados en diferentes puntos estratégicos del país, para luego ser despachados a los expendios y, finalmente, a los consumidores.

El surtido de productos cubre un amplio espectro de especificaciones técnicas y de calidad necesarias para satisfacer los requerimientos para el uso y el funcionamiento en las diferentes aplicaciones específicas; a saber:

- ↳ Gasolinas de diferentes octanajes.
- ↳ Combustibles para diferentes tipos de aeronaves, embarcaciones, locomotoras y camiones.
- ↳ Aceites y lubricantes para vehículos.
- ↳ Asfaltos para pavimentación, impermeabilización y otras aplicaciones.
- ↳ Liga (fluido), etc.

Adicionalmente a la política de recorte de crudo se debe considerar que si los compromisos de suministro de crudo se ven afectados de igual manera se impactará la industria del gas, aunque esta producción no esté restringida por la OPEP. La razón de esto se fundamenta en que el 91% de la producción de gas está asociada con el petróleo y sólo el 9% no es asociado (véase Gráfica 9). De esta manera una disminución de la producción de crudo conlleva inevitablemente a la disminución de la producción de gas.

Gráfica 9. Situación del gas en Venezuela para finales del año 2000

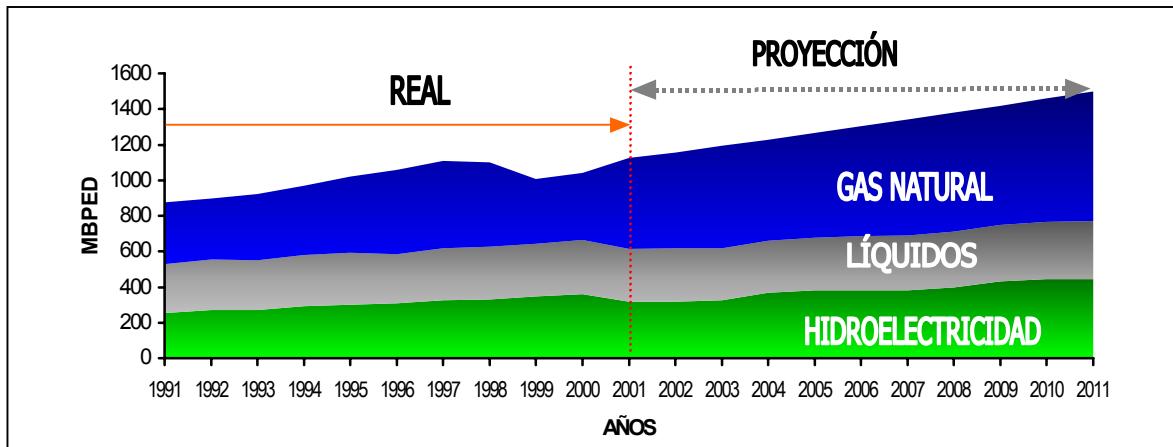


Valores en 10^{12} pies cúbicos de gas (MMMMPC).

FUENTE: PDVSA GAS.

Asimismo, el crecimiento del consumo energético del sector primario de transformación en Venezuela y en general de la población (electricidad y combustible residencial) está supeditado al uso del gas natural, esto obliga a buscar soluciones efectivas y de largo plazo para satisfacer la demanda del mercado interno. Véase Gráfica 10.

Gráfica 10. Crecimiento de la demanda energética en Venezuela.



FUENTE: PDVSA GAS.

El suministro de gas en el mercado interno está distribuido en un 68% en el sector económico, tal como: eléctrico, petroquímico, siderúrgico, cemento, doméstico, entre otras; y un 32% del gas producido se usa en el sector petrolero para generación eléctrica, sustento de levantamiento artificial y en plantas de procesamiento para obtener productos como: metano (CH_4), etano (C_2H_6), gas licuado del petróleo (GLP) y gasolina natural (C_5H_{12} plus) para su eventual comercialización.

El gas metano se vende al mercado industrial (incluye el sector siderúrgico, petroquímico, aluminio, cemento, eléctrico, petrolero, entre otros), comercial y doméstico, a través de una red nacional de gasoductos; los líquidos del gas natural se comercializan en el sector petroquímico, doméstico, refinación, producción y exportación.



FUENTE: PDVSA GAS.

Figura 30. Red de transmisión y distribución del gas natural.

4.6.1 ESTRATEGIAS DE MERCADO ANTE EL RECORTE DE PRODUCCIÓN OPEP EN VENEZUELA

Algunas de las estrategias que PDVSA aplica en el mercado nacional son:

- 1) Dentro del plan estratégico de reducción de oferta petrolera, manteniendo el suministro, la eficiencia y la distribución de gas y petróleo al mercado interno, PDVSA establece la privación parcial o total del gas en proyectos de recuperación secundaria, afectando así el desarrollo del potencial de producción de la Empresa.
- 2) Para cubrir la escasez de gas, generada por el recorte de producción, el suministro de esta fuente energética puede sustituirse por combustible líquido (*fuel oil*) en las industrias nacionales, que puedan operar sus instalaciones bajo modalidad dual

(utilizar gas o fuel oil como combustible). No obstante, los gastos adicionales que genere sustituir el gas por fuel oil correrán por parte de PDVSA, siguiendo las pautas de compromiso establecidas en el contrato. Esta alternativa afecta negativamente el flujo de caja de la Empresa

- 3) En las refinerías se podría recortar el suministro de crudo, previo análisis de la Gerencia de Control de Gestión y Proyectos de Refinación de PDVSA; dependiendo del mínimo operacional de cada una de las refinerías y de las condiciones del mercado a las que se encuentren sometidos los productos obtenidos derivados del petróleo.

4.7 RECORTES DE PRODUCCIÓN DE PDVSA ANTE EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

Dentro de los aspectos de comercialización internacional de los hidrocarburos, los países se clasifican sencillamente como compradores y vendedores o importadores y exportadores.

Hay países que dependen totalmente de la compra e importación diaria de crudos y/o productos para satisfacer sus requerimientos energéticos de hidrocarburos porque su producción de petróleo propia es ínfima o inexistente, y son importadores netos. El ejemplo más evidente es Japón: sus importaciones de crudos durante el año 2000 fueron de 4245 miles de barriles por día, que alimentan su capacidad instalada de refinación de 4962 miles de barriles por día para abastecer el mercado interno y hasta disponer de excedentes de volúmenes de productos para exportación (88 MBD)^[31].

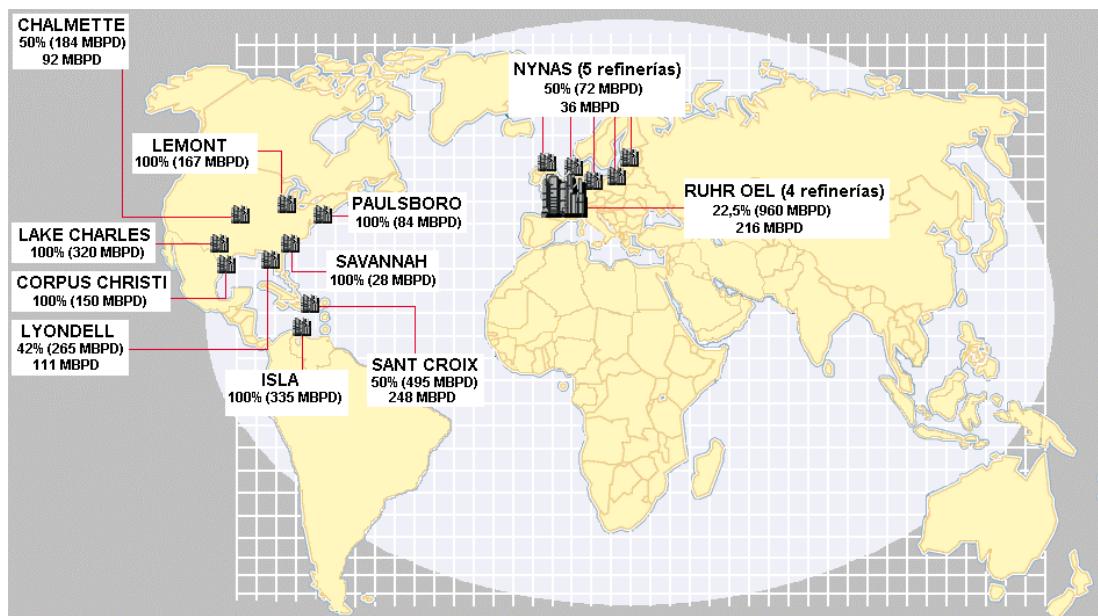
Diferentes países son importadores de crudo muy relevantes aunque su capacidad de producción no es suficiente para satisfacer el consumo interno. El ejemplo sobresaliente es Estados Unidos que, de gran exportador, después de la Segunda Guerra Mundial (1939-1945), comenzó al correr de los años a convertirse en gran importador.

³¹ Estas cifras de Japón fueron obtenidas del PODE 2000. Véase Apéndice B.

En el caso de Venezuela el 69% del crudo producido se exporta y esto representa apenas 5% de los requerimientos de crudo a nivel mundial y tan solo el 11,5 % de la producción OPEP^[32]. Una de las características del negocio petrolero, y que ha sido imitado por otros países, es la colocación de crudos en los mercados del exterior a través de refinerías propias o compartidas. Tal vez, el mayor éxito de la gerencia de la industria petrolera venezolana ha sido la adquisición de CITGO. El conjunto de refinerías de esta empresa representa el 10% de la capacidad de refinación en los Estados Unidos^[33].

El mapa de la Figura 31 presenta la ubicación de las refinerías en donde PDVSA es dueña total o parcialmente. Se observa que la capacidad de colocación en los Estados Unidos es de 1,21 millones de barriles diarios.

Es así como, la mayoría del crudo producido por PDVSA está comprometido por vía contractual de esta manera asegura el posicionamiento de su crudo en el mercado sobre todo con los crudos que son de más difícil colocación en el mercado debido a su alto contenido de impurezas y a su baja gravedad API.



FUENTE: Red Intranet de PDVSA EPM.

Figura 31. Ubicación de las refinerías con participación de PDVSA en el exterior.

³² Estas cifras de Venezuela fueron obtenidas de PODE 2000. Véase Apéndice B.

³³ Benito Sánchez, César Baena y Paul Esqueda. **La competitividad de la industria petrolera venezolana.** Proyecto CEPAL/ Red de Reestructuración y Competitividad. Santiago de Chile, marzo de 2000; pág. 22.

Venezuela cuenta en 2002 con una capacidad de refinación de 1,3 millones de barriles diarios, que sumado a la capacidad internacional (1,8 millones *BPD*), le asegura la colocación de 3,1 millones de barriles diarios, lo cual representa casi el 90% de la producción venezolana. Entre los mercados estratégicos para Venezuela se tiene:

Norteamérica:

- ↳ Principal consumidor a nivel mundial.
- ↳ Mercado deficitario en crudos y productos.
- ↳ Ventaja comparativa/posición competitiva.
- ↳ Principal centro de refinación mayormente adaptado a calidad de crudo venezolano.

Latinoamérica/Caribe:

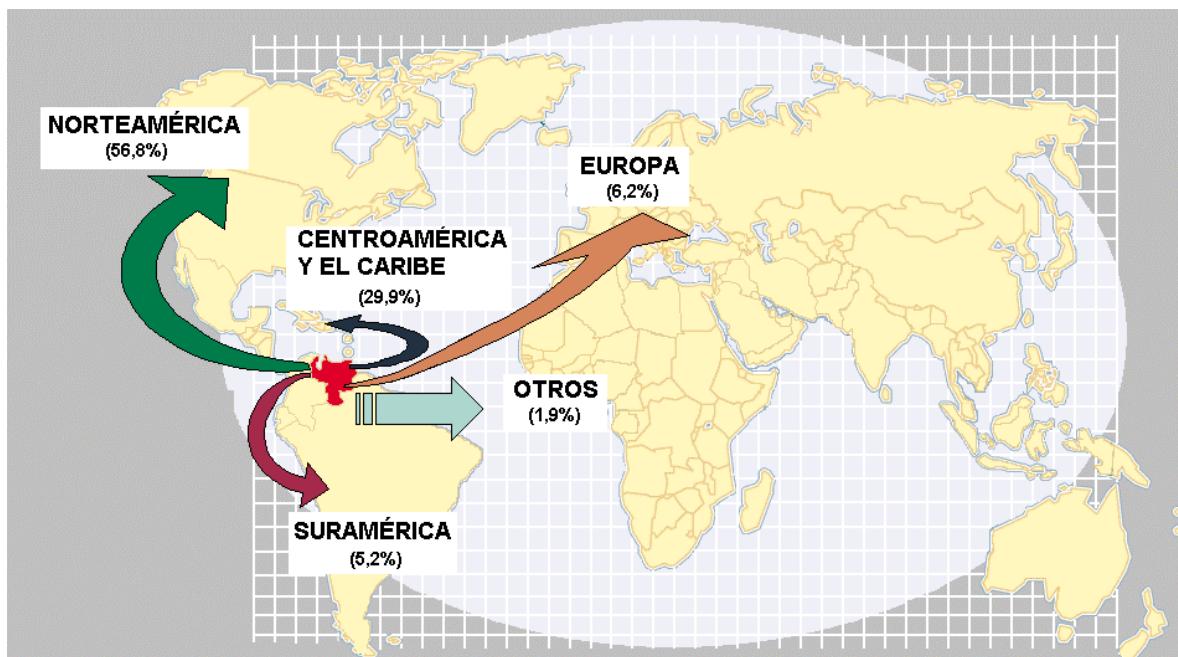
- ↳ Región de alto crecimiento de demanda petrolera.
- ↳ Dentro del área de influencia de Venezuela/acuerdos regionales.
- ↳ Mercado deficitario en términos de productos.
- ↳ Calidad de productos menos restrictiva.

Europa:

- ↳ Mercado ocasional basado en oportunidades comerciales.
- ↳ Nicho para crudos pesados asfálticos y lubricantes nafténicos.

Si bien Venezuela en su historia de producción ha incrementado sus exportaciones hacia Norteamérica, particularmente hacia los Estados Unidos, las exportaciones dirigidas hacia Latinoamérica también han aumentado. La industria petrolera venezolana ha establecido una mayor presencia en América Latina.

En el año 2000, el 35% de sus exportaciones de crudo estaban dirigidas a Latinoamérica (véase Figura 32).



FUENTE: Datos obtenidos del PODE 2000.

Figura 32. Flujo de exportaciones petroleras durante el año 2000.

Los principales países destinos de Latinoamérica en orden descendente de consumo son:

- ↳ Curazao.
- ↳ Trinidad y Tobago.
- ↳ Brasil.
- ↳ Aruba.
- ↳ Puerto Rico.

Venezuela ha aprovechado el incremento de las exportaciones en Norteamérica, que desde 1996 hasta el 2000 ha crecido 17% y ha mantenido su participación en el mercado de ese país, pese a las políticas de recorte de producción que han ocasionado una merma de las exportaciones de 8,8% entre 1999 y el 2000. Sin embargo, los crudos y productos venezolanos tienen que competir con los de otras naciones productoras y exportadoras en los cinco continentes.

La participación de México, y sobre todo, de Arabia Saudita en los EE.UU. ha crecido. Esos dos países son los principales competidores de Venezuela en los EEUU, basándose en calidad, precio, ventajas geográficas del transporte y muchas veces hasta tratamientos preferenciales por razones comerciales entre países.

Los niveles de exportación de crudo varían en el tiempo debido a la dinámica impredecible del mercado. Los altibajos de la oferta y la demanda pueden ser largos o cortos y son episodios que forman parte del negocio desde los mismos comienzos de la industria. Por tanto, no es nada fácil pronosticar con certeza el comportamiento general del mercado petrolero mundial a mediano y a largo plazo.

Existen factores geopolíticos, socioeconómicos, geográficos, financieros y operacionales, que influyen en la oferta y la demanda mundial de los hidrocarburos. El dinamismo, la complejidad y la competitividad de la industria pueden ser afectados por los factores antes mencionados.

Además, las condiciones del contrato de compraventa con corta, mediana o larga duración, y los volúmenes necesarios del crudo para satisfacer los requerimientos de carga de la refinería durante las cuatro estaciones del año— tal como condiciones atmosféricas extremas e inesperadas, en verano o invierno en los mercados importantes— influyen en la demanda, el suministro y los precios.

En el verano, la demanda de gasolina aumenta en el sector automotor, y en el invierno merma la demanda de gasolina y aumenta la demanda de combustible para la calefacción, que proviene de los crudos pesados. De allí que la empresa mejor preparada para enfrentar con éxito tales circunstancias sea la más beneficiada.

4.7.1 CONSECUENCIAS DE LOS RECORTES DE PRODUCCIÓN OPEP EN LOS COMPROMISOS DE SUMINISTRO ADQUIRIDOS POR PDVSA EN EL EXTERIOR

Una refinería, que ha sido diseñada para una dieta de una segregación específica comprometida por convenios de suministro entre PDVSA y empresas privadas, cuando se requiera disminuir el volumen de crudo comprometido, tendría básicamente dos opciones:

1. Compensar, cuando aplique, a través de pagos equivalentes la producción diferida por déficit de suministro de crudo.
2. Compensar, a través de la flexibilidad en los precios del crudo, de tal manera que se venda a un precio inferior al que se cotiza la cesta de crudo venezolano.

Sin estos acuerdos, PDVSA correría el riesgo de enfrentarse a demandas legales por incumplimiento de contrato que conllevaría a sumarse entre los efectos negativos que se obtendrán en el flujo de caja de la Empresa.

Una estrategia, para contrarrestar el efecto negativo de disminuir el suministro de crudo a los clientes sería adquirir, en el mercado spot o bien sea directamente de países no OPEP, un crudo con características similares a la segregación comercial que se ha sometido a recorte. A través de esta estrategia se satisface al cliente y se elimina la posibilidad de ser demandado. El lado negativo de esta propuesta es que el margen de ganancia de PDVSA disminuye, ya que debe comprar el crudo a precio de mercado, que es mucho mayor por su costo de producción y transporte, mientras deja de producir su propio petróleo (desembolsando ingresos por venta de crudo).

Dejar de colocar crudo en el mercado internacional implica aumentar la percepción de riesgo que se tiene ante la eventual inversión de las compañías privadas que involucran convenios de suministro con PDVSA, como también la perdida del mercado debido al posicionamiento que tendrán países productores no- OPEP en el mercado afectado por el déficit.

CAPÍTULO 5

RECORTE DE PRODUCCIÓN

5.1 OPCIONES TÉCNICAS PARA EFECTUAR LA REDUCCIÓN DE PRODUCCIÓN AL MERCADO

Los recortes de producción no implican necesariamente cerrar pozos; para esto la empresa petrolera tipo PDVSA cuenta con dos alternativas adicionales, que son: almacenar el crudo producido y/o reducir la tasa de producción de los pozos. Cada una de ellas tiene sus limitaciones y ventajas.

Almacenar producción pareciera ser la alternativa más conveniente comparada con las otras dos opciones, evitando afectar las operaciones del sistema de producción. Sin embargo, esta estrategia es limitada, debido a que la capacidad de almacenamiento se puede colmar en un periodo corto de tiempo.

La reducción de tasa obedece a un estudio previo de las condiciones de operatividad de los pozos para evaluar cuales de ellos se pueden someter al recorte bajo esta estrategia. Porcentualmente, los pozos que se podrían someter a la disminución de su tasa y que pertenecen al sistema que produce la segregación sometida a esta política de reducción de disponibilidad de producción, por lo general no representan una cantidad significativa en comparación al recorte de producción asignado por el accionista.

El cierre de los pozos es la actividad más crítica dentro de las acciones mencionadas anteriormente por la incertidumbre que se tiene al momento de la reapertura de producción, debido a los potenciales problemas operacionales que pudiese presentar el pozo, producto de una mala estrategia de cierre.

Cada una de estas opciones se puede aplicar como acción única o combinada y su efectividad dependerá de la habilidad estratégica de la empresa ante la incertidumbre del

comportamiento del mercado y frente a los eventuales cambios en los lineamientos que dicte el Estado.

5.1.1 ALMACENAMIENTO DE PRODUCCIÓN

La necesidad que tiene la industria petrolera de almacenar petróleo para un mejor control de su producción, transporte, distribución y utilización es evidente en la medida que se desea asegurar un abastecimiento abundante ante cualquier eventualidad en el mercado que perjudique la continuidad de las operaciones.

La industria del petróleo como la del gas están sometidas a riesgos de toda especie, cuyos orígenes se generan por deficiencias técnicas (propias del proceso productivo, descrito en el Capítulo 3 ó de operaciones aguas arriba), causas naturales imprevisibles (tormentas en mar y tierra, terremotos, incendios, etc.) o incluso a problemas políticos, económicos, comerciales y particulares de cada región.

Por otra parte, en virtud de que una refinería difícilmente puede ser alimentada a partir del pozo, ya que el petróleo producido debe ser previamente tratado, a objeto de acondicionarlo a las especificaciones requeridas por el cliente, la empresa se ve obligada a mantener un “stock” de petróleo bruto de cinco días como promedio en el punto de embarque cuando la refinería se encuentra fuera del país productor.

Ahora bien, para cumplir la reducción de cuota de producción ordenada por el accionista y para no afectar las instalaciones del sistema productivo, la empresa debe aprovechar la capacidad de almacenamiento ubicada en los puntos de embarque o patios de tanque; sin embargo, esta capacidad es muy limitada, ya que su uso está destinado a las actividades operativas de la empresa (recibo, tratamiento, mezcla, almacenamiento y despacho de crudo, etc.), lo cual dejaría a la empresa con muy poca flexibilidad operativa; por esto, PDVSA recurre a su capacidad de almacenamiento propia o alquilada ubicada en las islas del Caribe (Bahamas, Bonaire, Saint Croix, Santa Lucia, entre otras).

La acción de almacenar petróleo, como estrategia de reducir la oferta petrolera y disponer inmediatamente de esta materia prima cuando se incremente la demanda, no es la

panacea que evita todos los inconvenientes operacionales que pudiese traer consigo el cierre prolongado de la producción, ya que, por el petróleo almacenado y fiscalizado en los patios de tanque, la empresa deberá pagar al Estado el respectivo impuesto y regalía.

En tal sentido, si PDVSA desea mantener la opción de almacenamiento deberá asumir el pago de impuesto y regalía del petróleo almacenado y no comercializado; esto es, sin percibir ingresos por concepto de venta, afectando negativamente su flujo de caja, siendo más crítico este efecto si el tiempo de reducción de la oferta petrolera, acordado por los países miembros de la OPEP, se extiende.

5.1.2 DISMINUCIÓN DE LA TASA DE PRODUCCIÓN

La disminución de tasa de producción de los pozos podría ser considerada como la acción ideal para recortar producción por cuota OPEP, en virtud de que evita los inconvenientes operacionales que pudiese originar el crudo en las líneas de flujo o eductor cuando se cierran los pozos. Esta acción puede ejecutarse de diversas maneras, dependiendo del método de producción aplicado al pozo.

5.1.2.1 Flujo Natural

Los pozos de flujo natural, los cuales generalmente levantan crudos livianos y medianos, se les pueden reducir la tasa simplemente cambiando el diámetro del estrangulador, ubicado en el árbol de navidad.

Sin embargo, en aquellos casos en los cuales el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento no tiene empacadura, y la presión de fondo fluyente es menor que la del punto de burbujeo, la secuencia de fenómenos que sigue a una reducción en el diámetro del estrangulador en un pozo fluyente es como se describe a continuación.

La reducción del orificio en la superficie ocasiona un aumento de la contrapresión en la P_{th} (Presión de tubing head), la cual origina que se reduzca la tasa producida en superficie. No obstante, la contrapresión en la formación no cambia instantáneamente, porque la presión registrada en la P_{ch} (presión de casing head) más la presión debida a la columna de gas ubicada en el espacio anular no se altera momentáneamente.

El líquido en el espacio anular hace que se eleve la presión de fondo fluyente; primero, debido a que la misma columna de líquido ejerce una contrapresión y, segundo, debido a que se comprime el gas que ocupaba inicialmente el volumen total del espacio anular.

El incremento de la presión de fondo fluyente genera que la formación aporte menos tasa y así continuamente hasta que se alcance el equilibrio⁹, entre la entrada de fluido de la formación (controlada por la presión de fondo fluyente, la cual está determinada por la presión ejercida en el espacio anular) y la presión ejercida por la columna de fluido en el eductor más la contrapresión en la superficie.

En esta etapa, el gas empieza a desplazar el petróleo que se ha acumulado en el espacio anular; a medida que esto tiene lugar, se reduce la Relación gas-petróleo libre (RGL libre) en la tubería de producción, no solamente por el flujo de gas hacia el espacio anular, sino también debido a la producción de petróleo, con menos gas libre, desde el espacio anular a la tubería de producción. Durante este periodo en que se reduce la RGL en la tubería de producción, se incrementará la pérdida de presión hidrostática en el eductor y caerá la P_{th} . Por tanto, luego de haber estrangulado el pozo, habrá un periodo crítico durante el cual existirá un peligro real de que pueda morir el pozo.

5.1.2.2 Gas Lift

Para aquellos pozos sometidos con levantamiento artificial por gas, la acción operacional se lleva a cabo a través de la reducción de la tasa de gas de inyección, tal que la relación gas petróleo en el eductor disminuya e incremente la presión de fondo fluyente, lo cual genera que la formación aporte menos fluido al pozo.

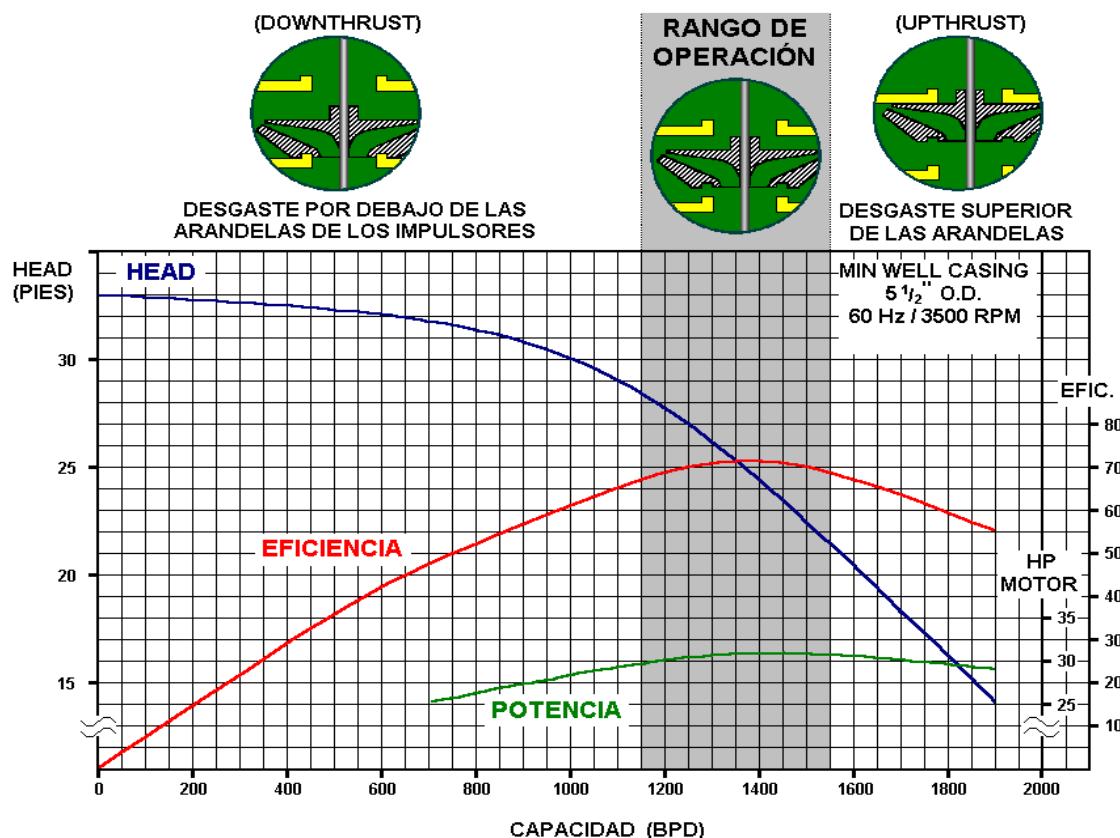
5.1.2.3 Bombeo Electrosumergible

Las unidades electrosumergibles están diseñadas para operar prácticamente a una velocidad fija, a saber 60 Hertz (Hz) ó 3450 revoluciones por minuto (rpm), pero un

⁹ Siempre está presente el peligro de que si el líquido en el espacio anular se acumula con demasiada rapidez se eleve drásticamente la presión de fondo fluyente, lo cual permite una disminución de la tasa de producción, que posiblemente haga que el pozo muera durante esta fase del proceso.

variador de frecuencia podría cambiar esta condición de velocidad constante a variable. (véase Gráfica 11)

Gráfica 11. Curva típica de comportamiento de una bomba electrosumergible.



FUENTE: Adaptado de L. S. Kobylinsky: *The Effect of Speed variation on the Operating Range of Submersible Pumps*. SPE paper 18869. Oklahoma, USA, marzo de 1989, pág. 401.

El uso de un variador de frecuencia provee una nueva dimensión en el rango de operaciones de unidades electrosumergibles.

El comportamiento a cualquier frecuencia puede ser inferido de curvas de comportamiento de 60 Hz por las denominadas leyes de afinidad para bombas centrífugas, debido a que las BES son manejadas por motores de inducción que imparten velocidades proporcionales a la frecuencia suministrada.

Las leyes de afinidad para bombas electrosumergibles son usadas para predecir el comportamiento de la bomba a varias velocidades.

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1}{N_2}; \text{ tasa de flujo } (Q) \text{ varía directamente con la velocidad } (N).$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2; \text{ head } (H) \text{ es proporcional al cuadrado de la velocidad } (N).$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^3; \text{ potencia } (P) \text{ es proporcional al cubo de la velocidad } (N).$$

Por otra parte, las siguientes tres relaciones son características de motores de inducción a varias frecuencias:

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{f_1}{f_2}; \text{ velocidad } (N) \text{ varía directamente con la frecuencia } (f).$$

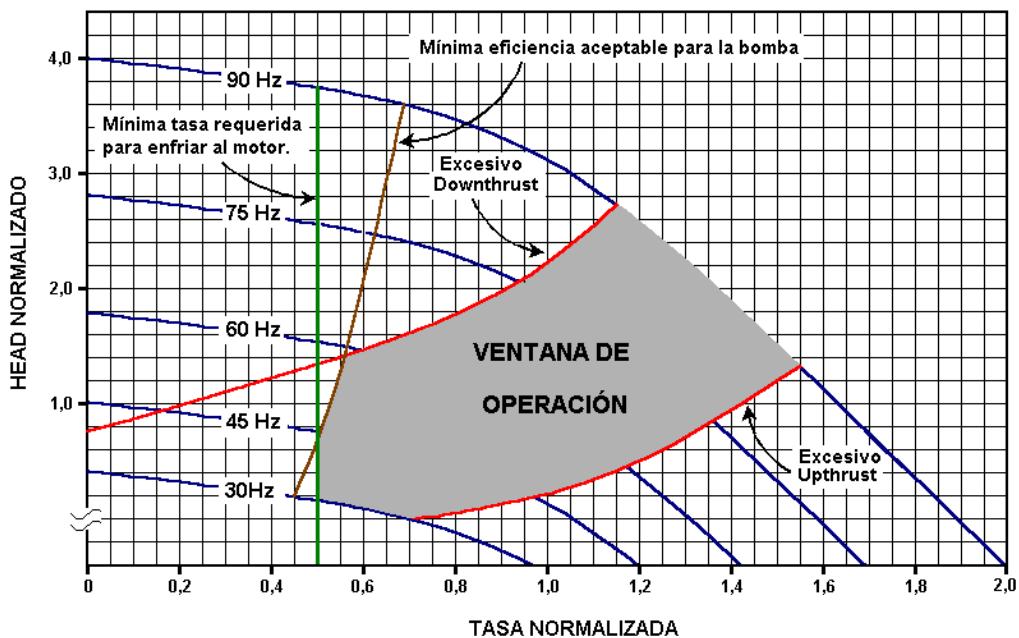
$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{f_1}{f_2}; \text{ potencia } (P) \text{ varía directamente con la frecuencia } (f).$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{f_1}{f_2} = \text{voltaje } (V) \text{ varía directamente con la frecuencia } (f).$$

Para ilustrar el uso de estas relaciones será usado el siguiente ejemplo hipotético:

Una unidad BES está operando a 60 Hz y produce 2000 BPD contra un head dinámico de 4000 pies. La potencia requerida por la bomba es 120 HP y es suministrado por un motor a 1125 voltios. Si se desea reducir la producción del pozo a la mínima frecuencia (30 Hz), la bomba produciría 1000 BPD, un head dinámico de 1000 pies y una potencia requerida de 15 HP con 563 voltios suministrados por el motor. Sin embargo, esta nueva condición está sujeta a los límites propios de la bomba y del motor. Véase Gráfica 12.

Gráfica 12. Ventana de operación de una BES con variador de frecuencia.



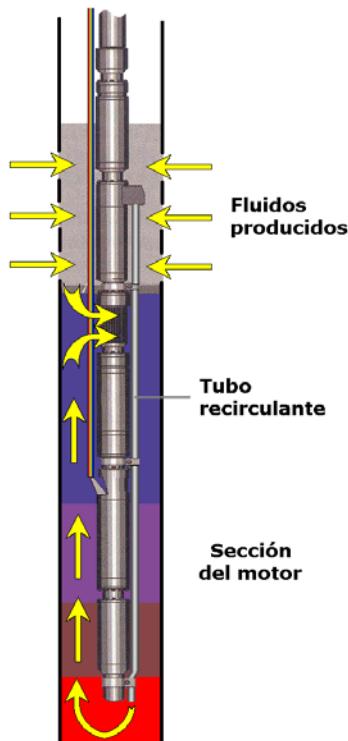
FUENTE: Adaptado de Maston L. Powers: **Effects of Speed Variation on the Performance and Longevity of Electric Submersible Pumps**. SPE papers 14349. Las Vegas, USA, Septiembre de 1985, pág.18.

Las limitaciones de la bomba radican en el desgaste excesivo de las arandelas de los impulsores cuando se opera fuera del rango de operación (véase Gráfica 11 en la página 102). El rango permisible para evitar el desgaste excesivo de las arandelas cuando se instala un variador de frecuencia podría ser determinado usando los límites recomendados por el fabricante para una curva de 60 Hz y asumiendo que los mismos varían directamente con la frecuencia.

La Gráfica 12 ilustra una serie de curvas de tasa vs. head (30, 45, 75 y 90 Hz) que fueron calculadas de la curva de 60 Hz por las leyes de afinidad. En esta gráfica se presenta la ventana de operación de una bomba electrosumergible con variador de frecuencia. La línea de operación que se señaló en la Gráfica 11 se transformó en un área de operación limitada por las curvas de 30 y 90 Hz. Esta área sigue restringiéndose si se considera el desgaste de las arandelas de los impulsores (excesivo **downthrust** y **upthrust**) así como las limitaciones del motor.

Las limitaciones del motor prácticamente radican en la fatiga de los materiales por sobrecalentamiento. Este sobrecalentamiento sucede cuando el caudal no es suficiente para

enfriar al sistema motriz. Cabe señalar que el motor no es 100 por ciento eficiente y disipa la energía en forma de calor. Véase Figura 33.



FUENTE: Adaptado de la revista WORLD OIL: **What's new in artificial lift**. Parte 2. Abril de 1999; pág. 49.

Figura 33. Enfriamiento del motor de fondo electrosuminergible.

En este sentido, como el motor está por debajo de la bomba, el fluido a ser bombeado pasa primero por el motor y el calor liberado es transferido al fluido. Para garantizar una refrigeración adecuada, Maston L. Powers^[34] sugiere que la velocidad de flujo que ha de pasar por el motor debe ser superior a 1 pie/seg.

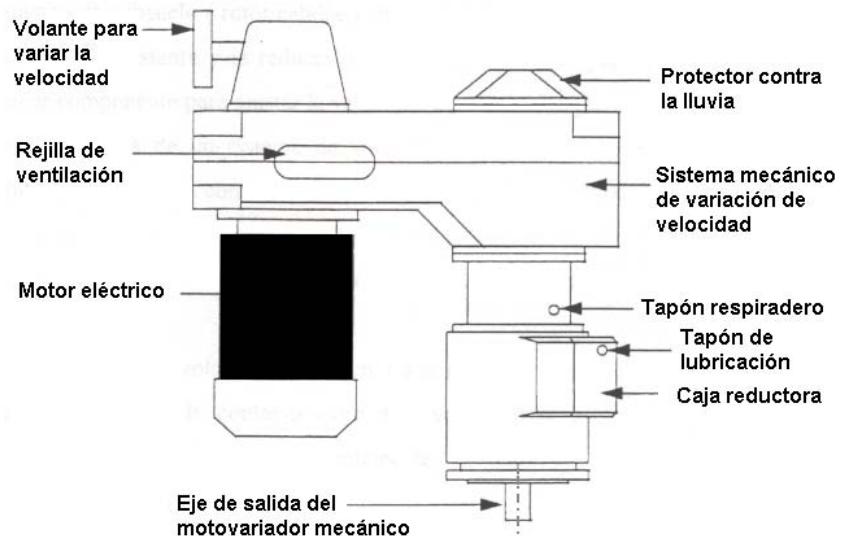
5.1.2.4 Bombeo de Cavidad Progresiva

Para operar una bomba de cavidad progresiva a la mínima tasa de bombeo debe considerarse que la curva de operación de la bomba es función del caudal teórico, menos el escurrimiento o fuga de fluidos que se presenta en las cavidades de la bomba. Para poder definir la tasa de producción teórica de una bomba de cavidad progresiva, es necesario especificar la velocidad a la que está comprometida la tasa y la geometría de la bomba. La

^[34] Maston L. Powers, op.cit.; pág.18.

magnitud del escurrimiento depende de la diferencia de presión y es prácticamente independiente de la velocidad. Basado en este fundamento, se debe asegurar que al disminuir el desplazamiento que la bomba con la subsiguiente menor velocidad supere el escurrimiento en las cavidades entre el rotor y el estator; de lo contrario, no habrá un adecuado desplazamiento del fluido hasta la superficie.

Cabe destacar que la variación de velocidad de la bomba debe efectuarse con mucha prudencia, ya que al sistema motor-caja reductora-variador de velocidad le corresponde ajustarse a la velocidad óptima requerida por el pozo. Suponiendo que el motor gira a una velocidad constante de 1800 r.p.m. (60 Hz), se requerirá de una caja reductora que disminuya apropiadamente la velocidad para accionar la bomba. Si la caja reductora posee una relación 6:1; entonces las 1800 r.p.m. se reducen a 300 r.p.m. No obstante, al ser la velocidad del motor constante y la reducción de la caja de engranaje única (aunque en algunas cajas de engranaje, si se requiere variar la velocidad, se puede cambiar la relación de piñones de la misma), es necesario un tercer componente para ajustar la velocidad a la óptima requerida por el pozo. Esto se logra a través de un sistema de variación de velocidad mecánico, basado en la utilización de poleas cónicas y una correa ajustable por medio de un volante exterior. Véase Figura 34.

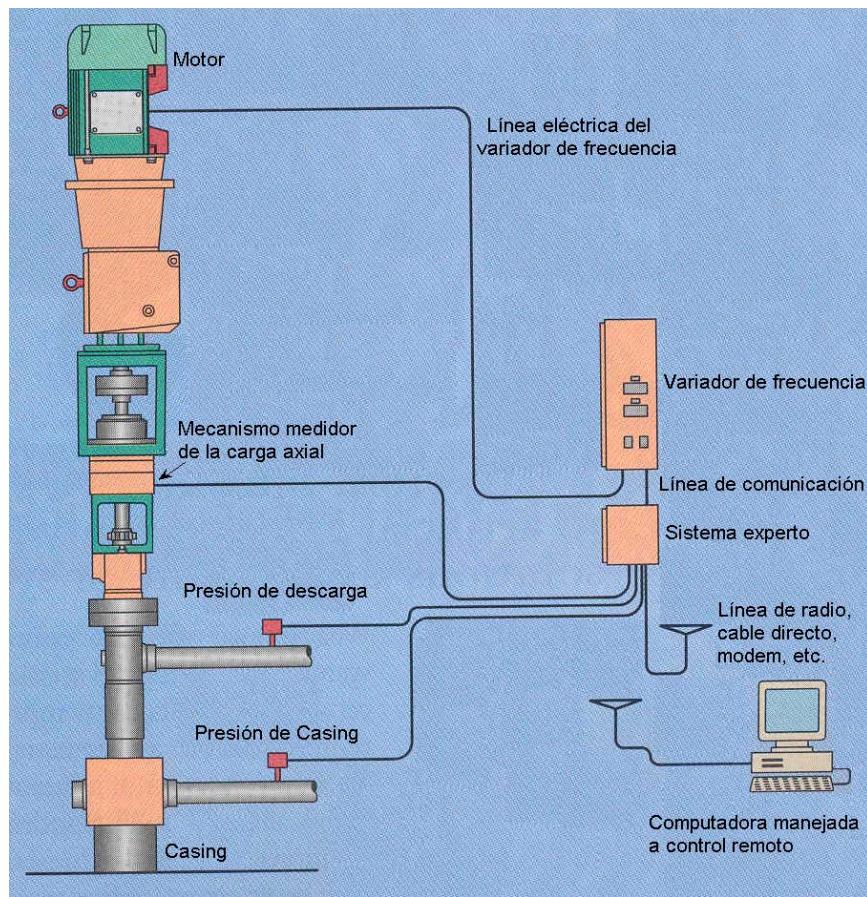


FUENTE: Giovanni Stefani N.: **Evaluación de la Bomba de Cavidad Progresiva: Últimos Adelantos Tecnológicos.** Trabajo Especial de Grado. UCV, junio de 1996, pág. 21.

Figura 34. Motovariador con volante para variar tasa de bombeo en BCP.

Al girar el volante, en un sentido a otro, la polea motriz se abre o cierra variando el área de contacto entre ésta y la correa, originando que la polea conducida gire con mayor o menor rapidez. Para disminuir la velocidad de rotación, se deberá girar el volante exterior en sentido anti-horario.

Otra opción para variar la velocidad del sistema se consigue variando la frecuencia eléctrica suministrada al motor, a través de un variador eléctrico de frecuencia, ya que los sistemas de variación mecánico en Venezuela se han sustituido en su mayoría por estos mecanismos de frecuencia. José Gamboa³⁵, experto en BCP señala que “la frecuencia de operación mínima está por el orden de 20 Hz, con el objeto de evitar sobrecalentamiento del motor.” Véase Figura 35.



FUENTE: Red Intranet de PDVSA EPM.

Figura 35. Sistema BCP con un mecanismo de variación de frecuencia.

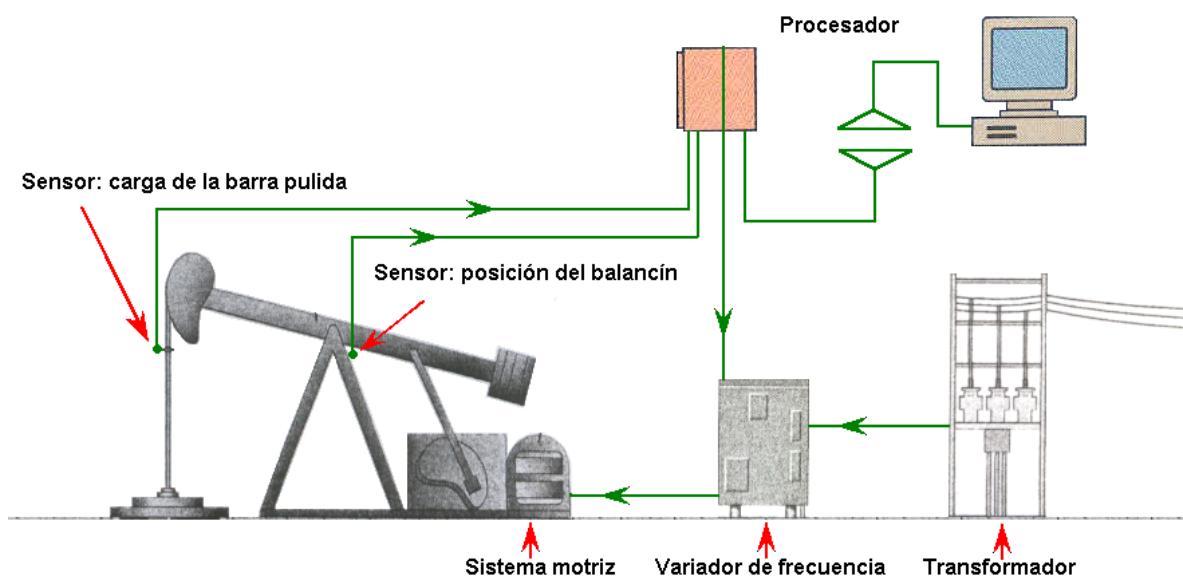
³⁵ Entrevista realizada al Ingeniero José Gamboa, especialista en bombeo de cavidad progresiva, en la pericia de Levantamiento Artificial. Febrero de 2002, por Warrer Rodríguez, estudiante de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela. 28 de octubre de 2002. 5:00 p.m.

Por otra parte, la inyección de diluente en el fondo del pozo debe reajustarse de acuerdo a la nueva tasa de producción, cuando aplique.

5.1.2.5 Bombeo mecánico

Las restricciones para disminuir la tasa obedecen prácticamente a los problemas operacionales que presenta el pozo. Si se disminuye la producción se podría presentar problemas de arenamiento con el eventual atascamiento de las válvulas esféricas, disminuyendo la eficiencia de la bomba.

El uso de variador de velocidad mecánico ha disminuido y se ha optado por el variador de frecuencia (véase Figura 36). En el variador mecánico, la reducción de producción se puede hacer cambiando el diámetro de las poleas, mientras en el otro mecanismo se ajusta la frecuencia hasta un valor cercano a 20 Hz, que evite el sobrecalentamiento del motor. Otra alternativa para disminuir la producción sería cambiar el “tiro”; es decir, reducir la amplitud de las emboladas.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 36. Sistema de bombeo mecánico con un mecanismo de variación de frecuencia.

5.1.3 CIERRE DE POZOS

En la industria petrolera, normalmente se habla de cierres de producción de petróleo y gas cuando existen limitaciones operativas en el sistema de producción, y el objetivo es disminuir o suprimir la cantidad total de petróleo o gas producida por un grupo de pozos que se encuentran en actividad. Sin embargo, la disminución o inhibición total de la tasa de petróleo puede efectuarse por otras exigencias, que no obedecen exclusivamente a mantenimiento, reparaciones o mejoramiento de las instalaciones que hacen posible el proceso productivo del petróleo; tal es el caso del cierre de pozos por condiciones de mercado. En tal sentido, los cierres de producción pueden clasificarse en:

5.1.3.1. CIERRE TEMPORAL DE POZOS

- Cierre de producción optimizado.
- Cierre de producción no optimizado

5.1.3.2. CIERRE PROLONGADO DE POZOS

5.1.3.1 CIERRE TEMPORAL DE POZOS

Cierre de producción optimizado

Son aquellos cierres en los cuales, la tasa de producción del conjunto de pozos activos conectados a la instalación afectada, excede los requerimientos del sistema en un momento determinado, siendo necesario suprimir la producción de una parte de ellos, y en consecuencia, se tienen varios candidatos para la selección. La selección de los pozos, cuya producción va a ser cerrada, no se hace en forma aleatoria, sino que se debe utilizar un procedimiento para obtener la producción de petróleo que satisfaga todas las condiciones y limitaciones operativas que impone el sistema.

Un ejemplo de un cierre de producción optimizado, es el paro de un módulo de una planta de compresión, lo cual se traduce en una disminución de la capacidad de compresión del área. Como consecuencia, se debe reducir la cantidad de gas recolectado en dicha planta a fin de garantizar que el total de gas producido por los pozos activos no exceda la nueva capacidad de compresión de la misma. Determinar cuáles son los pozos cuya producción

hay que cerrar, es una respuesta que debe arrojar un procedimiento de optimización que evalúe todas las premisas en función de los intereses de la empresa.

Cierre de producción no optimizado

Los cierres no optimizados se derivan de situaciones en las cuales los trabajos para restablecer las condiciones del sistema implican que se suprima totalmente la producción de petróleo y gas del conjunto de pozos dependientes de la instalación objeto del mantenimiento o reparación. Un ejemplo de un cierre de producción no optimizado, es el paro de un múltiple de LAG, lo cual implica que se cierren todos los pozos interconectados que reciben gas para levantamiento.

5.1.3.2 CIERRE PROLONGADO DE POZOS

El cierre de producción prolongado por condiciones de mercado (mayor de 3 meses) debería ser la última opción a tomar cuando se desea recortar la producción; ya que, entre otras repercusiones, afecta a toda la cadena productiva de la industria petrolera que va desde la etapa de extracción hasta el almacenamiento de crudo y distribución de gas.

Durante un periodo de cierre, los cambios termodinámicos que se manifiestan en el petróleo, gas y/o agua, residenciados principalmente en el eductor y en las líneas de flujo pueden estimular tanto a la deposición orgánica (parafinas o asfaltenos) como inorgánica (arenas o escamas), las cuales restringen parcial o totalmente el flujo de fluidos hacia los sistemas de recolección de petróleo y gas respectivos. En efecto, las variaciones fisicoquímicas que sufren estos fluidos pueden ocasionar que se reduzca la vida útil de los equipos e instalaciones (bombas, válvulas, motores, etc.), que hacen posible la extracción y manejo del petróleo.

Asimismo, el fenómeno de la corrosión continuará atacando a todos los elementos metálicos (tuberías, bombas, cabillas, cabezotes, válvulas, separadores, tanques, equipos de instrumentación, turbinas, motores, entre otros); algunas veces en forma acelerada, si por causa de la incertidumbre de la respuesta del mercado, entre otras razones, no se toman las medidas necesarias para controlar la tasa de corrosión imperante durante el cierre prolongado de la producción.

En este sentido, los principales inconvenientes operacionales que se manifiestan durante la reactivación de la producción están ligados fundamentalmente a estos fenómenos de deposición, corrosión y eventual falla en el equipo de levantamiento artificial, que posteriormente se describirán. Es importante resaltar que el cierre de producción, en algunos casos, no siempre es perjudicial para los pozos. Por ejemplo, durante la reapertura, los pozos pudiesen experimentar un incremento de su tasa como resultado de la restauración de presión (**build up**) en el área de drenaje, o de una manifestación de segregación gravitacional parcial, si antes del efectuar las acciones de cierre los pozos presentaban una alta relación gas-petróleo.

En ambos casos, el factor tiempo juega un papel importante para que se logre producir un incremento considerable de la producción, ya que, por un lado, la propagación de onda a lo largo del área de drenaje del pozo ocasionará que la energía en esa zona se restaure a medida que el período de cierre de producción se extienda, y por otro lado, el cierre prolongado de pozos con alta relación gas-petróleo podría permitir la concentración de una mayor saturación de petróleo, por la redistribución parcial de las fases (petróleo, gas y agua), en las adyacencias del pozo, que estaría disponible al momento de la reapertura.

Las características de los fluidos cambian drásticamente de yacimiento a yacimiento, lo cual hace que estos inconvenientes operacionales y respuestas de producción también varíen. De igual forma, las técnicas de prevención y corrección de los fenómenos que inducen a una disminución o cese de flujo, durante la reactivación de la producción, que son efectivos en un sistema, no siempre son exitosas en otros, e incluso, en pozos ubicados en el mismo yacimiento. Por tal razón los operadores deben tener claridad de que métodos de producción son susceptibles a daños cuando ocurre un cierre prolongado de la producción, dependiendo del tipo de crudo que se maneje.

La selección inapropiada de pozos candidatos a cierre por la poca profundidad de análisis debido a la presión del trabajo diario, así como la inexistencia de una base de datos confiable que permita crear una matriz de decisión y facilite la óptima selección de pozos candidatos a cierre, han conllevado a que muchos operadores petroleros estén renuentes a un recorte de la producción en sus áreas operativas.

En respuesta a esto, si se quisiera ser muy riguroso en la selección y jerarquización de pozos para someterlos al cierre de producción, ello implicaría un trabajo mancomunado, entre el personal de ingeniería de producción, de yacimientos y otras disciplinas. Asimismo se requeriría contar con una base de datos confiable en la que se pueda sustentar los pronósticos en cuanto a la tasa de producción que pudiese manifestarse durante el re-arranque de los sistemas. Sin embargo, aunque se minimizara la gran incertidumbre en la tasa de producción de petróleo durante la re-arranque, efectuando una optima selección de los pozos, desde el punto de vista técnico, las condiciones de mercado o lineamientos estratégicos de la Empresa pueden dar un vuelco a una decisión que pudiera estar bien fundamentada técnicamente pero no desde el punto de vista económico o estratégico de la Empresa; ya que, como se expreso previamente, las estrategias implantadas por la gerencia están dirigidas a obtener la máxima ganancia para la compañía, seleccionando aquellos crudos que tengan mayor valor comercial en el mercado, además de proporcionar a sus clientes la mayor satisfacción.

Por tal razón, es complicado elaborar un **software** o manual que facilite la óptima selección de pozos candidatos a cierre, orientada a un menor tiempo de recuperación de la producción, protección de los equipos e instalaciones, así como la preservación del yacimiento (principal activo de la empresa). Por otra parte, la información que pudiera explicar los inconvenientes operacionales causados por el cierre prolongado de los pozos está dispersa o protegida de personas ajenas a la empresa, ya que algunos datos, como archivos de pozos usualmente se encuentran en los discos duros de las computadoras de la empresa y los informes tienen el carácter de “confidenciales”, con el cual su distribución es restringida.

A pesar de los argumentos anteriores, la empresa debería estimular la creación de una matriz de decisión que optimice la selección y jerarquización de pozos candidatos a cierre, la cual, aparte de minimizar los inconvenientes operacionales manifiestos durante la reactivación, busque el equilibrio técnico-económico durante una política de cierres. Para lograr esta meta es necesario definir y documentar, en la medida de lo posible, los fenómenos que contribuyen a que el pozo, durante su reactivación, no produzca o fluya a una tasa menor que la registrada antes del cierre.

5.2 FACTORES QUE PRODUCEN DISMINUCIÓN EN LA TASA DE PRODUCCIÓN CUANDO SE REACTIVA UN POZO

Son muchos los factores que actúan en el pozo, produciendo variaciones en la tasa de producción en la reapertura; cada pozo presentará problemas particulares a él, solucionables para su condición del momento, que no necesariamente es igual a la solución que se ofrecería a pozos que incluso se encuentren en el mismo yacimiento.

En adelante se presentarán posibles causas de variación de la producción, que si bien se pueden presentar en condiciones de operación, se verían agravadas, en condiciones de cierres prolongados (mayor de tres meses). Es importante mencionar que no se encontraron estudios cuyo objeto fuera dar soporte a una política de cierre, de manera de predecir el comportamiento de pozos en la reapertura, para realizar pronósticos y estimados de costos.

Dentro de los factores que llevan a que el pozo produzca por debajo del nivel de producción que existía antes del cierre se tienen:

5.2.1. PÉRDIDAS DE CALOR EN EL CRUDO.

5.2.1.1. Alta Viscosidad para Restablecer el Flujo.

5.2.1.2. Enfriamiento Ineficiente del Motor Electrosumergible.

5.2.1.3. Disminución de Productividad en Pozos con Inyección Alternada de Vapor.

5.2.2. DEPOSICIÓN ORGÁNICA.

5.2.2.1. Asfaltenos.

5.2.2.2. Parafinas.

5.2.3. DEPOSICIÓN INORGÁNICA.

5.2.3.1. Arenamiento.

5.2.3.2. Escamas.

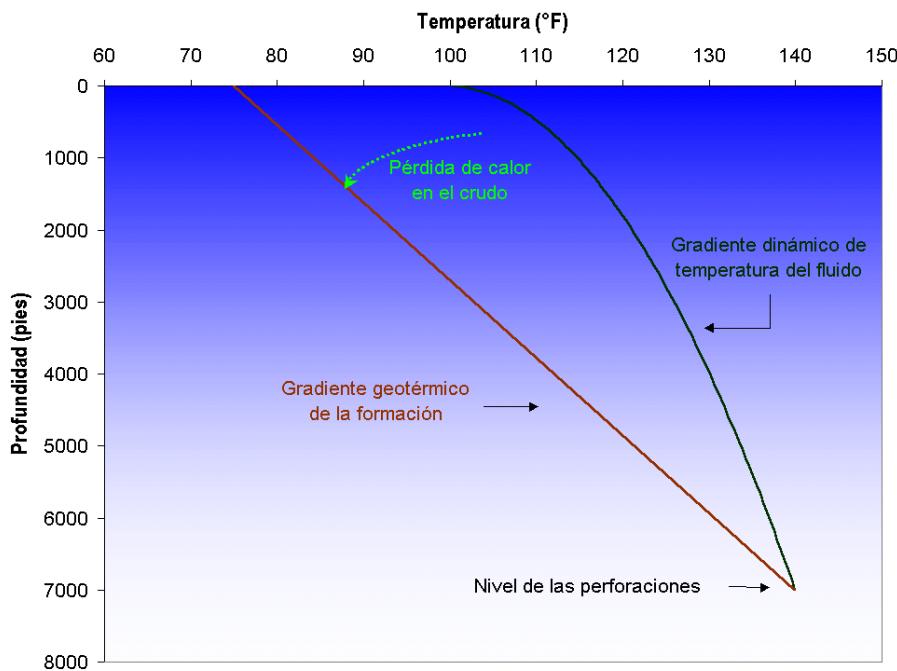
5.2.4. CORROSIÓN.

5.2.5. OTROS PROBLEMAS.

5.2.1 PÉRDIDAS DE CALOR EN EL CRUDO

Las pérdidas de calor experimentadas en el crudo desde el fondo del hoyo hasta la superficie causa que tanto su temperatura como movilidad disminuyan. La temperatura del fluido en el hoyo es gobernada por la tasa de transferencia de calor del crudo desde el pozo a la formación, la cual, a su vez, es función de la profundidad y del tiempo de residencia del crudo en la tubería. La Gráfica 13 muestra el perfil de temperatura del crudo en el hoyo durante un cierre de producción, el cual se desplaza del gradiente térmico dinámico, que el fluido experimentaba antes del cierre, hacia el gradiente geotérmico de la formación, que el crudo manifestará durante la reactivación del flujo.

Gráfica 13. Perfil de temperatura en el hoyo durante el cierre temporal de la producción.



FUENTE: Véase A. R. Hasan y C. S. Kabir: **Aspects of Wellbore Heat Transfer During Two-Phase Flow**. SPE paper 22948. Dallas, USA, octubre de 1991, pág. 213.

Un prolongado tiempo de residencia del crudo a lo largo del eductor^[36] permitirá que la resistencia térmica ofrecida por la pared del eductor, aislante térmico del eductor, anular casing/eductor, pared del casing y capa de cemento no sea lo suficiente para frenar el desplazamiento señalado en la Gráfica 13.

Asimismo, las pérdidas de calor en el crudo residente a lo largo de las líneas de flujo se harán manifiestas inmediatamente después de las acciones de cierre de los pozos; pero, esta vez, la temperatura no será función de la profundidad sino de la tasa de transferencia de calor desde la línea de flujo al ambiente en superficie y del tiempo de residencia del crudo en la tubería.

La nueva condición térmica del crudo en el eductor y en las líneas de flujo pudiese afectar la eficiencia de los métodos de levantamiento artificial, reduciendo su capacidad de levantamiento, especialmente en crudos pesados y extrapesados.

5.2.1.1 Alta Viscosidad para Restablecer el Flujo

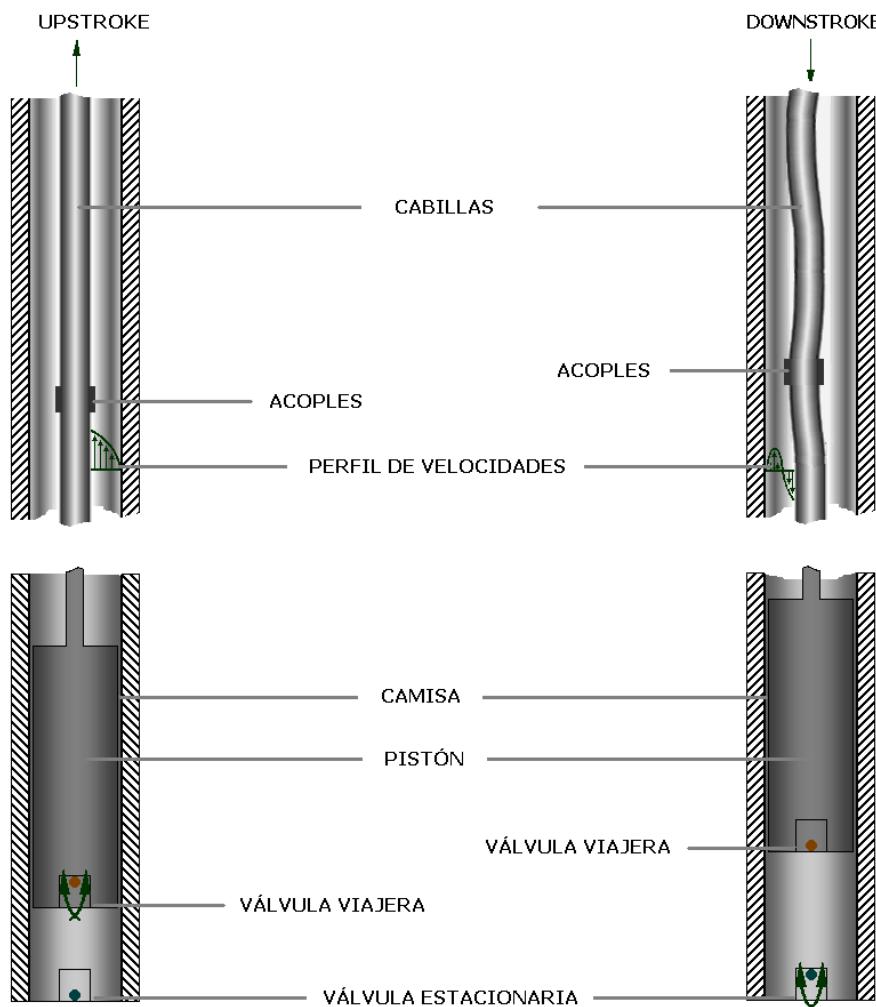
Una baja movilidad del crudo exigirá una elevada presión de reinicio que permita la fluidez del mismo. Muchas veces la presión de reinicio puede exceder la máxima presión de descarga de la bomba, ubicada en el subsuelo, o en su defecto la presión de fondo fluyente no será capaz de levantar el fluido residente en el pozo.

Los altos valores de viscosidad (300 centipoise al nivel de la bomba) para restablecer el flujo especialmente en pozos de crudo pesado o extrapesado con sistemas de levantamiento artificial por bombeo se traducen a un mayor requerimiento de potencia por parte del motor durante la reactivación del sistema. Este requerimiento de energía se ve reflejado en el esfuerzo inicial que deben soportar las cabillas o eje encargado de transmitir la potencia a la bomba; esfuerzo que pudiera causar la partidura de estas barras o la quema del motor.

³⁶Desde el punto de vista práctico, puede considerarse un tiempo prolongado el periodo mayor de 1 (una) semana. El valor de referencia citado en el párrafo es producto de entrevistas realizadas en la pericia de Levantamiento Artificial de INTEVEP, por los estudiantes de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela: Juan Almeida y Warrer Rodríguez. Febrero – Agosto de 2002.

Bombeo mecánico

En bombeo mecánico, cuando el balancín comienza a empujar hacia abajo la sarta de cabillas (downstroke), la interacción de las cabillas y acoples con el crudo altamente viscoso (producto del cierre de producción), la flotabilidad de los cuerpos sumergidos en el crudo, aunado al efecto de tensión hacia arriba (upstroke) que aún se transfiere a las barras durante el inicio del downstroke, pueden hacer que éstas se pandeen o se partan. Véase Figura 37.



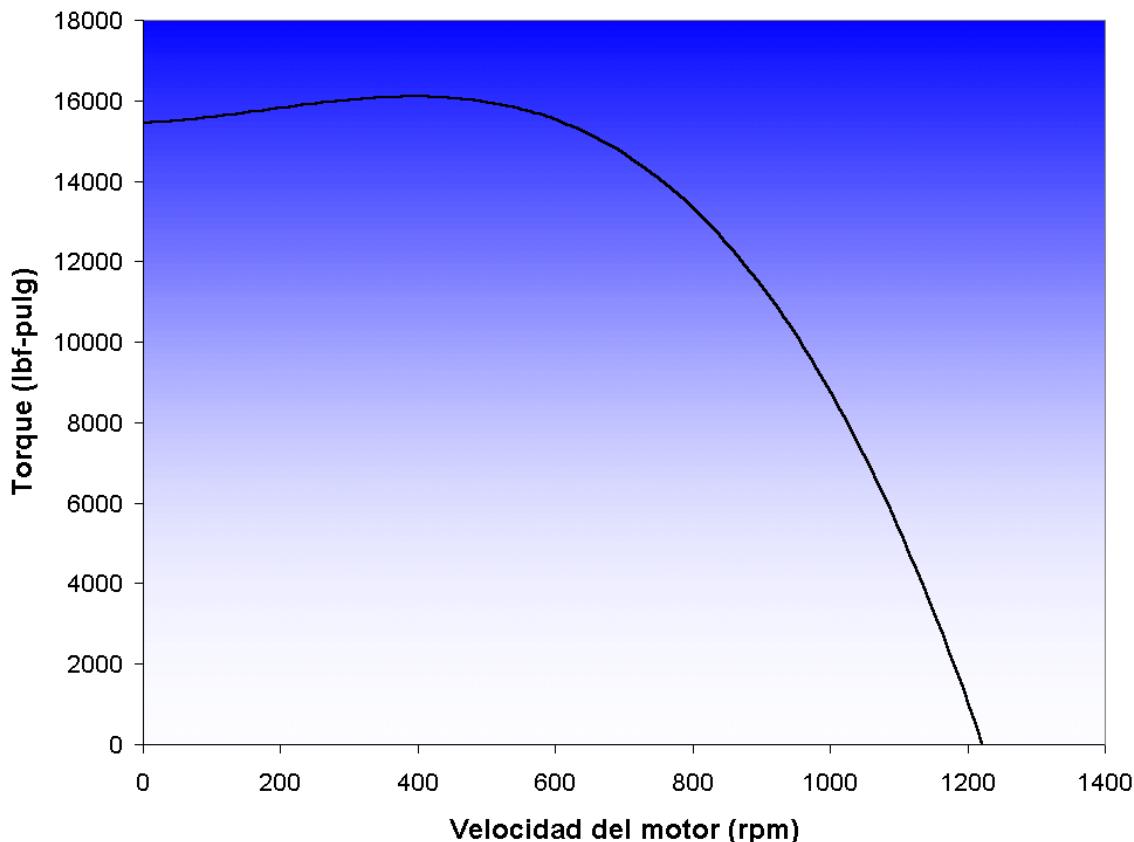
FUENTE: Elaboración propia.

Figura 37. Pandeo de las cabillas durante el arranque.

La Gráfica 14 muestra el elevado torque suministrado por un motor durante el arranque de sistemas de bombeo mecánico. El torque inicial se produce a una velocidad cero

(condición de bloqueo del rotor) como resultado de los prominentes esfuerzos aplicados a la unidad de bombeo durante la reactivación.

Gráfica 14. Comportamiento del torque suministrado por un motor en función de la velocidad

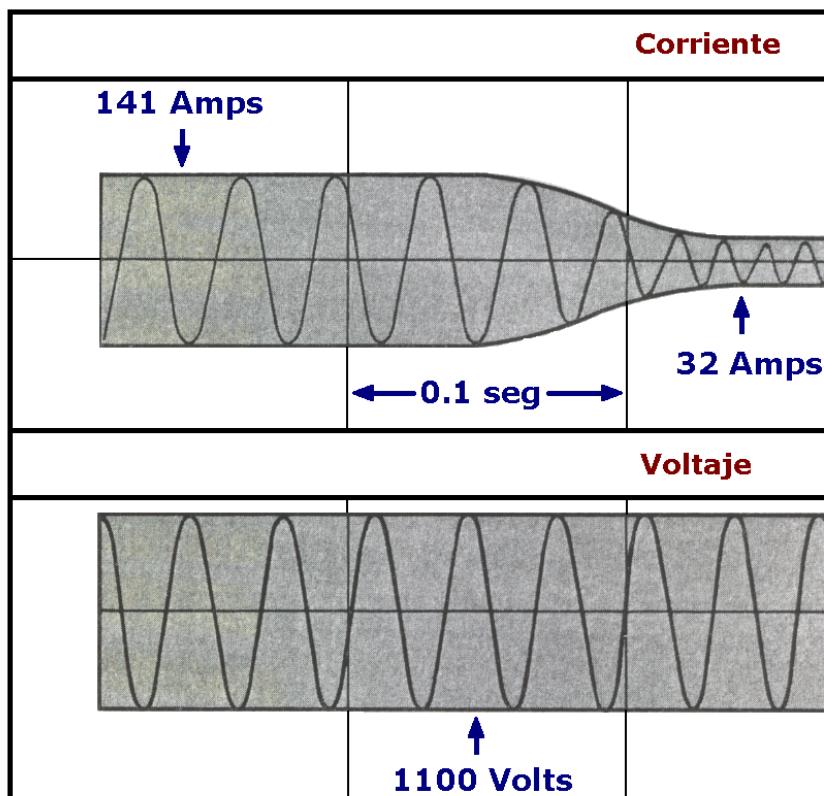


FUENTE: S. G. Gibbs: **Utility of Motor-Speed Measurements in Pumping-Well Analysis and Control**. SPE paper 13198. Houston, USA, septiembre de 1984, pág. 200.

Bombeo electrosumergible

El rompimiento del eje que conecta al motor y a la bomba en BES ocurre cuando la potencia suministrada por el motor genera un esfuerzo que supera el torque máximo permisible de esta barra de transmisión. Esta falla pudiese presentarse si ocurre una reactivación directa del motor electrosumergible de alto voltaje (aprox. 1.200 V), aunada a los altos esfuerzos de fricción que genera el crudo viscoso residente en la sección bomba-motor. Tal situación impartirá grandes sobrecargas de corriente (típicamente 5 a 8 veces mayor a la corriente normal de operación), particularmente cuando el motor está separado de su arrancador ubicado en la superficie por unos 5.000 a 10.000 pies de cables y además

puede ocasionar la quema inmediata del motor o de su cable^[37]. Este tipo de arranque es referido como “reactivación a través de la línea” y las grandes sobrecargas durante esta etapa se representan en la Figura 38.



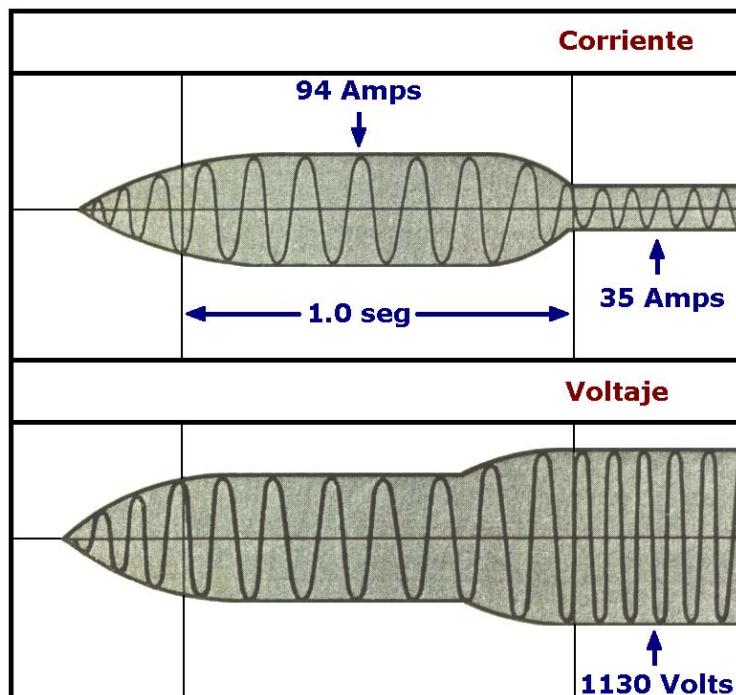
FUENTE: Adaptado de A. B. Neely y M. M. Patterson: **Soft Start of Submersible Pumped Oil Wells**. SPE 11042. New Orleans, USA, septiembre de 1982, pág.182.

Figura 38. Reactivación directa de un motor electrosumergible (a través de la línea).

Aquí se observa que la corriente, normalmente a 32 amperios, se incrementa a 141 amperios durante el arranque mientras el voltaje permanece constante (1.100 V). Cabe destacar que estos cambios bruscos de intensidad de corriente no sólo ocurren durante la reactivación de los motores sino también durante la parada de los mismos y el cable plano debe soportar las condiciones más adversas de la red de cableado ya que el calor generado por la corriente en la sección del motor hace que el cable plano se caliente 1,9 a 2,3 veces mayor que el calor generado en el cable principal.

³⁷ Adaptado de A. B. Neely y M. M. Patterson; op.cit. pág. 182.

En este sentido sólo un número limitado de paradas y re-arranques es normalmente posible, por lo que muchos operadores están reacios a parar o re-arrancar un equipo electrosumergible al menos que sea absolutamente necesario. Sin embargo, es posible efectuar re-arranques suaves con dispositivos de control ubicados en la superficie, como un variador de frecuencia o rectificadores controlados con silicone^[38]. La Figura 39 muestra el comportamiento de la corriente y el voltaje del motor electrosumergible durante un re-arranque suave.



FUENTE: Adaptado de A. B. Neely y M. M. Patterson; op.cit. pág. 182.

Figura 39. Reactivación suave de un motor electrosumergible.

Bombeo de cavidad progresiva

En bombeo de cavidad progresiva este esfuerzo inicial pudiese incrementarse si el elastómero alcanza un mayor hinchamiento debido a su incompatibilidad con los fluidos residentes en el hoyo, lo cual hace que el conjunto rotor-estator se atasque mientras se imparte movimiento al sistema durante el re-arranque y eventualmente se rompan las cabillas.

³⁸ Véase Adaptado de A. B. Neely y M. M. Patterson; op.cit.; págs. 180-183.

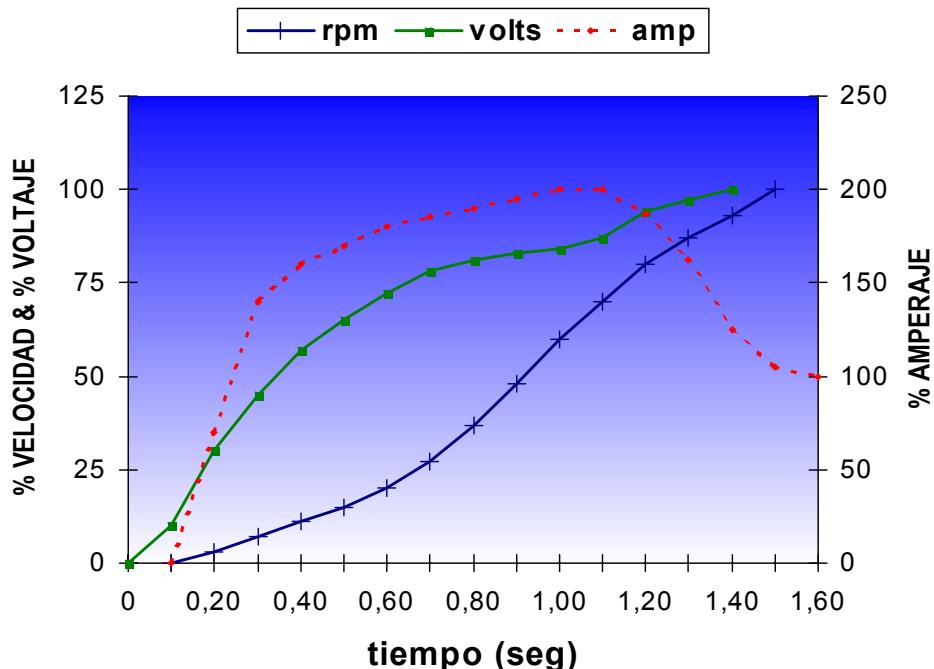
Levantamiento artificial por gas

En lo que respecta a los métodos de levantamiento artificial por gas, los inconvenientes operacionales que pudiesen presentar los pozos de crudo pesado durante la reactivación de flujo también radican en la contrapresión en la superficie, debida a la alta viscosidad del crudo a lo largo de las líneas de flujo, pero esta vez la presión de reinicio no es gobernada por la presión de descarga de las bombas de subsuelo sino por la energía suministrada al pozo por la inyección de gas comprimido (gas lift).

Acciones preventivas

Para evitar, tanto el daño del motor por sobrecarga de energía como el rompimiento de las cabillas o eje, se instalan dispositivos de control en la superficie, como un variador de frecuencia, que, aparte de proteger al sistema motriz de perturbaciones eléctricas, permite un arranque suave del motor, reduciendo así los altos esfuerzos sobre estas barras transmisoras de potencia que eran inducidos por las prominentes velocidades que resultaban del arranque directo de los motores. Posteriormente, el operador ajusta la frecuencia en estos dispositivos de control hasta alcanzar la velocidad normal de operación.

Gráfica 15. Comportamiento del motor durante un arranque suave.



FUENTE: Adaptado de A. B. Neely y M. M. Patterson:, op.cit. pág. 181.

Otra alternativa para minimizar la condición de elevada viscosidad que hace difícil restablecer el flujo en crudos viscosos consiste en, antes de cerrar el pozo, reemplazar el fluido de producción dentro de la tubería de producción (y en ocasiones en el espacio anular) y/o línea de flujo por un petróleo de menos viscosidad (diluente) o agua tratada.

Es importante resaltar que, antes de reemplazar el crudo residente en las líneas de flujo y en el eductor, deben realizarse pruebas de compatibilidad fluido-fluido, ya que muchas veces la sustitución de estos fluidos puede generar precipitación de asfaltenos, emulsiones e incluso deterioros en ciertos accesorios del equipo de fondo. Un ejemplo claro de la mala práctica de reemplazo de fluidos podría presentarse en sistemas BCP o LAG, si se considera la introducción de fluidos en el eductor que contengan compuestos aromáticos (kerosén, gasoil, etc.), ya que la presencia de estos compuestos en el elastómero (BCP) o en empacaduras de las válvulas (LAG) deteriora velozmente las propiedades del material, presentando ampollamiento y una suavidad mayor a la normal, complicando el re-arranque de estos sistemas.

5.2.1.2 Enfriamiento Ineficiente del Motor Electrosuminergible

Por otra parte, la condición de baja movilidad del crudo, especialmente en crudo pesado y extrapesado, durante el re-arranque, aunada a una disminución de la productividad del pozo, producto de un incremento de la viscosidad, puede contribuir a que el caudal no llegue a ser suficiente para enfriar al sistema motriz, particularmente al motor de fondo electrosuminergible, causando eventualmente la quema del cable plano o del motor, si las velocidades de flujo son menores de 0,5 pie/seg. o de los valores recomendados por fabricante y permanecen activados a baja frecuencia por tiempos prolongados (aprox. 3 horas)^[39].

³⁹ El periodo permisible de transferencia de calor de la carcasa del motor al fluido dependerá de la conductividad térmica del aceite de llenado del motor y de otras consideraciones del fabricante. Desde el punto de vista práctico, puede considerarse un tiempo prolongado el periodo mayor de 1 (una) semana. El valor de referencia citado en el párrafo es producto de entrevistas realizadas en la pericia de Levantamiento Artificial de INTEVEP, por los estudiantes de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela: Juan Almeida y Warrer Rodríguez. Febrero- Agosto de 2002.

5.2.1.3 Disminución de Productividad en Pozos con IAV

Desde el punto de vista del yacimiento, el cierre de la producción de pozos sometidos a inyección alternada de vapor pudiese perjudicar la técnica de extracción intermitente, orientada a incrementar la movilidad del crudo (disminución de viscosidad) por inyección cíclica de vapor; ya que, esta condición estática de flujo favorece las pérdidas de calor hacia las formaciones lindantes de la zona productora, eliminando el beneficio de la inyección de vapor en la reducción de la viscosidad del crudo y provocando, probablemente, en su totalidad, la condensación del vapor en las adyacencias del pozo.

Bloques de agua y emulsiones

El incremento de viscosidad del crudo y la presencia de agua condensada en las adyacencias del pozo —susceptibles a bloques de agua y emulsiones— provocará una caída de la productividad del pozo, que dará como resultado, durante la reactivación del flujo, una tasa de producción por debajo de los niveles que existían antes del cierre.

Usualmente se requiere de cierta energía para formar una emulsión, y un mecanismo estabilizador para mantener la emulsión. La energía requerida existe en la trayectoria del flujo en las cercanías del hoyo donde el flujo proveniente de todas direcciones converge a las perforaciones. Surfactantes catiónicos (inhibidores de corrosión o escamas, bactericidas, y incluso rompedores de emulsiones) frecuentemente tienden a estabilizar las emulsiones de agua en petróleo.

La presencia de finos de la formación contribuyen significativamente a la estabilidad de la emulsión; aunque los crudos de baja gravedad API podrían ser capaces de formar emulsiones con salmueras en capilares, incluso sin agitación o mezcla de los fluidos. Este tipo de crudo pesado o extrapesado, normalmente con considerable cantidad de asfaltenos, puede también desarrollar una rígida película orgánica entre el crudo y la salmuera. Tanto la emulsión espontánea como la película orgánica pueden causar un bloqueo en la producción. Tal bloqueo puede ocurrir en los espacios porosos de la formación cuando una

solución acuosa entra a la roca, y subsecuentemente, el fluido permanece en una condición estática por un período de tiempo considerable.

Acciones correctivas

Los bloques de emulsiones exhiben un efecto de “válvula check”, el cual puede ser detectado comparando pruebas de productividad e inyectividad. Esta situación hará necesaria la intervención de maquinarias que, a parte de emprender un servicio que minimice el efecto de bloqueo de la emulsión, realicen una nueva estimulación térmica en la zona productora, si se desea recobrar más petróleo con el subsiguiente ciclo; aunque, es importante señalar que por cada ciclo de inyección térmica adicional se recobra menos petróleo que el que se obtiene del anterior.

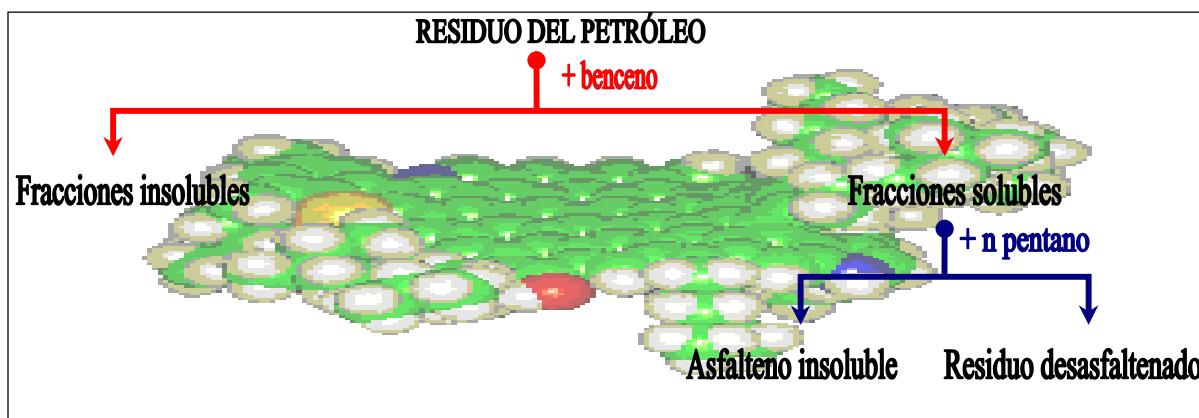
Con frecuencia el problema de bloqueo parcial del flujo es difícil de solucionar, debido a que las emulsiones no pueden ser fácilmente desplazadas de los poros de la formación por los fluidos producidos, y es dificultoso que estas emulsiones entren en contacto con surfactantes y solventes que son inyectados dentro de la formación.

5.2.2 DEPOSICIÓN ORGÁNICA

5.2.2.1 Asfaltenos

Definición

La clásica definición de los asfaltenos está basada en la solubilidad que estos residuos orgánicos del petróleo tienen en solventes aromáticos (benceno, tolueno y xileno) e insolubilidad en solventes no polares (n-heptano/n-pentano). Véase Figura 40.



FUENTE: Adaptado de Sunil L. Kokal y Selim G. Sayegh: **Asphaltenes: The Cholesterol of Petroleum**. SPE paper 29787. Bahrain, marzo de 1995, pág. 180.

Figura 40. Separación del asfalteno en residuos del petróleo.

Mecanismos de deposición

Los mecanismos de deposición del asfalteno no se han podido comprender con claridad, hasta la fecha. Sin embargo, muchos autores^[40, 41 y 42] han aceptado que la causa principal de estos mecanismos de deposición radica en la pérdida de solubilidad del asfalteno en el crudo^[43].

⁴⁰ A. K. M. Jamaluddin; T. W. Nazarko; S. Sills y B. J. Fuhr: **Deasphaltene Oil – A Natural Asphaltene Solvent**. SPE paper 28994, San Antonio, TX., USA, febrero de 1995, pág. 1.

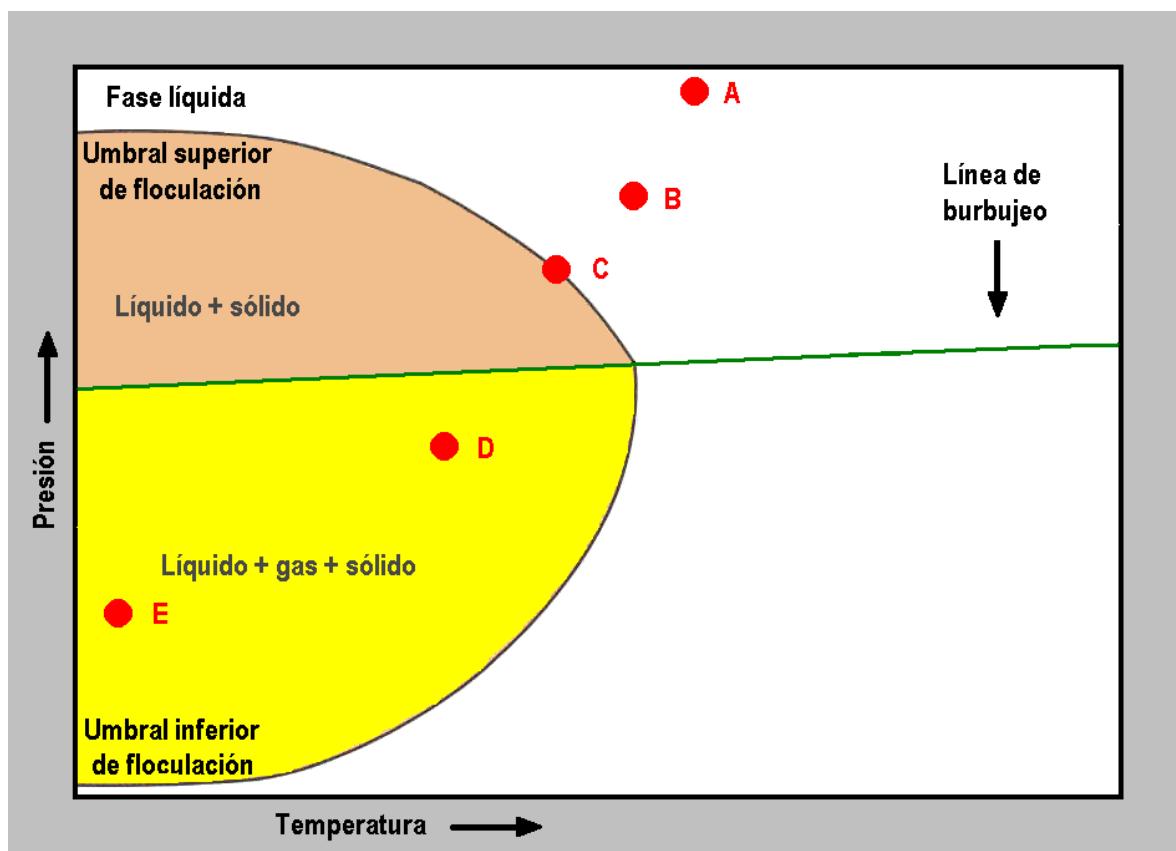
⁴¹ Pierre M. Lichaa: **Deposition problems in Venezuela Crudes – Usage of Asphaltenes in Emulsion Stability**. Oil and Sands. Can. Pet. Technology, junio 1977, págs. 609 y 610.

⁴² Seldo Kawanaka; S. J. Park y G. A. Mansoori: **Organic Deposition from Reservoir Fluids: A Thermodynamics Predictive Technique**. SPE paper 17376. Tulsa, abril de 1995, pág. 185.

⁴³ G. A. Mansoori: **Physicochemical Basis of Arterial Blockage / Fouling (Prediction and Prevention)**. University of Illinois, Chicago, USA, septiembre 2001, pp. 11.

Los cambios de presión, temperatura y composición química del petróleo tienden a comprometer la solubilidad de este complejo compuesto orgánico, conllevando a su floculación y eventual precipitación. Estos cambios termodinámicos, principalmente, a lo largo del eductor, pueden ocasionar la separación del fluido en dos y hasta tres fases (gas-líquido, gas-líquido-sólido) durante el cierre prolongado del pozo. La Gráfica 16 muestra el diagrama de fases típico de un crudo que presenta deposición de asfaltenos en condiciones estáticas.

Gráfica 16. Diagrama de fases típico de un crudo con precipitación de asfaltenos.



FUENTE: Elaboración propia.

En este diagrama, se pueden identificar cuatro zonas:

- (1) Zona por encima del umbral superior de floculación: a cualquier presión y temperatura el crudo siempre existirá como una fase líquida.
- (2) Zona comprendida entre el umbral superior de floculación y la curva de puntos de burbuja: coexiste una fase sólida y una fase líquida en equilibrio.

(3) Zona comprendida entre la curva de burbujeo y el umbral inferior de floculación: existen simultáneamente una fase gaseosa, una fase líquida y una fase sólida.

(4) Zona por debajo del umbral inferior de floculación: la fase sólida desaparecerá y sólo quedarán la fase gaseosa y líquida en equilibrio.

El comportamiento de presión y temperatura del crudo producido desde el yacimiento hasta la superficie, durante un cierre de producción es el siguiente:

El punto A corresponde a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, lejos del pozo. La variación de estas condiciones queda sujeta a la producción de los demás pozos productores del yacimiento y a los programas de mantenimiento de presión, los cuales son comunes en áreas con problemas de asfaltenos. A partir del nivel de las perforaciones (punto B), se registran presiones cada vez menores a medida que el fluido se aproxima a la superficie, debido a la disminución de la carga hidrostática. La temperatura también disminuye, en virtud de las pérdidas de calor hacia las formaciones suprayacentes de la zona productora, que por estar a menores profundidades que el yacimiento, se encuentran a menor temperatura que el fluido dentro del eductor. La porción de crudo que está en la zona situada por debajo del umbral superior de floculación (punto C) empezará a formar flóculos de sólidos.

Durante la reapertura de los pozos, estos residuos situados en el eductor, bombas u otros accesorios de fondo, fragmentariamente pueden ser transportados por el mismo crudo hacia los estranguladores, líneas de flujo, etc., pudiendo ocasionar la obstrucción parcial o total del flujo hacia el múltiple de recolección. Por el contrario, si la producción cayó abruptamente, con respecto al nivel de producción que existió antes del cierre, entonces el depósito pudo haber causado un taponamiento severo a lo largo del eductor, restringiendo el flujo de fluidos hacia la superficie.

Medidas correctivas

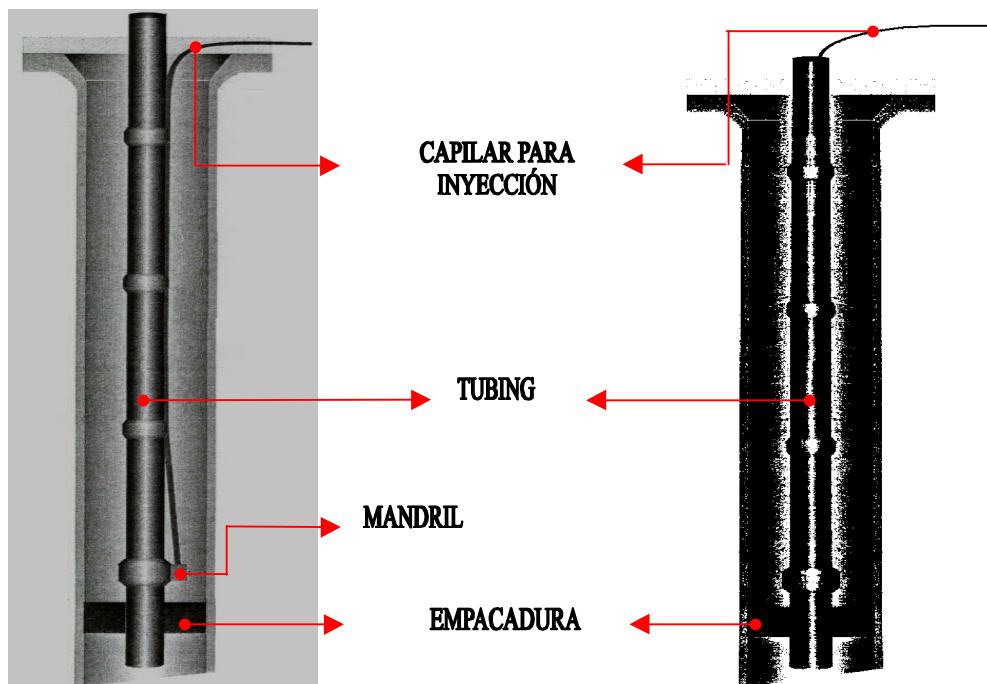
Una vez que el taponamiento se produce, el mismo se puede eliminar inyectando un solvente adecuado y dejando la instalación en remojo por varias horas, a fin de disolver el depósito. Sin embargo, en ocasiones esta medida no es suficiente; ya que, por lo general, el

depósito no está constituido únicamente por materia orgánica, sino que puede contener cantidades significativas de material inorgánico (arenas y escamas), el cual endurece fuertemente el depósito. En estos casos es necesario emplear una unidad de tubería continua (**coiled tubing**) para realizar una limpieza mecánica en combinación con el mejor solvente.

Medidas preventivas

- Pozo

Si lo que se persigue es prevenir el problema de precipitación de asfaltenos, debe reemplazarse el fluido de producción por un petróleo de menos viscosidad (diluente) o agua tratada. Otra medida que se puede tomar es la inyección de un dispersante adecuado en el pozo. Para aquellos pozos en los que se haya detectado la necesidad de injectar dispersantes en el fondo del pozo, los operadores tienen dos opciones: (1) efectuar un trabajo mayor en el pozo, a fin de instalar un sistema de inyección como el mencionado o (2) realizar las modificaciones necesarias en el cabezal para instalar un tubo delgado que se pueda dejar en forma permanente dentro de la tubería de producción, a través del cual se pueda inyectar dispersante en la zona de flocculación del asfalteno. Véase Figura 41.



FUENTE: Adaptado de Denis Brondel, et al.: **Corrosion in the Oil Industry**. Oilfield Review, abril de 1994; pág. 15.

Figura 41. Tubo capilar para inyección de sustancias químicas en el pozo.

La Tabla 17 muestra otras técnicas alternativas de corrección de este residuo orgánico dentro del pozo.

Tabla 17. Técnicas de corrección para la precipitación de asfaltenos.

	Correctivos
MÉTODO MECÁNICO	<p>Este método envuelve raspado y limpieza mecánica de los depósitos dentro del pozo. Otra técnica consiste en aplicar presión y crear una diferencia de presión a través del tapón para desalojar el depósito.</p>
MÉTODO QUÍMICO	<p>Correctivos</p> <p>Cuando las técnicas de remoción mecánica no son exitosas o no factibles, los métodos de limpieza química pueden ser usados. Numerosos solventes, aditivos y químicos comerciales están disponibles por muchas compañías para disolver la deposición de asfaltenos. Tratamientos de solventes, circulación reversa y normal con petróleo caliente han sido probadas con resultados múltiples.</p> <p>Los solventes hidrocarburos; por ejemplo, tolueno, xileno y otros solventes como piridina son efectivos en la disolución de asfaltenos, pero se ha limitado su uso debido al alto costo, consideraciones de seguridad y otros problemas.</p> <p>Estos solventes también son combustibles y explosivos peligrosos, debido a su bajo punto de inflamación, y también pueden generar problemas de corrosión. Los procedimientos de limpieza, generalmente, son diseñados a un pozo en particular. En muchos casos una inyección de solvente químico puede ser seguido por raspadores mecánicos.</p>

Fuente: Véase Sunil L. Kokal y Selim G. Sayegh; op.cit, pág. 173.

- Cara de la formación

Uno de los sitios más susceptibles y graves de precipitación de asfaltenos es la zona del yacimiento adyacente al pozo. Durante la reapertura de la producción, poca cantidad de flóculos es transportada por los fluidos hasta el eductor, ya que la mayor parte se adhiere a la roca o se retiene en las gargantas de los poros, ocasionando el taponamiento de la formación. Cuando esto sucede es necesario realizar un trabajo de fracturamiento o un tratamiento de estimulación, acompañado con el mejor solvente, que elimine los depósitos, de ser económicamente factible.

Una de las limitaciones de los tratamientos de la cara de la formación es su dosis temporal, ya que si persisten las condiciones de precipitación, eventualmente la formación se volverá a taponar y será necesario realizar un nuevo trabajo de estimulación.

- Yacimiento

Una vez que la precipitación de asfaltenos ha ocurrido en el yacimiento, lejos del pozo, prácticamente no existe ninguna medida correctiva viable. Sin embargo, a este nivel, el problema es “menos grave” que cuando acontece en la cara de la formación, ya que lejos

del pozo el área de flujo es mucho mayor y las velocidades mucho más bajas. La medida preventiva más viable consiste en mantener la presión de la formación por encima del umbral de floculación, mediante la inyección de fluidos al reservorio que sustituyan el crudo producido.

Problemas de asfaltenos en Venezuela

En el Oriente de Venezuela, los pozos profundos del norte de Monagas^[44], localizados en los campos Mulata, El Carito, Santa Bárbara y El Furrial, han presentado en mayor proporción estos problemas. Este fenómeno se ha manifestado dentro de la compleja red de poros, eductor, cabezal del pozo, estrangulador, líneas de flujo, separadores y plantas de tratamiento de gas. La remoción de estos residuos dentro del eductor y/o líneas de flujo, generalmente, se efectúa mediante tratamientos químicos. Los tratamientos al fondo del hoyo involucran el uso de unidades de tubería continua o **snubbing**.

En el Occidente del territorio, los pozos que han registrado mayores inconvenientes operacionales por la deposición de asfaltenos están ubicados en las arenas eocénicas y cretáceas de la Costa Bolívar^π. Estos residuos se manifiestan a lo largo del eductor, donde la presión y la temperatura disminuyen a medida que el crudo fluye hacia la superficie. El problema de los asfaltenos puede ser neutralizado merced a la modificación de las condiciones de operación, entre las cuales se mencionan la reducción de la presión de cabezal o altas tasas de producción y el uso de un fluido aislante en el anular, cuya función, como se mencionó anteriormente, consiste en evitar la excesiva pérdida de calor a lo largo de la tubería de producción. Los crudos del campo Mata-Acema^ρ, descrito por Lichaa^[45], poseen altos contenidos de asfaltenos que varían de 0,4 a 9,8 por ciento en peso. Tal deposición ha ocurrido luego del cierre temporal de los pozos y/o posterior a tratamiento de

⁴⁴ J. Alí; J. Betancourt J y C. Ávila: **A Methodology for Asphaltene Control in Production Facilities in North of Monagas, Venezuela**. SPE papers 56572. Houston, USA, octubre de 1999; pág. 1.

^π La Costa Bolívar está conformado por los campos Lagunillas, Bachaquero, Tía Juana y Cabimas, a lo largo de la costa oriental del Lago de Maracaibo.

^ρ Ubicados en la cuenca de Maturín. Campos del grupo Oficina.

⁴⁵ Pierre M. Lichaa; op.cit. pág. 613.

acidificación, dando como resultado una restricción parcial o completa al flujo. Lichaa^[46] muestra como el contenido de asfaltenos, por sí solo, no juega un rol importante en la deposición potencial de este residuo orgánico.

5.2.2.2 Parafinas

Definición

La parafina permanece como un constituyente soluble a condiciones del reservorio bajo estado de equilibrio. Cuando este equilibrio es perturbado, principalmente, por una disminución de la temperatura en el crudo puede provocar la cristalización, desprendimiento y deposición de la cera parafínica.

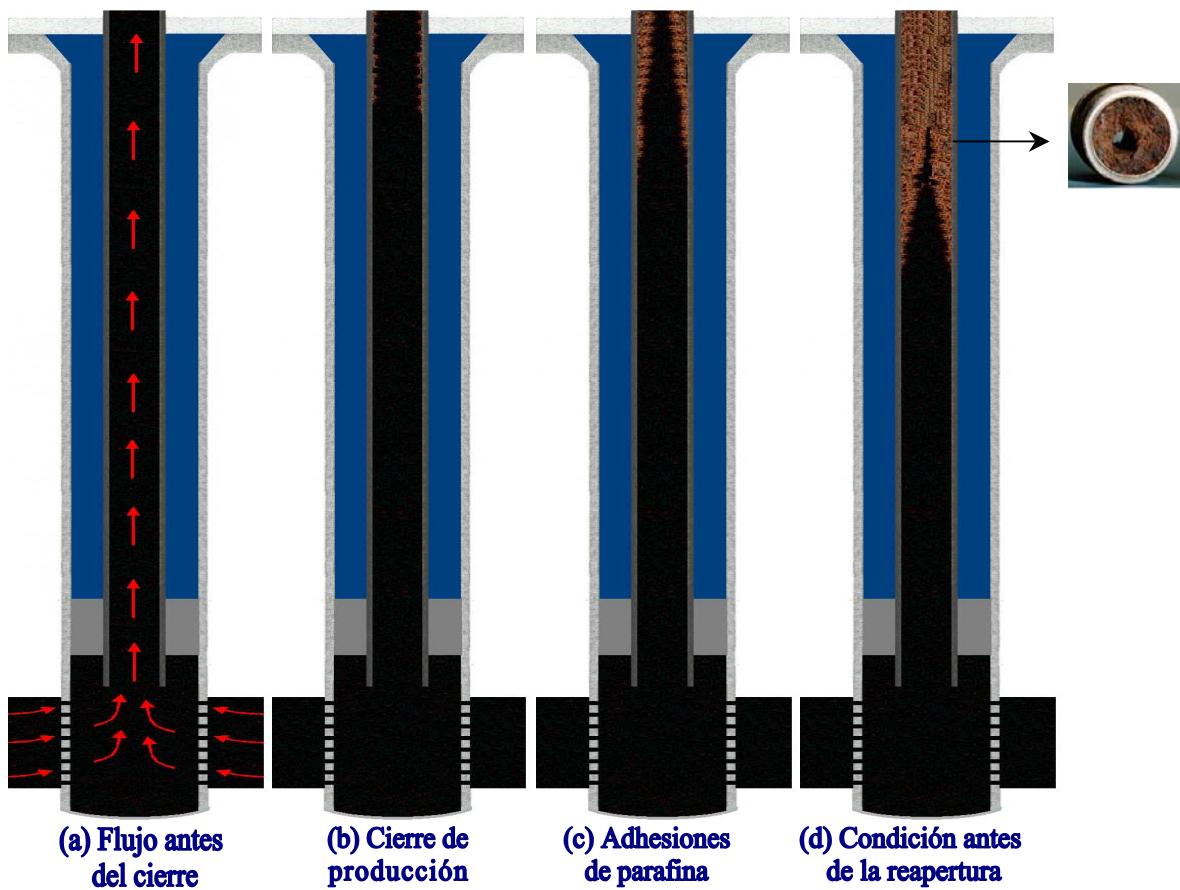
Los crudos con altísimo contenido de cera, por lo general, son livianos. Durante la noche, al bajar la temperatura ambiente, el petróleo tiende a solidificarse notablemente y cuanto arrecia el sol muestra cierto hervor en los tanques de almacenamiento.

Mecanismos de deposición

La deposición de parafinas se produce cuando el crudo, en su trayecto desde la arena productora hasta los sistemas de recolección de petróleo, va perdiendo temperatura hasta caer por debajo de su punto de neblina o temperatura de cristalización de parafinas, provocando, vale la redundancia, la cristalización, desprendimiento y deposición de la cera parafínica, la cual se adhiere a la superficie metálica y termina por restringir parcial o totalmente el paso de fluido al momento de reiniciar la producción.

Cabe destacar que la tasa de deposición de parafinas, al principio, es alta, pero disminuye en virtud de que se adhiere mayor cantidad de cera en la tubería, ya que, a medida que el espesor de la capa parafínica incremente tenderá a actuar como un aislante que reduzca las pérdidas de calor en las líneas de flujo y en el eductor. Véase Figura 42.

⁴⁶ Pierre M. Lichaa; op.cit; pág. 611.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 42. Adhesión de parafinas en el eductor durante un cierre de la producción.

Los inconvenientes operacionales que pueden presentarse en el pozo y/o líneas de flujos al reiniciar la producción de crudos parafínicos, luego de un cierre prolongado de los pozos, también radican en que la nueva condición del petróleo crudo para restablecer el flujo exigirá una elevada presión de reinicio que permita la fluidez del mismo.

Medidas preventivas y correctivas

Existen muchos métodos usados para manejar los problemas de parafinas; éstos pueden dividirse en dos categorías: remoción (mecánico, térmico y químico) y prevención o inhibición (dispersantes, reductores del punto de fluidez y aislantes térmicos). Véase Tabla 18.

Tabla 18. Medidas de prevención/remoción de parafinas.

		Preventivos
MÉTODO QUÍMICO	<p><i>Inhibidores/retardadores:</i> El propósito de estos químicos consiste en mantener el crudo en estado líquido y prevenir la deposición de ceras. Su efecto es temporal, debido a las altas pérdidas de calor por el eductor, durante un cierre de producción.</p>	
	<p><i>Correctivos</i></p> <p><i>Solventes/diluyentes (petróleo, querosén, gasóleo o gasolina):</i> Su función principal radica en generar calor para ablandar la mezcla gelatinosa que se formó por efecto de la pérdida excesiva de calor en el crudo, durante el cierre de producción. Debido a que la parafina constituye uno de los principales productos de la refinería debe tenerse cuidado al utilizar disolventes de parafinas en los pozos, ya que estos pueden contaminar la corriente hacia la refinería, con las consiguientes pérdidas económicas.</p>	
MÉTODO TÉRMICO	<p><i>Preventivos</i></p> <p><i>Aislantes térmicos:</i> La utilización de un fluido aislante en el anular puede evitar excesivas pérdidas de calor y mantener la temperatura del fluido a lo largo del eductor. Esta técnica puede utilizarse cuando los pozos son capaces de producir por flujo natural</p>	
	<p><i>Correctivos</i></p> <p><i>Petróleo caliente, vapor, agua caliente, aire o gas comprimido caliente:</i> Inyección térmica que permite ablandar el depósito de parafinas y regresar el crudo a su condición líquida.</p> <p><i>Calentadores:</i> Aporte de calor al crudo en la superficie, con el objeto de elevar la temperatura del crudo por encima de su punto de fluidez y ablandar el depósito de parafinas.</p>	
MÉTODO MECÁNICO	<p><i>Correctivos</i></p> <p><i>Raspadores, succionadores, cortadores o escariadores:</i> Elementos que se introducen en las líneas de flujo o eductor para efectuar la limpieza respectiva</p> <p><i>Tubería continua/snubbing:</i> Limpieza del residuo fuertemente adherido al eductor.</p> <p>Ensanchamiento del hoyo en la periferia del estrato productor.</p>	

FUENTE: Basado en apuntes de la materia Pozos II. (Sem.: 1-2000), dictada por el Prof. Norberto Bueno. Escuela de Ingeniería de Petróleo. UCV.

Áreas con problemas de parafinas en Venezuela

En Venezuela, la producción de crudos parafínicos se da principalmente en los campos de San Joaquín, Santa Ana, Roble y en las áreas de Anaco, ubicadas en el oriente del país.

5.2.3 DEPOSICIÓN INORGÁNICA

5.2.3.1 Arenamiento

Los pozos perforados dentro de formaciones poco consolidadas están sujetos a la producción de arena. Los fluidos producidos tienden a arrastrar estas partículas de la formación al hoyo, pudiendo causar puentes o tapones que alcanzarían bloquear la producción del pozo en varios grados, inclusive lograr un completo taponamiento del hoyo.

La migración de arena de la formación hacia la superficie trae como consecuencia que el fluido contaminado dañe a los equipos de superficie y de subsuelo (bombas estranguladores, válvulas de seguridad y separadores) por los procesos de abrasión y subsecuente corrosión. Sin embargo, se disponen de técnicas para el control de arena que minimizan estos inconvenientes en condiciones dinámicas. Véase Tabla 19.

Tabla 19. Técnicas para minimizar la producción de arena.

FORROS RANURADOS	Proporciona un filtro que separa los sólidos del fluido. También sirve como soporte mecánico del fondo del hoyo.
EMPAQUE CON GRAVA	Su principio radica en colocar grava de tamaño apropiado frente a las perforaciones, con el objeto de prevenir el movimiento de granos de arena que arrastran consigo los fluidos que entran al fondo del pozo y lograr obtener un petróleo "libre" de arena
INYECCIÓN DE RESINAS	El propósito de inyectar resinas en combinación con soluciones plásticas es efectuar una cementación artificial de los granos de arena que están en las adyacencias de las perforaciones.

FUENTE: Basado en apuntes de la materia Pozos II. (Sem.: 1-2000), dictada por el Prof. Norberto Bueno. Escuela de Ingeniería de Petróleo. UCV.

La Tabla 20 muestra la habilidad de algunos métodos de producción para el manejo de estas partículas en condiciones dinámicas de flujo.

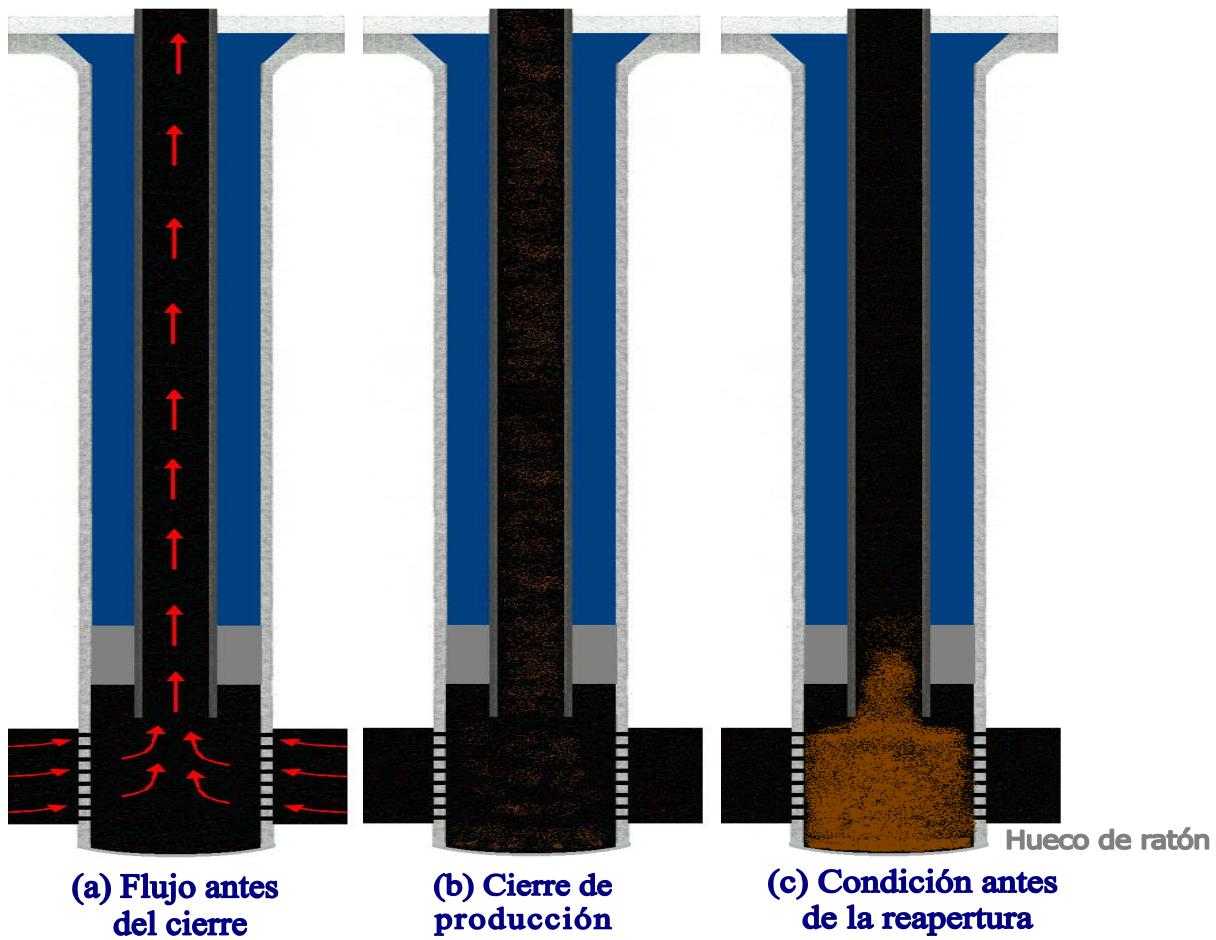
Tabla 20. Habilidad para el manejo de arenas en diversos métodos de producción

FLUJO NATURAL	<p><i>Excelente:</i> Limitado por la capacidad de manejo de arena de sistemas de recolección y distribución de petróleo y gas.</p>
GAS LIFT	<i>Excelente:</i> Limitado por la capacidad de manejo de arena de sistemas de recolección y distribución de petróleo y gas.
	<i>Regular:</i> La válvula fija puede tener problemas de atascamiento durante la reactivación.
	<i>Cavidad progresiva (BCP)</i>
BOMBEO	<p><i>Excelente:</i> Puede manejar arenas por encima del 50 por ciento con crudos pesados y extrapesados. A medida que aumenta el corte de agua disminuye su habilidad para manejar arenas.</p>
	<i>Electrosumergible (BES)</i>
	<p><i>Pobre:</i> Máximo manejo de arena, hasta 200 ppm de sólidos. Mejora su habilidad de manejo de arena variando la resistencia a la abrasión de sus materiales.</p>
	<i>Balancín convencional (BM)</i>
	<p><i>Pobre:</i> Máximo manejo de arena, hasta 0,1 por ciento con válvulas especiales. En condiciones de operación la válvula fija y viajera pueden perder su esfericidad ocasionando el escurrimiento de los fluidos debido al cacaraño ocasionado por la arena</p>

FUENTE: Basado en apuntes de la materia Ingeniería de Producción I. (Sem: 1-2000), dictada por el Prof. Wladimiro Kowalchuk. Escuela de Ingeniería de Petróleo. UCV.

No obstante, en condiciones estáticas de flujo, el manejo de arena puede hacerse incontrolable, ya que el fluido extraído del subsuelo, por muy limpio que sea, siempre arrastra partículas de arena de la formación, y al efectuar un cierre temporal de la producción de los pozos no será capaz de suspender estas partículas, que eventualmente decantarán.

La gravedad de la obstrucción dependerá de la cantidad de finos que arrastre el flujo y la separación que exista entre las perforaciones y el fondo del hoyo (hoyo de ratón). La Figura 43 muestra el fenómeno de decantación de estas partículas cuando cesa el movimiento de fluidos que se dirige a la superficie.



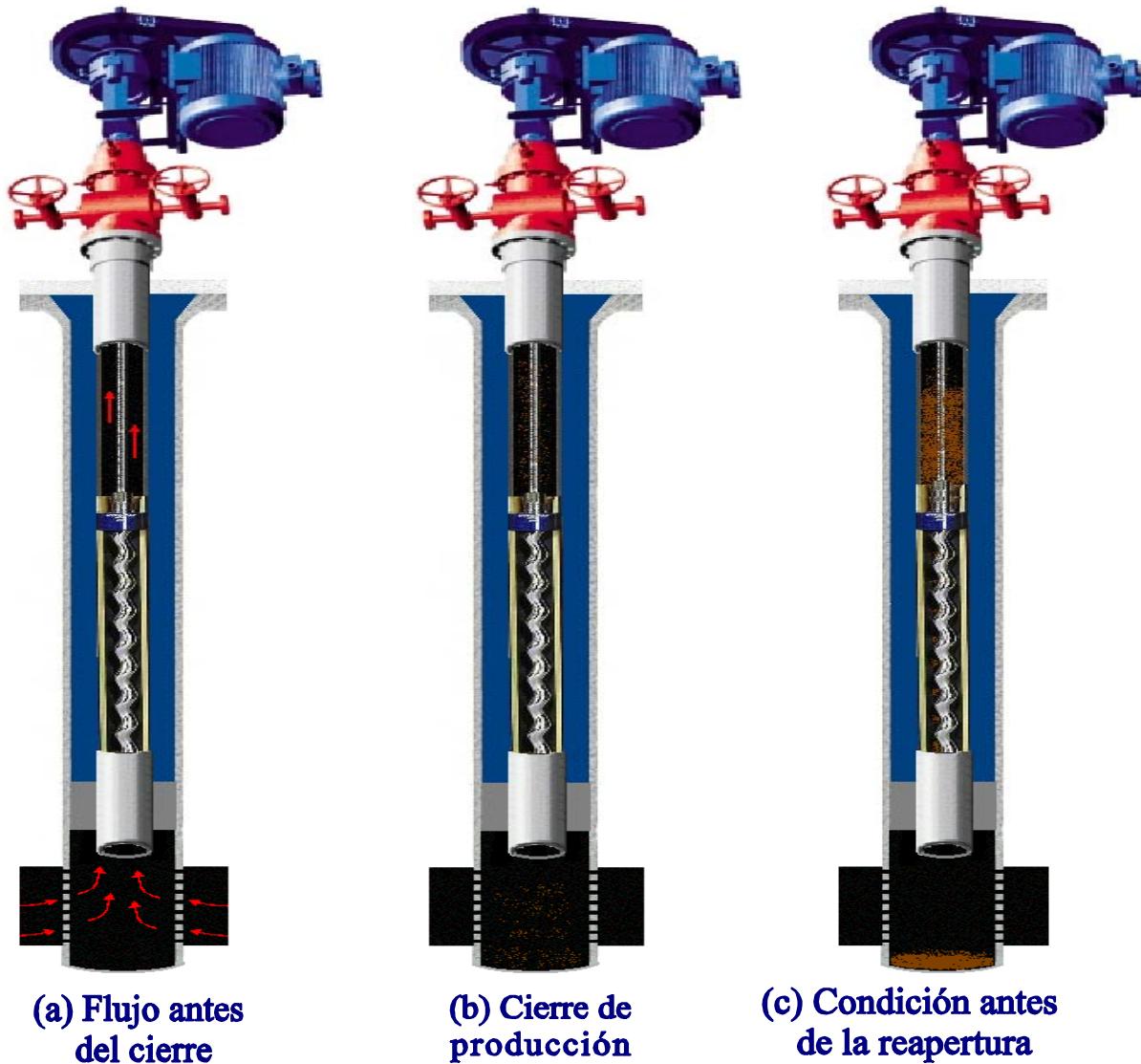
FUENTE: Elaboración propia.

Figura 43. Proceso de deposición de finos durante el cierre de producción.

Durante la reactivación, los pozos con sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico o electrosumergible no deberían presentar obstrucciones importantes al flujo, por causa de la decantación de estas partículas, ya que el manejo de arena por estos sistemas, en condiciones dinámicas previas al cierre, debería ser menor de 0,1 por ciento y 200 ppm, respectivamente. Sin embargo, si la producción antes del cierre en estos sistemas de levantamiento por bombeo supera estas concentraciones, se corre el riesgo de un taponamiento en la descarga de la bomba.

Los pozos donde se aplique flujo natural, gas lift o bombeo de cavidad progresiva, sí pudiesen presentar graves problemas de obstrucción al flujo, durante la reactivación de la producción, como resultado de la decantación y endurecimiento del depósito, en virtud de la excelente habilidad que tienen para manejar estas partículas en condiciones dinámicas de

flujo, previas al cierre. En tal sentido, la abundancia de arena en el tope de la bomba puede causar problemas al tratar de ponerla nuevamente en operación y representaría complicado el tratar de recuperarla. Véase Figura 44.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 44. Arenamiento en un sistema BCP durante el cierre temporal de la producción.

Asimismo, la decantación de partículas de arena en sistemas de LAG intermitente puede atascar la válvula de retención, ubicada sucesivamente por debajo de la válvula operadora, permitiendo así una obstrucción al flujo a través de este elemento móvil o un re-arranque ineficiente. Normalmente estos depósitos son removidos por técnicas de limpieza con tubería continua o **snubbing**.

5.2.3.2 Escamas

Dado que el petróleo puede ir acompañado de agua de formación es muy probable que los pozos estén obstruidos por escamas al momento de su reapertura.



FUENTE: Red Intranet de PDVSA.

Figura 45. Deposición de escamas que obstruyen la producción del pozo y merman su potencial.

La deposición de escamas usualmente tiene lugar como resultado de la cristalización y eventual precipitación de los minerales presentes en el agua. Estas incrustaciones se pueden depositar en la matriz o fracturas de la formación, hoyo, eductor, bomba de subsuelo, revestidor, estrangulador, líneas de flujo, intercambiadores de calor y sistemas de tratamiento e inyección de agua.

Los principales factores, que originan la deposición de escamas durante el cierre prolongado de la producción, son:

- (a) Cambio de temperatura.
- (b) Cambios de presión
- (c) Tiempo de contacto del agua de formación con otras soluciones acuosas.
- (d) pH del agua.

La composición y precipitación de las escamas son tan variables como la naturaleza del agua que las produce. La Tabla 21 presenta los depósitos de escamas más comunes en un campo petrolero.

Tabla 21. Depósitos de escamas más comunes en un campo petrolero.

SOLUBILIDAD	NOMBRE QUÍMICO	FORMULA QUÍMICA	NOMBRE DEL MINERAL
SOLUBLES EN AGUA	Cloruro de sodio	NaCl	Halita
SOLUBLES EN ÁCIDO	Carbonato de calcio	CaCO ₃	Calcita
	Carbonato de hierro	FeCO ₃	Siderita
	Sulfuro de hierro	FeS	Trolita
	Oxido de hierro	Fe ₂ O ₃	Hematita
	Oxido de hierro	Fe ₃ O ₄	Magnetita
INSOLUBLES EN ÁCIDOS	Hidróxido de magnesio	Mg(OH) ₂	Brucita
	Sulfato de calcio	CaSO ₄	Anhidrita
	Sulfato de calcio hidratado	CaSO ₄ H ₂ O	Yeso
	Sulfato de bario	BaSO ₄	Barita
	Sulfato de estroncio	SrSO ₄	Celestita

Fuente: Thomas Allen y Alan P. Roberts: **Production Operations**. Segunda Edición, mayo 1982; pág. 172.

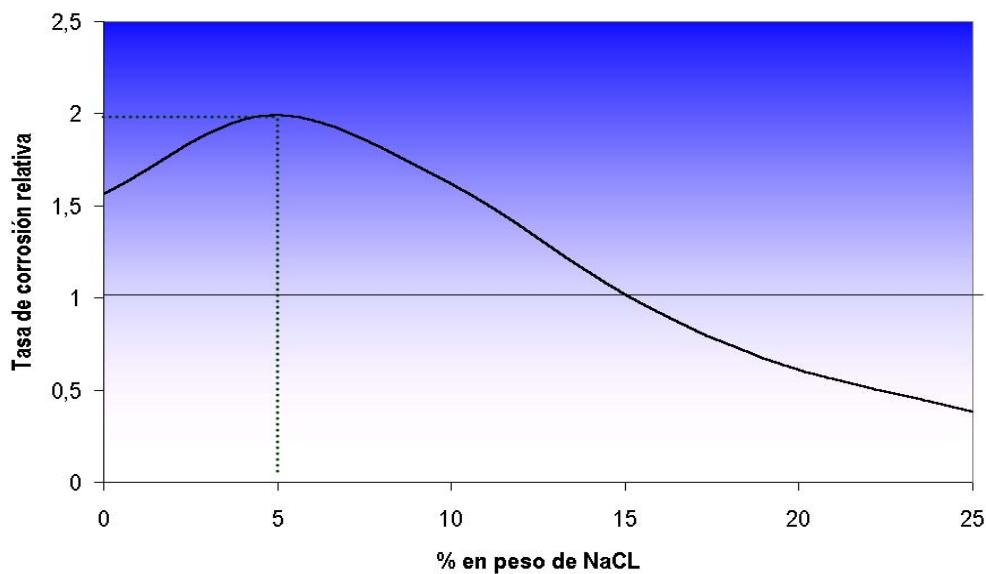
5.2.4 CORROSIÓN

El agua presente en el crudo, durante el cierre prolongado de la producción, también puede contribuir al fenómeno de la corrosión. La corrosión puede definirse como la interacción de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro de sus propiedades tanto físicas como químicas.

Desde un punto de vista termodinámico y electroquímico, la corrosión es un fenómeno que indica la tendencia que tiene un metal en retornar a su estado primitivo o de mínima energía, siendo este fenómeno el causante de grandes perjuicios económicos en los equipos de superficie y de subsuelo en la industria petrolera.

La velocidad a que un material se corroe es lenta pero continua. A medida que pasa el tiempo se va creando una capa fina en la superficie del metal, que tiene apariencia de mancha, hasta que llega a mostrar imperfecciones en la zona afectada por el fenómeno.

La corrosión se incrementa con la salinidad del agua (hasta 5 % en peso NaCl). Por encima de esta concentración, la solubilidad del oxígeno disminuye en el agua, reduciendo la tasa de corrosión. Por el contrario, cuando el contenido de sal está por encima de 15 % en peso, las tasas son más bajas que con agua fresca. Véase Gráfica 17.

Gráfica 17. Efecto corrosivo del NaCl en acero al carbono

FUENTE: Denis Brondel, et al.; op.cit. pág. 15.

En caso que el agua contenga gases ácidos (CO_2 y H_2S), es muy probable que, durante el cierre prolongado de la producción, los pozos, que producen agua de formación o la dejan condensar, estén corroídos al momento de su reapertura.

Este fenómeno puede ocurrir en cualquier parte del eductor, bomba, cabillas, forro ranurado, cabezal, línea de flujo o cualquier otro elemento fabricado con acero al carbono, reduciendo así la vida útil de los equipos e instalaciones.

La gestión corrosiva del agua u otras sustancias como H_2S o CO_2 , durante el cierre prolongado de la producción, pueden desgastar los filtros de arena tal que, al momento de reiniciar la producción, el forro ranurado que sirvió de soporte de las paredes del hoyo (debilidad originada por la mala práctica de perforar en dirección al mínimo esfuerzo de la roca) pueda desgarrarse.

En bombas de cavidad progresiva, la presencia de H_2S o CO_2 en el conjunto rotor-estator, aunado a un mayor tiempo de contacto, puede conllevar a que el elastómero se deteriore fácilmente durante el re-arranque de producción.

En BES este fenómeno puede producir huecos en la carcaza del motor de fondo, permitiendo que el aceite del motor esté en contacto con el fluido del pozo, y en consecuencia deje al sistema completamente fuera de operación.

Este fenómeno de desgaste también contribuye al rompimiento de cabillas durante la reactivación de la producción en sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico y de cavidad progresiva, ya que el espesor corroído del material hará que el valor del máximo esfuerzo de las cabillas sea reducido.

Asimismo, si en el revestidor se genera un desgaste por corrosión en conjunto con una falla en la cementación, puede ocurrir la entrada de fluidos extraños que se mezclarían con el fluido residente en el hoyo, contribuyendo aún más a la formación de emulsiones, escamas, incrementos de las tasas de corrosión, etc.

Debido a que es metódicamente imposible prevenir la corrosión, la solución más práctica es el control de las tasas de este fenómeno de desgaste del material. El manejo de todo este fenómeno requiere la experticia de ingenieros de corrosión, un recurso humano clave en la industria petrolera. Algunas medidas industriales, utilizadas para controlar la corrosión durante un cierre prolongado de producción, se pueden mostrar en la Tabla 22.

Tabla 22. Medidas industriales para el control de la corrosión.

INHIBIDORES	En ambientes altamente corrosivos ($\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$), el acero al carbono puede ser protegido mediante inyección de inhibidores. El inhibidor de corrosión, igual que el ácido, se adhiere al casing, sarta de completación y demás equipos de subsuelo, con el objeto de formar una película protectora. Estos inhibidores se pueden introducir continuamente dentro del pozo, a través de un tubo capilar corrido fuera del eductor como parte del diseño de completación. Otro procedimiento incluye la inyección de baches, en la cual el inhibidor es bombeado al fondo del eductor.
RECUBRIMIENTO	Esta práctica, aplicada en las instalaciones de superficie, consiste en añadir una capa de pintura o soluciones anticorrosivas a la superficie metálica (líneas de flujo, estaciones de flujo, tanques, etc.)

FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos3/corrosion/corrosion.shtml>

5.2.5 PROBLEMAS MISCELÁNEOS

Si se parte de la premisa de que los pozos sometidos a levantamiento artificial han sido instalados con equipos adecuadamente dimensionados y operan eficientemente antes de la parada del sistema, estas instalaciones no deberían presentar fallas mecánicas durante su

reactivación, a no ser que sean inducidas por la alta viscosidad a la que se somete el sistema para restablecer el flujo, o por los fenómenos de deposición y corrosión anteriormente mencionados.

De igual manera, puede ocurrir que una parada de las instalaciones, especialmente en pozos sometidos a BES o BCP, ocasione que la columna líquida trate de descender hasta que se alcance el equilibrio con la presión de fondo, o cese el influjo del pozo hacia la formación, originando que el encabillado o eje que conecta el motor de la bomba gire en sentido contrario al movimiento normal del motor, que a su vez provoque el desgaste, o desenrosque del conjunto motor-barra-bomba.

Este fenómeno, conocido en BES como giro inverso (**back spin**), pudiese provocar un desgaste prematuro en las arandelas de los impulsores de las bombas electrosumergibles, si se re-arranca el sistema en intentos sucesivos, reflejando una disminución de la eficiencia de la bomba o de la vida útil de los equipos. Rui Pessoa^[47], experto en bombas electrosumergibles, expresa que “para evitar este desgaste, se recomienda que el próximo intento de re-arranque del sistema se efectúe luego de haber ocurrido el fenómeno de giro inverso, el cual puede oscilar en un periodo de 30 minutos a 2 horas, dependiendo de la viscosidad del fluido y la presión de fondo”. Durante períodos largos de cierre el **back spin** no debería manifestarse durante el primer intento de arranque del sistema; ya que, como se explico anteriormente, es un fenómeno transitorio que ocurre al momento de desactivar el sistema.

Este fenómeno también se puede presentar en BCP, pero cuando el sistema es detenido, un mecanismo antiretorno, ubicado en el cabezal rotatorio, evita que el encabillado gire en sentido antihorario. José Gamboa^[48], especialista en bombeo de cavidad progresiva, declara que “en el pasado, esta bomba tipo tornillo no contaba, dentro de su patrón de frenos, con un mecanismo antirretorno, y cuando se detenía el sistema (por falla de suministro

⁴⁷ Entrevista realizada al Ingeniero Rui Pessoa, especialista en bombeo electrosumergible, en la pericia de Levantamiento Artificial. Agosto de 2002, por los estudiantes de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela: Juan Almeida y Warrer Rodríguez.

⁴⁸ Entrevista realizada al Ingeniero José Gamboa, especialista en bombeo de cavidad progresiva, en la pericia de Levantamiento Artificial. Febrero de 2002, por los estudiantes de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela: Juan Almeida y Warrer Rodríguez.

eléctrico, labores de mantenimiento, reparación, etc.), el giro en sentido antihorario dañaba el conjunto cabilla-motor, ya que el encabillado, mientras liberaba la energía —provocado por el descenso de la columna líquida—, desenroscaba los pernos que sostenían al cabezal rotatorio; a parte de que el motovariador recibía gran parte del esfuerzo liberado por las cabillas.”

Por otra parte, si antes de las acciones de cierre ya los pozos presentaban alta producción de agua, gas y/o arena, que contribuye a una menor eficiencia del levantamiento de petróleo en los distintos métodos de producción, es probable que durante la reactivación los pozos se presenten algunos inconvenientes operacionales que ya fueron previamente mencionados. En este sentido, los operadores pudieran aprovechar las políticas de recortes de producción por condiciones de mercado para cerrar estos pozos problemáticos, con el objeto de efectuar los servicios de reparación y rehabilitación pertinentes, orientados a incrementar la tasa de petróleo por pozo.

CAPÍTULO 6

CONSIDERACIONES TÉCNICO-ECONÓMICAS

6.1 METODOLOGÍA DE LA EMPRESA PARA RECORTAR PRODUCCIÓN

Establecer una metodología coherente que seleccione la estrategia más adecuada para reducir la disponibilidad de producción al mercado y adaptarla a las condiciones prevalecientes al momento de la toma de decisión, evitando afectar considerablemente el flujo de caja de la empresa, su imagen como proveedor confiable en el exterior y los compromisos adquiridos en la economía nacional, viene a ser un reto ambicioso, debido a que la respuesta del mercado que resultaría de la reducción de la oferta petrolera no se conoce. Lo que si es seguro es que se deben combinar dos factores esenciales que garanticen la mayor contribución a los ingresos de la República por venta de crudos, cualquiera que sea las medidas que se tomen. Estos factores se pueden agrupar de la siguiente manera:

- 6.1.1. Factor económico.
- 6.1.2. Factor técnico.

6.1.1 FACTOR ECONÓMICO

Es importante, para entender las estrategias que se han venido implementando ante la política de recorte de producción, conocer tanto el aspecto económico como el técnico que intervienen en estas acciones. En primer lugar se considera el análisis económico, por ser éste el eje principal de todas las actividades que comprende el negocio petrolero; de otra manera, no se vería justificado este negocio. Es por esto, que las decisiones que se tomen tienen que estar orientadas a minimizar el efecto negativo que se generaría en el flujo de caja. A tal efecto, se procede al siguiente análisis:

6.1.1.1 Metodología para Seleccionar las Segregaciones que Serán Sometidas a un Recorte de Producción

La Coordinación Operacional de PDVSA es la encargada de seleccionar las segregaciones de campo que serán afectadas por la política de recorte de producción, considerando, entre otros elementos estratégicos, los compromisos de los crudos en el mercado internacional, el suministro de crudo y gas al mercado interno, la máxima contribución al fisco nacional y las condiciones de mínimo operacional del sistema productivo de cada segregación.

En la Tabla 23 (página 147) se tienen distintas segregaciones de campo, candidatas a un recorte de producción, con su respectiva gravedad o clasificación por tipo de crudo (véase columna 1, 2 y 3 respectivamente). A partir de esta información, la Coordinación Operacional analiza cada una de las variables que influyen en la toma de decisiones, como se muestra a continuación:

6.1.1.1.1 Producción Actual (véase columna 4): se tiene para cada una de las segregaciones de campo la producción diaria de petróleo crudo que se puede obtener para las condiciones actuales del sistema productivo.

6.1.1.1.2 Mínimo Operacional (véase columna 5): este concepto obedece a la condición de producción más baja que se podría obtener de la segregación sin perjudicar la cadena productiva. En este sentido, se pueden encontrar varias definiciones de mínimo operacional, ya que este término es muy relativo, a saber:

- **Mínimo operacional comercial:** es la producción más baja de una segregación que se puede obtener sin afectar los compromisos contractuales de la empresa. El término se sujeta a un previo estudio estratégico del mercado. Por ejemplo, algunos crudos pesados de características particulares alimentan refinerías adecuadas a estos crudos para la elaboración de lubricantes, estando comprometidos contractualmente, razón por la cual la empresa no puede desabastecer a sus clientes, pues sería objeto de demanda y desprecio como suplidor confiable.

- ***Mínimo operacional del sistema de producción:*** es la producción más baja de una segregación de campo, tal que todos los equipos del sistema productivo operen dentro de los límites de funcionamiento para los cuales fueron diseñados.

Por ejemplo: la refinería El Palito, ubicada en el estado Carabobo, tiene una capacidad de refinación de 130 mil barriles por día (MBPD), alimentada por las segregaciones de campo Barinas y Apure, que sumadas según la información de la Tabla 23, totalizan 116 MBPD. Esto significa que la producción de la Cuenca Barina-Apure apenas alimenta lo suficiente para mantener la refinería en funcionamiento. Por esto, generalmente no se toman en consideración en las políticas de recorte de producción; salvo cuando se requiere cerrar por razones diferentes a las establecidas por el mercado.

- ***Mínimo operacional para el equilibrio económico del campo:*** es la producción más baja de una segregación de campo que se puede obtener, tal que no provoque que el flujo de caja relativo al campo se haga negativo.

6.1.1.5 Cierre Máximo (véase columna 6): el cierre máximo de producción por segregación (CMA) obedece a la diferencia entre la producción actual (PA) y el mínimo operacional (MOP). A partir de la sumatoria de todos los cierres máximos por segregación, se obtiene el total de cierre máximo, que posteriormente se compara con el cierre propuesto. En este caso, se puede cerrar 91 MBPD de un cierre propuesto de 80 MBPD.

$$\text{CMA} = \text{PA} - \text{MOP}$$

6.1.1.6 Costo de producción (véase columna 7): son los desembolsos y/u obligaciones incurridas en la producción de petróleo. En el ejemplo de la tabla, los costos de producción no incluyen impuestos y regalías.

6.1.1.7 Costos fijos y costos variables (véase columna 8 y 9, respectivamente): los costos fijos son los que no varían a corto plazo con los cambios en la producción. Los costos fijos permanecen aun cuando cesa la producción, ya que son costos asociados a la permanencia de las instalaciones de la empresa. Son típicos costos fijos los alquileres, los

intereses, los impuestos patronales, los sueldos de los directivos y personal de servicio, mantenimiento y vigilancia.

Por el contrario, son costos variables los que se modifican directamente con los cambios en los volúmenes de producción. Son típicos costos variables el combustible o energía para el levantamiento de la materia prima, transporte y diluente. No se incurre en costos variables cuando la producción cesa. En el ejercicio de recorte de producción por segregaciones de campo, la Coordinación Operacional asume los costos fijos y variables en 70% y 30% del costo de producción, respectivamente.

6.1.1.8 Precio del crudo (véase columna 10): Viene dado por el valor en dólares por barril (\$/B) al cual cotiza la segregación en el mercado.

6.1.1.9 Regalía (véase columna 11): llamado también “impuesto de explotación”, se refiere al impuesto que el fisco nacional estableció sobre la producción de petróleo crudo y de gas natural enajenado o utilizado como combustible, e hidrocarburos líquidos. El valor se determina mediante acuerdo Ministerio de Energía y Minas y Petróleos de Venezuela, S. A. (MEM-PDVSA) en base al volumen extraido^[49]. En el ejemplo se uso una regalía del 30%.

6.1.1.10 Margen de costo variable (véase columna 12): Su valor se obtiene de restar el precio del crudo (PC) con el resultado de sumar la regalía (R) y el costo variable (CV). Este valor sirve para visualizar los ingresos que se dejarían de percibir por cada barril de crudo no producido.

$$MCV = PC - (R + CV) \text{ [$/B]; donde } MCV = \text{Margen de costo variable}$$

6.1.1.11 Cierre propuesto (véase columna 13): se procede a seleccionar los crudos, comparando el cierre máximo con el margen de costo variable, tomando como candidatos los de menor costo, tal que la sumatoria del cierre propuesto sea igual al recorte acordado por el accionista.

⁴⁹ Véase Gaceta Oficial de la República de Venezuela N° 37.323. Ley de Orgánica de Hidrocarburos. Artículos 44, 45, 46 y 47. 13 de noviembre de 2001; págs. 32 y 33.

Tabla 23. Ejercicio de recorte de producción por segregaciones de campo.

CIERRE OBJETIVO: 80 MBD						
(1) CRUDO	(2) API	(3) TIPO DE CRUDO	(4) PRODUCCIÓN ACTUAL (MBD)	(5) MÍNIMO OPERACIONAL (MBD)	(6) CIERRE MÁXIMO (MBD)	(7) COSTO PRODUCCIÓN (\$/B)
APURE	29,7	LIV	74	74	0	4,50
BARINAS	25,4	MED	42	42	0	5,00
STA. BARBARA	38,8	LIV	170	155	15	2,50
FURRIAL	28,9	LIV	393	378	15	1,60
LEONAMORICHAL	23,7	MED	43	43	0	4,00
TIA JUANA MED	24,0	MED	124	112	12	4,50
UDP s/ C5+	12,0	PES	100	59	41	5,50
LAGINILLA LAGO	16,1	PES	70	62	8	4,80
		TOTAL	1016	925	91	

(8) CRUDO	(9) COSTO FIJO (\$/B)	(10) COSTO VARIABLE (\$/B)	(11) PRECIO CRUDO (\$/B)	(12) REGALÍA (\$/B)	(13) MARGEN DE COSTO VARIABLE (\$/B)	(14) CIERRE PROPUESTO MBD
APURE	3,15	1,35	24,90	7,47	16,08	0
BARINAS	3,50	1,50	23,24	6,97	14,77	0
STA. BARBARA	1,75	0,75	26,80	8,04	18,01	4
FURRIAL	1,12	0,48	23,50	7,05	15,97	15
LEONAMORICHAL	2,80	1,20	22,50	6,75	14,55	0
TIA JUANA MED	3,15	1,35	22,50	6,75	14,40	12
UDP s/ C5+	3,85	1,65	19,80	5,94	12,21	41
LAGINILLA LAGO	3,36	1,44	19,80	5,94	12,42	8
		TOTAL			80	

FUENTE: Elaboración propia basada en datos suministrados por Coordinación Operacional. PDVSA EPM.

6.1.1.2 Ejercicio para Estimar las Perdidas Ocasionadas por Efecto de Recorte de Producción

Se pueden evaluar las perdidas que ocasionaría el recorte de producción, asumiendo que el precio del crudo se mantiene constante durante el período de recorte, y de esta manera obtener un estimado del impacto económico. Véase el análisis siguiente en la continuación de la Tabla 23:

Tabla 23. Ejercicio de recorte de producción por segregaciones de campo. Continuación.

CRUDO	(13) CIERRE PROPUESTO (MBD)	(14) PERDIDA 6 MESES (MB)	(15) PERDIDA 6 MESES (MM\$)	(16) EFECTO RECUPERACIÓN (MB)	(17) EFECTO RECUPERACIÓN (MM\$)	(18) PERDIDA TOTAL (MM\$)
APURE	0	0	0	0	0	0
BARINAS	0	0	0	0	0	0
STA. BARBARA	4	730	13	61	1	14
FURRIAL	15	2738	44	228	4	47
LEONA/MORICHAL	0	0	0	0	0	0
TIA JUANA MED	12	2190	32	365	5	37
UDP s/ C5+	41	7483	91	3741	46	137
LAGINILLA LAGO	8	1460	18	730	9	27
TOTAL	80	14600	198	5125	65	263

FUENTE: Elaboración propia basada en datos suministrados por Coordinación Operacional. PDVSA EPM.

6.1.1.2.1. Perdida 6 meses en miles de barriles (MB) (véase columna 14): en la columna 14 se calculan los volúmenes de crudo que se dejaron de producir por 6 meses (P6MB).

6.1.1.2.2. Pérdida 6 meses en millones de dólares (MM\$) (véase columna 15): luego para obtener cuánto representan los volúmenes de crudo no producido en sus equivalentes monetarios, se procede a multiplicar el margen de costo variable (MCV) por la pérdida a seis meses (P6MB).

$$P6M\$ = MCV * P6MB [MM\$]$$

6.2.1.2.2 Efecto de recuperación en MB y MM\$ (véase columna 16 y 17, respectivamente): la recuperación de producción no es la misma que si se trata de un crudo liviano, mediano y pesado. En crudo liviano se estima, como promedio, quince (15) días para alcanzar los niveles de producción que existían antes del cierre; en crudo mediano se aproxima a un mes y en el crudo pesado a tres meses. De esta forma se obtiene la producción diferida, que representa los volúmenes de crudo que se dejarán de comercializar.

En la columna 17, el equivalente monetario del efecto de recuperación de la producción dados en dólares (ERS\$), se obtiene multiplicando el efecto de recuperación en barriles (ERB) por el margen de costo variable.

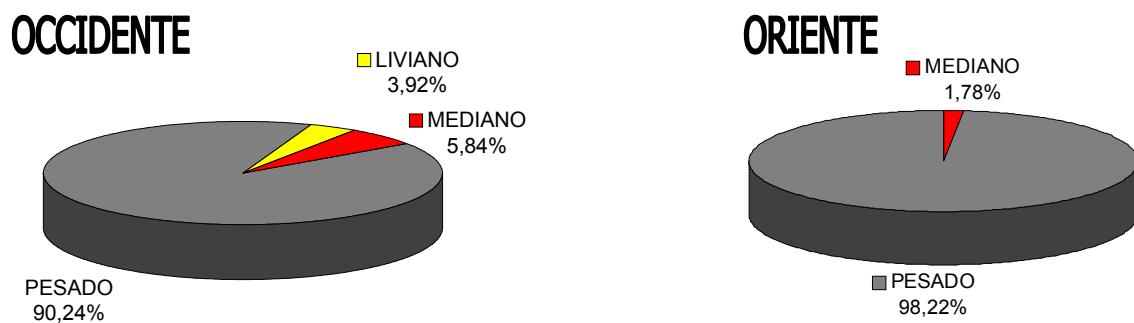
$$ER\$ = ERB * MCV [MM\$]$$

6.2.1.2.3 Pérdida total (véase columna 18): se obtiene sumando la perdida a seis meses más el efecto de recuperación de la producción. Es importante aclarar que algunos crudos utilizan diluentes para disminuir su viscosidad y facilitar su transporte por oleoductos. En este caso, cuando se reduce la producción de la segregación, el diluente se comercializa y representa una ganancia al ejecutar las acciones de cierre. En este sentido, para calcular la pérdida total se debe restar la ganancia por diluente en el crudo donde aplique esta condición. Estas pérdidas no involucran los costos de reactivación de los pozos.

6.1.1.3 Evaluación Económica de los Recortes

Visualizando el método para seleccionar los crudos candidatos para reducir producción y el ejercicio para evaluar las pérdidas, se demuestra que los crudos pesados generalmente son la primera opción de cierre, debido al alto costo de producción y bajo precio de venta, seguido por el crudo mediano y por ultimo el liviano. Sin embargo, los recortes de segregación de campo no se deberían recaer sobre la base de los crudos pesados, porque se perdería el esfuerzo de su colocación en el mercado internacional. Para el año 1999, tanto en Oriente como en Occidente los recortes de producción se sustentaron, en su mayoría, en el cierre de pozos productores de crudos pesados. Véase Gráfica 18.

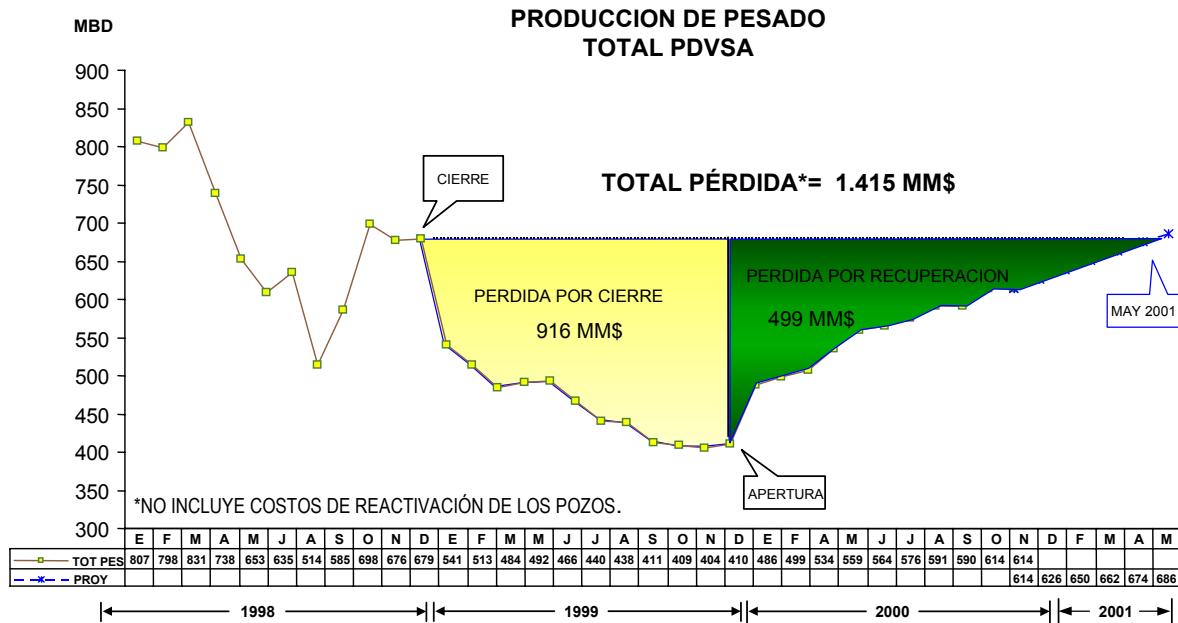
Gráfica 18. Pozos cerrados en Occidente y Oriente por tipo de crudo durante 1999.



FUENTE: PDVSA EPM.

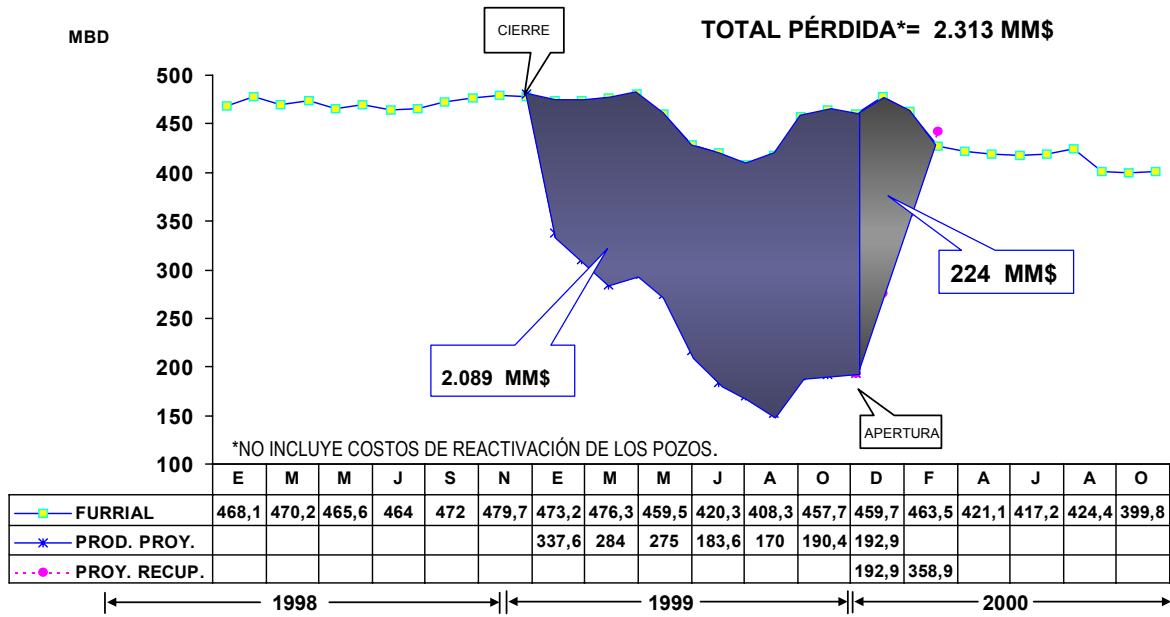
A continuación la Gráfica muestra la secuencia de recortes de producción de crudos pesados a partir del año 1999.

Gráfica 19. Pérdidas por cierre OPEP y recuperación de los crudos pesados que fueron sometidos a esta política a partir del año 1999.



FUENTE: Coordinación Operacional. PDVSA EPM.

Gráfica 20. Proyección del recorte de producción de crudos pesados en crudos livianos (análisis comparativo).



FUENTE: Coordinación Operacional. PDVSA EPM.

6.1.2 FACTOR TÉCNICO

6.1.2.1 Parámetros Operacionales a considerar en los Recortes de Producción

Un recorte de producción está caracterizado por diferentes parámetros, entre los cuales destacan: área y sistema donde se circumscribe, tipo de movimiento, variación de las capacidades, conjunto de pozos asociados, limitantes y restricciones del sistema que se deben considerar y tasa de producción de los pozos, entre otras. Los aspectos determinantes para un cierre o disminución de producción son:

6.1.2.1.1 El área y sistema: indican el conjunto de instalaciones donde se circumscribe el recorte de producción desde el punto de vista geográfico y de segregación producida. Define el contexto en el cual se deben verificar las capacidades del sistema y la conectividad de los pozos con respecto a la instalación afectada.

6.1.2.1.2 El tipo de movimiento: el cierre o disminución de la tasa de producción se determina en base a las condiciones y capacidades mínimas del sistema. Por ejemplo, la presión es una información poco confiable y difícil de manipular en términos de ecuaciones y expresiones matemáticas; es por ello, que para efectos de la planificación de los cierres, se considera únicamente las limitantes derivadas de las capacidades y volumen de petróleo y gas.

6.1.2.1.3 El conjunto dominio de los pozos: está representado por el grupo de pozos que podrían ser afectados a fin de satisfacer las restricciones y limitantes del sistema.

6.1.2.1.4 Las limitaciones y restricciones del sistema: están representadas por el conjunto de parámetros e indicadores del sistema que deben vigilarse para garantizar que el proceso de producción de petróleo se ejecute en forma completa. Las limitaciones del sistema se derivan de las capacidades mínimas asociadas a cada instalación. Eventualmente, las capacidades del sistema pueden disminuir como consecuencia de paros totales o parciales en el funcionamiento de las instalaciones.

6.1.2.2 Proceso de Selección en el Recorte de Producción

Entre las estrategias y mecanismos que se adoptan para confrontar el cumplimiento de cuota OPEP, se encuentra el cierre y/o disminución de producción. Un cierre y/o disminución de producción consiste en la selección de un conjunto de pozos perteneciente a un área, a los cuales se debe inhibir parcial o completamente su producción de petróleo o gas, con la finalidad de satisfacer los requerimientos y limitaciones del sistema en un momento determinado. En primer lugar, se consideran las instalaciones de superficie, y luego, los pozos:

Instalaciones de superficie

En los equipos de superficie se debe garantizar que la alimentación de crudo o gas, donde aplique, sea lo suficiente para mantener los equipos en operación continua; por ejemplo: separadores y compresores. En este sentido, se aplica el concepto de mínimo operacional, que va a ser el factor determinante al momento de elegir los pozos a ser cerrados.

Es importante señalar que todos los equipos no presentan esta limitante, ya que sus requerimientos de operación están condicionados para que funcionen cuando exista la cantidad de alimentación necesaria. Por ejemplo, la activación de una bomba para el vaciado de un tanque se logra cuando el nivel de fluido alcanza una altura que garantice el caudal de succión necesario para el buen funcionamiento la bomba; esto se puede lograr con sensores de nivel localizados en el tanque.

- Limitaciones de las instalaciones de superficie.

Las limitaciones a considerar dentro del sistema de superficie son las referidas a los volúmenes de producción de los pozos con respecto a las capacidades de manejo mínimo de petróleo y gas en las instalaciones que integran la red de producción. Las limitaciones que se deben tomar en cuenta son:

- ↳ **Cantidad mínima de gas disponible para levantamiento e inyección (relacionadas con las unidades de compresión - sistema de distribución de gas):** si se desea disminuir la

producción de petróleo se debe garantizar el caudal mínimo de alimentación para el funcionamiento de los módulos de compresión en las unidades compresoras.

- ↳ **Capacidades mínimas de manejo de crudo en estaciones de flujo (sistema de recolección de petróleo):** cuando la restricción es de manejo de crudo en las estaciones de flujo, el conjunto de pozos a cerrar o disminuir su tasa de producción que desembocan en la estación de flujo afectada, implicará que la producción conjunta estará limitada por la capacidad mínima de operación de los separadores.
- ↳ **Producción mínima de gas para operaciones claves: planta eléctrica, terceros, etc. (sistema de distribución de gas):** la producción de gas en la red de producción no sólo se utiliza con la intención de incrementar la producción de petróleo, sino que, además se distribuye fuera de la red para satisfacer otros compromisos. En el momento de realizar un cierre de producción, se debe considerar la mínima cantidad de gas manejada por los compresores destinada a esos compromisos.

Pozos.

El flujo de decisiones usual para establecer los pozos candidatos a cierre es mostrado en la Figura 46.



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 46. Proceso de cierre y reapertura de pozos por recorte OPEP.

- Adquirir y revisar los datos.

Se requiere una rápida revisión de los datos para determinar los pasos a seguir en el análisis de la situación. Véase Tabla 24.

Tabla 24. Datos requeridos para una revisión del campo y evaluación del comportamiento del pozo para seleccionar y jerarquizar pozos candidatos a ser cerrados.

DATOS REQUERIDOS	
CAMPO	RESERVA
Ubicación	POES
Convenios	Reservas recuperadas
Asoc. Estratégicas/Exploración a riesgo	Reservas remanentes
Segregación	
Tipo de crudo	
Sistema de recolección de petróleo	
Tanques de almacenamiento	
Múltiples de bombeo	
Estación de flujo	
Pozos involucrados	
Consumo de energía	
Manejo del gas	
Sistema de recolección de gas	
Sistema de distribución de gas	
Manejo de químicos/diluyentes	
Manejo del agua	
Recursos humanos	
POZOS	
Tipo	
Productor	
Inyector	
Tasas de Flujos	
Producida & Inyectada:	
Petróleo	
Agua	
Gas	
RGP	
RAP	
%AyS	
Estrangulador	
Sistema de levantamiento	
Flujo natural	
Gas lift	
Continuo	
Intermitente	
Bombeo	
Mecánico	
Electrosumergible	
Hidráulico	
Historia de pozos	
Completación	
Recompletación	
Reparación	
Rehabilitación	
Control	
Parafinas	
Asfaltenos	
Arenas	
Etc.	
Temperatura	
Historia de presión	
Presión de cabezal	
Presión de casing	
Presión de fondo	
Pruebas de presión	
Etc.	
Petrofísica	
Porosidad	
Permeabilidad	
Litología	
Etc.	
Tratamientos aplicados	
Acidificación	
Fracturamiento	
Cementación forzada	
Etc.	

FUENTE: Elaboración propia.

El análisis no pretende ser un ejercicio de compilación de datos sino, mas bien, un acopio de información suficiente de los campos, yacimientos y pozos petrolíferos, y así seleccionar y jerarquizar los pozos que serán cerrados de manera prolongada. Si se requieren datos adicionales para seleccionar pozos candidatos, primero, deben aprovecharse al máximo los datos que han sido recolectados, y luego de una primera jerarquización, es conveniente decidir si es necesaria o no la adición de nuevos datos.

En la revisión de los datos, la identificación de problemas existentes es crucial en la toma de decisiones con respecto a la selección de pozos candidatos. La Tabla 25 cita algunos problemas que pueden ocasionar que los pozos produzcan de una manera ineficiente.

Tabla 25. Problemas de pozos encontrados en proyectos de mejoramiento de producción.

PROBLEMAS DE POZOS	
MECÁNICOS	FORMACIÓN
Corrosión Gas Lift Cabillas Bombas Empaques con grava Estrangulador Tubing Perforaciones Inadecuado sistema de levantamiento artificial	Adedamiento, canalización o conificación de agua y/o gas Alta RGP Alta RAP
QUÍMICOS	
	Inorgánicos Arenas Escamas Orgánicos Parafinas Asfaltenos
FACILIDADES	
Alta contra-presión	

FUENTE: Elaboración propia.

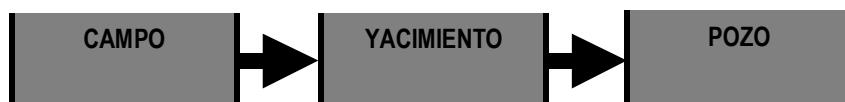
La adquisición de los datos puede que consuma tiempo importante en el proceso de selección. Algunos datos, como archivos de pozos, usualmente están guardados en los discos duros de las computadoras de la compañía, y los informes con frecuencia son protegidos por personal de confianza de la misma. Normalmente, el personal de geociencia (geofísicos, petrofísicos, geólogos, ingenieros de yacimiento y producción) de la compañía tiene acceso a los datos requeridos.

Se necesita suficiente información para calificar la integridad del hoyo, las condiciones del yacimiento y cualquier cambio en las condiciones de operación. El reto inmediato es analizar los datos antes mencionados comparando la calidad del yacimiento versus el comportamiento del pozo seguido de la evaluación del comportamiento del flujo en cada pozo seleccionado.

- Analizar la calidad del yacimiento vs. comportamiento del pozo

Las decisiones para cerrar los pozos deben tomarse rápidamente, pero con mucha prudencia. Comparar la calidad del yacimiento versus el comportamiento del pozo, para efectuar los cierres de producción, debe ser uno de los procesos más trascendentales en la selección de los pozos a ser cerrados. Luego que la alta gerencia y los equipos líderes hayan determinado a qué crudos va a aplicársele el recorte de producción, un equipo de geociencia debe analizar los datos, establecer los criterios de selección, y proveer una lista de posibles pozos candidatos.

Para obtener una buena comprensión de las condiciones de los campos, yacimientos, y operaciones en general, el estudio debe basarse en seguir una secuencia hipotética para el análisis de los datos (véase Figura 47).



FUENTE: Elaboración propia.

Figura 47. Secuencia hipotética que conduce a un rápido estudio de las operaciones.

Estudio del campo

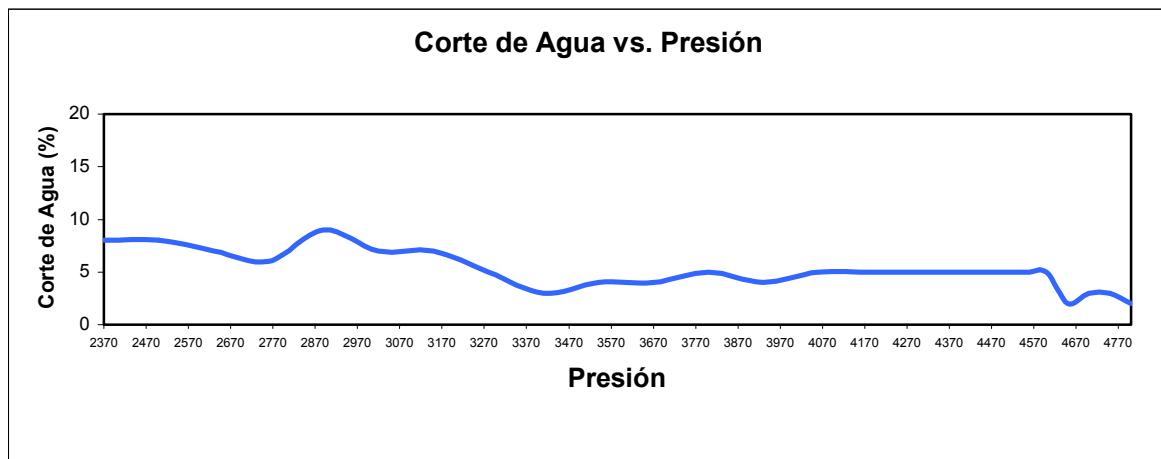
Los datos de los campos involucrados representan uno de los motores primordiales en esta jerarquización. La ubicación de los mismos indicará qué tan grande puede ser el impacto social que se generaría de un cierre de producción en los mismos. Por ejemplo, el empleo generado por la actividad petrolera en la zona, el cual involucra a todo el personal inherente a las operaciones de campo, y los empleos generados por actividades no petroleras, como por ejemplo: transporte, venta de comidas, etc., que se benefician de la actividad petrolera.

El estudio del campo, en lo que respecta al elemento social, se tuvo que haber discutido en la fase inicial del proceso cuando los equipos líderes y la gerencia decidieron qué campos iban a ser sometidos al recorte de producción; sin embargo, los equipos de operaciones del campo deben tener una información más sólida acerca de los elementos sociales que, con mayor grado, son afectados al efectuar los recortes de producción, y en consecuencia, debe existir una retroalimentación de esta información entre los equipos líderes y gerentes conjuntamente con los equipos de operaciones en campo para un continuo mejoramiento del proceso.

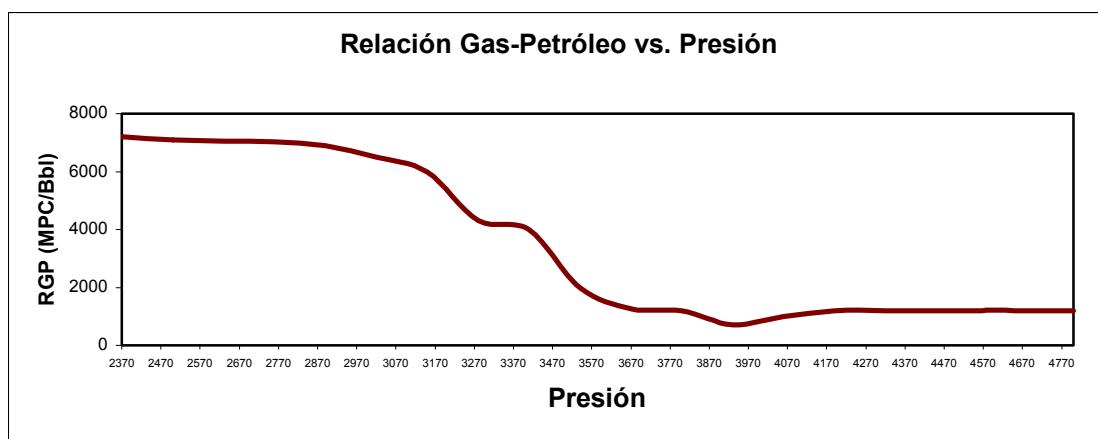
Estudio del yacimiento

Para determinar el nivel de energía del yacimiento es obligatorio en este análisis la medición de los fluidos producidos (petróleo, gas y agua – Np, Gp y Wp-), así como de la presión estática, pues sirven de indicadores deseables y determinantes del estado de agotamiento del yacimiento; además es oportuno efectuar un seguimiento progresivo de la explotación del mismo. Algunas gráficas, como corte de agua, y RGP versus presión estática, son muy útiles en la evaluación del “status” del yacimiento.

Gráfica 21. Historia típica de corte de agua de un yacimiento.

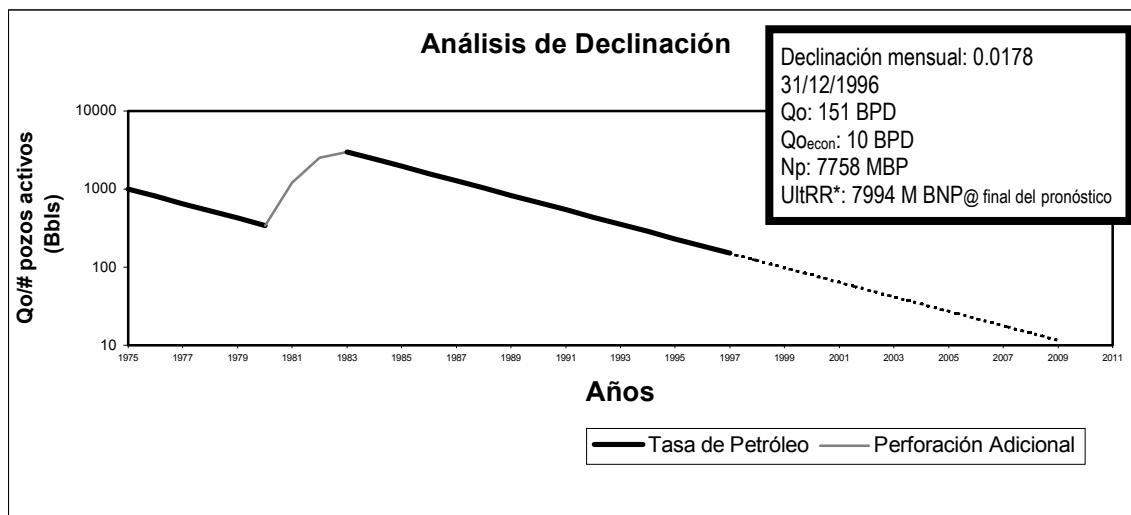


FUENTE: Elaboración propia.

Gráfica 22. Historia típica de la relación gas petróleo de un yacimiento.

FUENTE: Elaboración propia.

Los análisis de curvas de declinación se presentan dentro del mismo esquema hipotético para ver cualquier similitud en la tendencia. Por tanto, el análisis de declinación de pozos individuales es revisado para determinar las reservas remanentes, y la producción pronosticada es usada en el análisis económico. La Gráfica 23 muestra el análisis de la declinación de la tasa de producción de un campo.

Gráfica 23. Análisis de declinación de la tasa de producción de un campo.

*Petróleo recuperable acumulado al final del pronóstico o a una tasa económica de 10 BPD.

FUENTE: Elaboración propia.

■ Estudio del comportamiento actual de los pozos

La descripción de los pozos individuales, como herramienta de enlace entre el yacimiento y la superficie, es la única información que permite establecer el movimiento de

los fluidos que entran o salen en el yacimiento, exceptuando aquellos yacimientos no volumétricos – abiertos- en los cuales la zona de hidrocarburos está en contacto con un acuífero.

El proceso de análisis es simplificado por el uso de paquetes de “software”, que proporcionan gráficos, secciones transversales, y mapas de varios grupos de pozos. Los gráficos y mapas pueden ilustrar cualquier variable calculada; por ejemplo: relación gas-petróleo (RGP), relación agua-petróleo (RAP), tiempo de irrupción, etc. Esta capacidad permite visualizar fácilmente el comportamiento actual del pozo versus la calidad del yacimiento.

Luego de haber analizado la calidad del yacimiento y el comportamiento actual de los pozos, se debe proceder a seleccionar aquellos pozos que al aplicarles el cierre de producción puedan, con una metodología de cierre adecuada, proveer –luego de su reapertura- un menor tiempo de recuperación de su producción, respecto a su producción antes del cierre; pero para esto debe existir previamente una adecuada y seria revisión de la historia de los pozos, que involucra:

- 1) Edad del pozo.
- 2) Historia de servicios.
- 3) Historia de reparaciones.
- 4) Historia de producción.
- 5) Historia de fallas, etc.

La información puede encontrarse en:

- (a) *Archivo General*: contiene la producción existente de los pozos en el yacimiento; también la información de geología, perforación y el resumen de operaciones de cada pozo.
- (b) *Base de Datos de Ingeniería de Producción*: contiene la información de las pruebas de producción, realizadas a cada pozo, diseños y rediseño del sistema de levantamiento artificial de los mismos.

- (c) *Base de Datos Ingeniería de Perforación*: contiene la información básica de las labores de perforación y de completación de servicios para cada pozo.
 - (d) *Informes diarios de Operaciones*: en estos informes se encuentran las pruebas y trabajos diarios efectuados en los pozos, el estado de las instalaciones de superficie, el registro de presiones de superficie, el análisis de las muestras de fluidos y los informes de estimulación y optimización de las operaciones de mantenimiento del equipo de levantamiento artificial.
- Jerarquización y selección de pozos candidatos

Los operadores para identificar los pozos candidatos a ser cerrados de manera prolongada deben tener conocimiento de cuáles yacimientos y pozos son sensibles a la tasa. Adicionalmente conviene conocer cómo proteger tanto los equipos de superficie como de subsuelo de la corrosión, deposición orgánica (asfaltenos y parafinas) e inorgánica (escamas y finos), hurtos, y deterioro de equipos eléctricos e instrumentación.

Los pozos seleccionados para cerrar producción se deben agrupar de acuerdo a la falla y la frecuencia de ésta, evaluando el tiempo que toma reactivar los pozos luego de su reparación, reacondicionamiento, estimulación o implantación de recuperación secundaria.

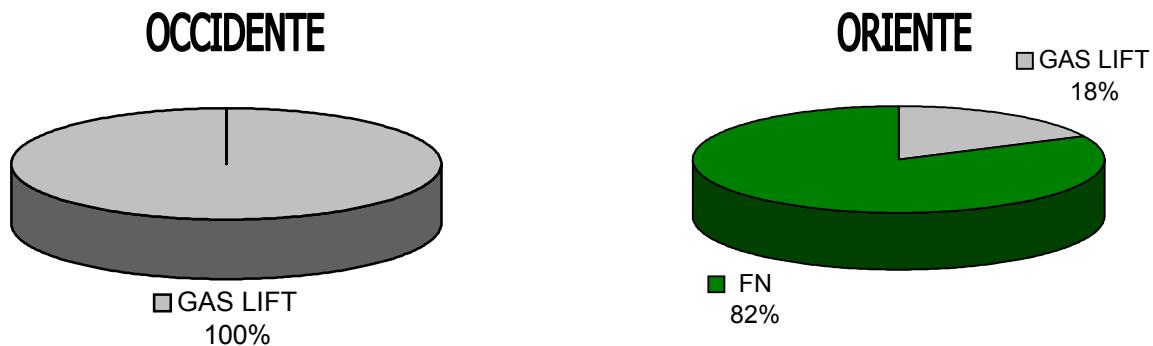
Para establecer el orden de cierre de pozos, de mayor a menor prioridad, se evalúan las condiciones individuales de cada uno de ellos comparados con el conjunto de pozos candidatos a cierre según su:

- 1) Tipo de crudo.
- 2) Tipo de levantamiento (artificial o natural).
- 3) Tipo de problema que presenta el pozo:
 - (a) Alta producción de gas.
 - (b) Alta producción de agua.
 - (c) Problemas o fallas mecánicas.

- (d) Problemas de precipitación orgánica e/o inorgánica.
 - (e) Daño de la formación.
 - (f) Problemas de levantamiento artificial.
- 4) Tipo de completación.
- 5) Profundidad de las perforaciones.

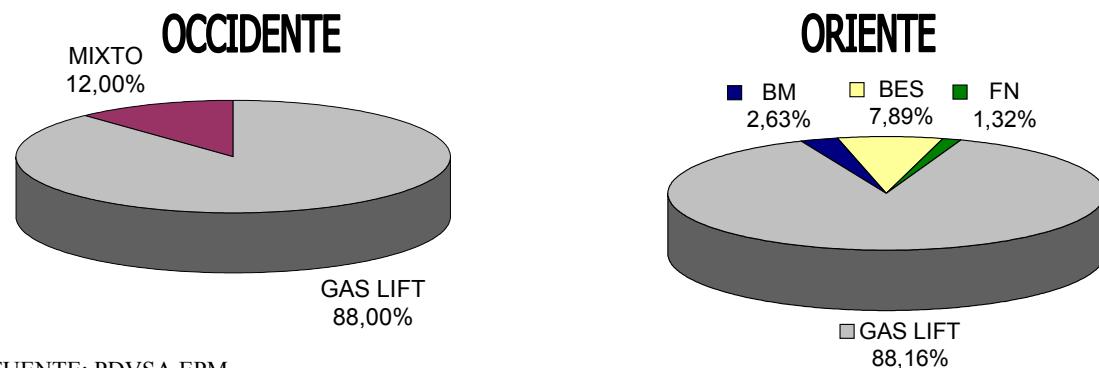
Se toma como última opción para el cierre, los pozos que son nuevos y los pozos que vienen de: rehabilitación, cambios de válvulas, tubería continua, pozos inyectados con vapor, pozos en flujo natural y pozos que tienen equipos de levantamiento lejos de culminar su vida útil promedio. Un ejemplo de cierre, de acuerdo al método de producción aplicado y tipo de crudo, se muestra en los siguientes gráficos, lo que representó el cierre de 5609 pozos por recorte OPEP para el año 1999.

Gráfica 24. Cierre de crudos livianos en Occidente y Oriente durante 1999.



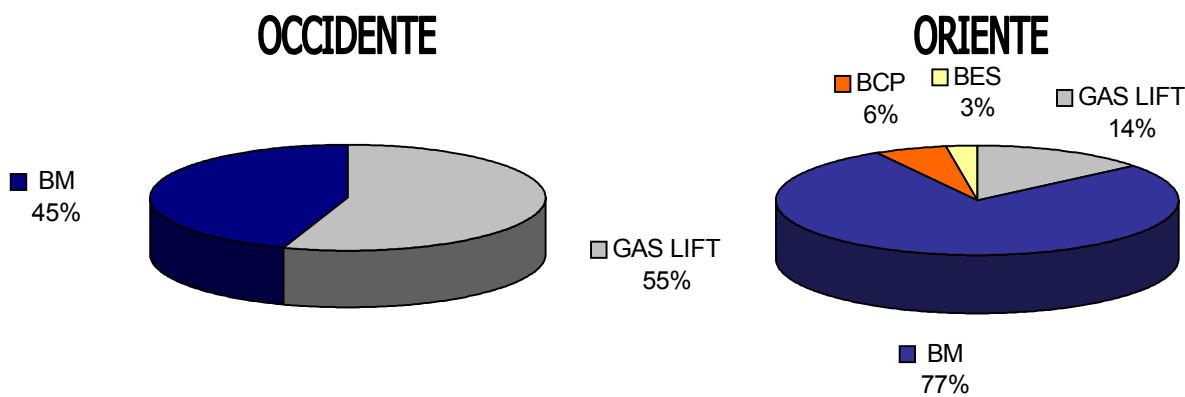
FUENTE: PDVSA EPM.

Gráfica 25. Cierre de crudos medianos en Occidente y Oriente durante 1999.



FUENTE: PDVSA EPM.

Gráfica 26. Cierre de crudos pesados en Occidente y Oriente durante 1999.



FUENTE: PDVSA EPM.

La Mesa de Productividad “La Salina” de PDVSA EPM dispone de una metodología confiable para la selección de pozos candidatos a inyección de productos químicos desmulsificantes/surfactantes, solventes y reductores de viscosidad; con el objetivo fundamental de incrementar y mantener la producción. Según estos expertos^[50], “esta metodología no solo contribuye a lograr el objetivo mencionado, sino que también permite la identificación de pozos candidatos a reacondicionamiento, estimulación/fracturamiento y optimización de gas de levantamiento”. En este sentido, esta metodología puede adaptarse a la jerarquización de pozos candidatos a cierre, orientada a la preservación de los yacimientos y a la obtención de un menor tiempo de recuperación de la producción luego de la reapertura.

- Preparar una lista de todos los yacimientos desarrollados bajo la administración de la Unidad de Explotación, clasificándolos de acuerdo al tipo de crudo.
- Elaborar gráficos de comportamiento de presión vs. tiempo y producción acumulada (P vs. t, Np). Determinar para cada uno de ellos la presión original y actual; calcular el porcentaje de agotamiento en presión (%ΔP= (Pi - Pa)/Pi). Clasificar los yacimientos de menor a mayor grado de agotamiento para establecer la importancia y la prioridad del análisis. Los gráficos de comportamiento pueden obtenerse de la aplicación "Oil Field Manager" (OFM) bajo el ambiente WINDOWS.

⁵⁰ Mesa de Productividad La Salina: **Proceso de Inyección de Química a fondo de Pozo**. Número de Documento: UELS/ MP / DF /IQ /001. PDVSA EPM. Fecha de edición: julio 1999; pp. 9.

- c. Los yacimientos con un grado de agotamiento mayor del 50% pudieran ser pospuestos en principio para su análisis dependiendo de la productividad por pozo. El gradiente promedio estático (presión / profundidad) es un buen indicador para seleccionar los yacimientos por presión. Gradientes menores que 0.20 lpc/pie dificultan la respuesta al flujo de los pozos productores.
- d. Disponer para cada yacimiento de un mapa isobárico actualizado y/o de áreas diferenciados donde puedan identificarse zonas de alta, media, y baja presión. Establecer la prioridad de selección de pozos en las áreas de mayor a menor presión. Dichas regiones son características de ciertos yacimientos de amplia extensión con variación apreciable en la densidad de pozos perforados y en aquellos sometidos a procesos de inyección de agua y/o gas. Similarmente, estos mapas pueden generarse con la aplicación OFM.
- e. Obtener mapas de "burbuja" utilizando OFM, que indiquen la productividad por pozo en el yacimiento. Los mapas de burbuja vienen representados por círculos de diámetro variable de acuerdo a la producción de cada pozo. Mediante éstos, se puede visualizar rápidamente la diferencia en productividad de pozos vecinos. Como variables mínimas, se deben considerar la producción bruta efectiva por día (BFDE), la producción neta efectiva por día (BPDE), y la relación gas-petróleo (RGP)."
- f. Comparar simultáneamente las tres variables, ya que un pozo puede tener alta producción bruta y muy baja producción neta debido a un exagerado corte de agua (90% AyS), o muy alta relación gas - petróleo, en cuyos casos es recomendable un **workover**. La idea es que, un pozo que presente valores de tasa de petróleo baja, debe correlacionarse proporcionalmente con dichas variables; esté sería el primer indicio de una “tasa de producción limitada”, debido a:
 - i) Presencia de emulsiones.
 - ii) Taponamiento de la tubería de producción y/o fondo del pozo.
 - iii) Gas de levantamiento artificial no optimizado, donde aplique.
 - iv) Daño en la formación.
 - v) Contrapresión excesiva a nivel de las perforaciones.

Adicionalmente, debe disponerse de "mapas de burbuja", que indiquen la producción acumulada/pozo, ya que una baja productividad/pozo podría ser consecuencia de un área de drenaje afectada con el tiempo, en relación a otros pozos vecinos del yacimiento.

- g. Utilizando OFM, obtener los gráficos de comportamiento histórico de producción por pozo para el yacimiento o áreas del yacimiento en estudio, que incluyan las siguientes variables:
 - i) Tasa de producción bruta efectiva (BFDE).
 - ii) Tasa de producción neta efectiva (BPDE).
 - iii) Porcentaje de agua y sedimentos (%AyS).
 - iv) Relación gas-líquido (RGL).
 - v) Gas de levantamiento artificial (MPCD), donde aplique.
 - vi) Presión del sistema de gas de levantamiento, donde aplique.
- h. El análisis detallado de estos gráficos de comportamiento podría indicar si la baja productividad es consecuencia de su declinación natural por disminución de la presión de yacimiento, o es debida a los problemas señalados en el *punto f*. Si la declinación es normal, la baja productividad podría ser consecuencia de la disminución en permeabilidad y/o espesor de la(s) arena(s) completadas, debido a la heterogeneidad del yacimiento en el área de estudio. Deben analizarse los registros eléctricos/radiactivos con su evaluación petrofísica. En caso contrario, se necesita proceder al análisis de las condiciones mecánicas del pozo.
- i. En pozos con LAG, verificar la optimización del gas de levantamiento por pozo y la operatividad de las válvulas, así como la presión del sistema de inyección.
- j. De ser posible, verificar con guaya la posibilidad de taponamiento de la tubería de producción, la sección productiva del pozo, o el taponamiento parcial de las perforaciones. Tomar muestra del fluido en el fondo, exista o no taponamiento a nivel de las perforaciones. De igual manera, verificar posibles obstrucciones del reductor de flujo en superficie y de la línea de flujo y las condiciones de funcionamiento del separador.
- k. Verificar la completación del pozo para descartar problemas mecánicos en el equipo de fondo y la cementación primaria del revestidor de producción para descartar

comunicación de anulares en superficie. Si no existen restricciones mecánicas en los equipos superficiales y de fondo, y el gas de levantamiento está optimizado, debe presumirse la existencia de emulsiones en el crudo o la existencia de daño en la formación alrededor de la sección productiva, que impiden la efectividad del flujo.

1. Tomar muestras del fluido en superficie y efectuar análisis de laboratorio, conjuntamente con la muestra de fondo, para determinar la presencia de emulsiones. Efectuar pruebas a diferentes concentraciones de demulsificantes/surfactantes diseñados para romper emulsiones y extender su aplicación al pozo real en el campo. La presencia de emulsiones está asociada a la producción de agua, probablemente un mínimo de 3% AyS; por lo tanto, esta condición debe ser considerada en la selección de precandidatos con este objetivo de evaluación. En el caso de no detectar emulsiones, se infiere que la baja en producción de fluido (con o sin agua) se debe exclusivamente a daño en la formación (asfaltenos, parafinas, carbonatos, finos, fluidos de perforación/completación). Es importante advertir que un pozo pudiera presentar daño en la formación, aun cuando esté emulsionado, y que existan fallas en el sistema de levantamiento artificial o restricciones mecánicas superficiales y de fondo.
- m. Al concluir que el problema es la existencia de daño en la formación alrededor del pozo, el uso de demulsificantes/surfactantes no sería el tratamiento químico recomendado. El tratamiento conveniente sería el uso de solventes capaces de disolver partículas de la formación, asfaltenos, parafinas o barro, que pudieran estar influenciando negativamente la productividad del pozo. El uso de ácidos para disolver carbonatos y escamas también podría ser adecuado.
- n. Finalmente, es recomendable la verificación y cuantificación del "daño". De no disponer de "Pruebas de Restauración y/o Declinación de Presión", debe efectuarse un "Análisis Histórico de las Curvas de Comportamiento de Afluencia (IPR, gráficos de Pwf vs. QL)" para diferentes producciones acumuladas en el tiempo. Los programas computarizados, **WELL FLO** y **FIELD FLO**, pueden ser utilizados para el análisis de las curvas IPR, el flujo vertical en la tubería de producción y el flujo horizontal o inclinado en la línea de flujo hasta el separador.

La logística operacional, que normalmente se lleva a cabo hasta llegar a la fase final del proceso de Cierre/Apertura, se indica a continuación.

- a. El ingeniero de yacimientos conjuntamente con el ingeniero de producción, ambos de la Mesa de Productividad, selecciona el pozo (o los pozos) de acuerdo a la metodología descrita y elaboran la propuesta técnica correspondiente, la cual es aprobada por la línea supervisora.
 - b. La propuesta técnica es enviada a la Unidad de Servicios Operacionales.
 - c. El ingeniero de operaciones de producción de la Mesa de Productividad coordina la logística de cierre del pozo.
- Reapertura de los pozos

La apertura de producción de petróleo se efectúa en aquellos casos en que se han restablecido algunas condiciones del sistema, y es posible aumentar la tasa de producción de petróleo y gas. En ese caso se procede a seleccionar, del conjunto de pozos que están cerrados, aquéllos que maximicen la producción de petróleo, manteniéndose dentro de los límites operacionales de la red de producción. La apertura de producción es un proceso que debe ser siempre optimizado, tomando en cuenta las capacidades del sistema para no excederlas.

El proceso de apertura no se lleva a cabo inmediatamente para todos los pozos que fueron sometidos a cierre por condiciones de mercado. La razón de esto es que cuando se desea reactivar varios pozos, se selecciona un grupo de ellos conforme a los recursos financieros que se dispongan para el momento y la mano de obra utilizable en todas las actividades. Entre las actividades se mencionan:

- a. Revisión del plan de apertura.
- b. Revisión de pozos.
- c. Desarrollo del programa técnico.
- d. Proceso de licitación para servicios a pozos (cuando aplique):
 - Selección de contratista.
 - Estimación de costos.
 - Suministro de información a los contratistas.

- Supervisión del trabajo de la contratista.
- Generación de los informes diario y final de trabajo.

Antes de la reactivación de estos pozos, los operadores deben inspeccionar todos los equipos y sistemas eléctricos, así como prestar la debida atención a los procedimientos de re-arranque y purga. Aunque muchas veces no se conoce cuál será el tiempo de cierre de las instalaciones, los operadores deben balancear los costos y tiempo de compromiso contra el potencial daño al sistema, previo a las acciones de cierre.

6.2 ASPECTOS POSITIVOS EN UN RECORTE DE PRODUCCIÓN

El cierre de producción se puede aprovechar para evaluar las condiciones del pozo y del yacimiento, a parte de disminuir los requerimientos de tratamiento de crudo, a saber:

- a. Pruebas para conocer el estado actual de los pozos y de los yacimientos (build up, pruebas de interferencia, pruebas multitasa etc.)
- b. Trabajos de reparación o reacondicionamiento en pozos que presentaban problemas mecánicos, daño de formación, etc.
- c. Ahorro de diluentes en los crudos que lo requieren, así como de antiespumante, anticorrosivo y demulsificante, cuando aplique.
- d. Ampliación y mejoras de las instalaciones de superficie.

CAPÍTULO 7

MEJORES PRÁCTICAS

7.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

De acuerdo a las entrevistas realizadas a profesionales del área de Levantamiento Artificial en el Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (INTEVEP)^[51] y a los Centros de Excelencia referidos a Métodos de Producción, ubicado en PDVSA EPM Chuao, sumado al documento que elaboraron un grupo de trece profesionales del área de Levantamiento Artificial^[52, 53 y 54], con la colaboración de otros profesionales de las áreas operativas a lo largo de la geografía nacional, a objeto de resumir las mejores prácticas en la aplicación de las tecnologías de levantamiento artificial y presentar una visión y lineamientos estratégicos que permitan, a corto y mediano plazo, elevar el nivel de eficiencia y productividad de las operaciones, se pudo obtener las prácticas que más éxito han mostrado en aplicaciones de campo en cuanto a la parada, re-arranque, operación, mantenimiento y diagnóstico de los sistemas de levantamiento artificial, las cuales se citan a continuación:

⁵¹ José Ercolino (especialista en bombeo mecánico (BM), bombeo electrosumergible (BES) y bombeo de cavidad progresiva (BCP)); Sharon Escalante (especialista en BES); Rui Pessoa (especialista en BES); José Gamboa (especialista en BCP); Sandro Gasbarri (especialista en levantamiento artificial por gas (LAG)) y Abraham Salazar (especialista en BM).

⁵² Bloque de Conocimiento Métodos de Producción. Comunidad de Métodos de Levantamiento Artificial: **Mejores Prácticas en Sistemas de Bombeo por Cavidad Progresivas**. PDVSA EPM; diciembre de 1999. Bajado de la red Intranet de PDVSA EPM.

⁵³ Bloque de Conocimiento Métodos de Producción. Comunidad de Métodos de Levantamiento Artificial: **Mejores Prácticas en Sistemas de Bombeo electrosumergible**. PDVSA EPM. diciembre de 1999. Bajado de la red Intranet de PDVSA EPM.

⁵⁴ Bloque de Conocimiento Métodos de Producción. Comunidad de Métodos de Levantamiento Artificial: **Mejores Prácticas en Sistemas de Levantamiento Artificial**. PDVSA EPM. diciembre de 1999. Bajado de la red Intranet de PDVSA EPM.

7.1.1 GAS LIFT (LAG)

7.1.1.1 Parada

- ↳ En caso de paradas largas (mayor de 1 semana), en pozos de crudo pesado, se recomienda desplazar el crudo viscoso residente en las líneas de flujo y en el eductor con un crudo de baja viscosidad, con el objeto de reducir los altos valores de viscosidad para restablecer el flujo. Esta nueva condición en el eductor también facilitará la acción de herramientas de pesca, en caso de reemplazo de válvulas LAG.

7.1.1.2 Re-arranque

- ↳ El re-arranque es una operación delicada, crítica para el éxito del método. Debe realizarse sin premura, debido a que las válvulas corren el riesgo de dañarse por erosión. Por tanto se debe re-arrancar con un flujo de gas moderado que no exceda la velocidad de erosión del material del asiento de la válvula.
- ↳ Durante este proceso es imprescindible el uso de registros de flujo, presiones de tubería y revestidor para verificar el éxito de la operación de descarga, la cual debe tener una duración no menor de 24 horas.
- ↳ La operación de re-arranque de un pozo con válvulas de tubería es más compleja que las válvulas operadas por presión de revestidor, debido a la necesidad de presurizar la tubería para permitir el proceso de descarga hasta la válvula operadora. Cabe destacar que en nuestras operaciones cerca de un 98 por ciento de las instalaciones utilizan válvulas operadas por presión de revestidor, debido a su poca sensibilidad con la presión que impera en la tubería de producción, sobre la cual existe incertidumbre por los fenómenos asociados a flujo multifásico.

7.1.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

7.1.2.1 Parada

- ↳ En caso de paradas largas (mayor de 1 semana) en pozos de crudo pesado y extrapesado se recomienda llenar el eductor, hasta el nivel de la bomba, y la línea de flujo con agua, a fin reducir los altos esfuerzos que se generan por la alta viscosidad de estos crudos durante el re-arranque.

7.1.2.2 Re-arranque

- ↳ Para pozos de crudo viscoso (300 cp al nivel de la bomba) con inyección de diluente en el fondo se recomienda inyectar al menos dos horas antes del re-arranque, para garantizar un buen mezclado y reducir los esfuerzos por alta viscosidad en el eje de la bomba. Si la completación no posee un capilar de inyección, es posible utilizar una sarta de tubería de 1½" para revestidor de 9 $\frac{5}{8}$ " que inyecte el diluente.
- ↳ El re-arranque de pozos productores de crudo pesado o extrapesado, debe ser a baja velocidad, mediante el uso de un variador de frecuencia, para evitar tanto el alto torque de reactivación sobre el eje del equipo de fondo como la desestabilización del empaque con grava y arena de formación y disponer de una mayor flexibilidad en caso de variación de los parámetros de operación. Luego del re-arranque, no se deben mantener velocidades de flujo menores a 0,5 pie/seg. por un tiempo superior a 3 horas o al tiempo recomendado por el fabricante; ya que, de lo contrario, quemaría el motor o el cable plano.
- ↳ Se recomienda minimizar el número de intentos de arranques sucesivos en el variador de frecuencia, para evitar fallas en el motor y en el cable plano por sobrecarga. Durante intentos de arranque sucesivos se debe considerar el fenómeno de **back spin**, el cual puede durar de ½ a 2 horas, dependiendo la viscosidad del crudo y la presión de fondo.
- ↳ En caso de yacimientos o áreas de crudos livianos o alto contenido de agua con condiciones estables de operación, que permita definir una tasa única de operación

por un largo periodo (aprox. 10 días), se puede considerar el uso de arrancadores directos (**switchboard**).

- ↳ En caso de pozos con producción de arena, el cambio de velocidad debe realizarse una vez que se alcance la estabilización de la tasa de producción y reducción en el contenido de arena, en un periodo no menor de 48 horas. Durante la etapa previa al cambio de frecuencia se deben realizar pruebas de producción, análisis del porcentaje de agua y sedimento en el crudo, contenido de sólidos (residuos de parafinas, escamas, asfaltenos, entre otros), registros de presión y temperatura y cartas amperimétricas. Los cambios de frecuencia para este caso deben ser graduales, no mayor de 1Hz/día.

7.1.2.3 Operación, Mantenimiento y Diagnóstico

- ↳ En la etapa inicial de producción los parámetros de frecuencia, amperaje, registro de nivel de fluido, presión de fondo y superficie, deberán ser registrados diariamente, observando cada cambio que se presente durante esta etapa, con el objeto de evaluar el comportamiento de los equipos que conforman al sistema electrosumergible, luego que han estado parados por un período prolongado.
- ↳ En este mismo sentido, se deben realizar pruebas de producción y toma de muestras, al menos una vez por semana, para análisis de corte de agua, gravedad API (especialmente cuando se utilice inyección de diluente), contenido de arena y sólidos (en aquellos pozos donde existan antecedentes de problemas de parafinas, asfaltenos, etc.); esto permitirá realizar futuros diagnósticos y optimización del sistema.
- ↳ La medición del número y tiempo de paradas de las instalaciones ayudan a calcular el porcentaje de disponibilidad de los equipos en operación. Esta información es de gran ayuda para el personal de mantenimiento, ya que le permite obtener un factor de mantenimiento o índice de gestión de calidad del servicio.

7.1.3 BOMBEO MECÁNICO (BM)

7.1.3.1 Parada

- ↳ En caso de paradas largas (mayor de 1 semana) en pozos de crudo pesado y extrapesado se recomienda llenar el eductor, hasta el nivel de la bomba, y la línea de flujo con agua, a fin reducir los altos esfuerzos que se generan por la alta viscosidad de estos crudos durante el re-arranque.
- ↳ Accionar el freno mecánico del balancín, asegurando que el cabezote quede hacia abajo, con el objeto de disminuir el esfuerzo del motor para la posterior reactivación.

7.1.3.2 Re-arranque

- ↳ Para pozos de crudo viscoso (300 cp a condiciones de fondo) con inyección de diluente por debajo de la bomba se recomienda inyectar al menos dos horas antes del re-arranque, para garantizar un buen mezclado, con la finalidad de reducir las pérdidas de fricción entre las perforaciones y la bomba, minimizar el problema de flotación de cabillas y mejorar la eficiencia de levantamiento.
- ↳ El re-arranque de pozos productores de crudo pesado o extrapesado, debe ser a baja velocidad, mediante el uso de un variador de frecuencia, para evitar tanto el pandeo de las cabillas como la desestabilización del empaque con grava y arena de formación y disponer de una mayor flexibilidad en caso de variación de los parámetros de operación.
- ↳ Se recomienda minimizar el número de intentos de arranques sucesivos en el variador de frecuencia, para evitar fallas en el motor por sobrecarga.

7.1.3.3 Operación, Mantenimiento y Diagnóstico

- ↳ En la etapa inicial de producción, los parámetros de frecuencia, amperaje, registro de nivel de fluido, presión de fondo y superficie, deberán ser registrados diariamente, observando cada cambio que se presente durante esta etapa, con el

objeto de evaluar el comportamiento de los equipos que conforman el sistema BM, luego que han estado parados por un período prolongado.

- ↳ Para una buena operación y diagnóstico de las condiciones del pozo, luego de su reactivación, se deben tomar cartas dinagráficas de superficie y de fondo al menos una vez al mes o cada vez que se detecte una anomalía.
- ↳ Se debe seguir la rutina mensual de mantenimiento, según las recomendaciones del fabricante.
- ↳ En este mismo sentido, se deben realizar pruebas de producción y toma de muestras, al menos una vez por semana, para análisis de corte de agua, gravedad API (especialmente cuando se utilice inyección de diluente), contenido de arena y sólidos (en aquellos pozos donde existan antecedentes de problemas de parafinas, asfaltenos, etc.); esto permitirá realizar futuros diagnósticos y optimización del sistema.
- ↳ La medición del número y tiempo de paradas de las instalaciones ayudan a calcular el porcentaje de disponibilidad de los equipos en operación. Esta información es de gran ayuda para el personal de mantenimiento, ya que le permite obtener un factor de mantenimiento o índice de gestión de calidad del servicio.

7.1.4 BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA (BCP)

7.1.4.1 Parada

- ↳ En caso de paradas largas (mayor de 1 semana) en pozos de crudo pesado y extrapesado se recomienda llenar el eductor, hasta el nivel de la bomba, y la línea de flujo con agua, a fin reducir los altos esfuerzos que se generan por la alta viscosidad de estos crudos durante la reactivación.
- ↳ Es importante mencionar que cuando se cuenta con un cabezal de rotación de eje hueco, se acostumbra colocar una barra pulida más larga que la longitud del rotor, con la finalidad de poder sacar el rotor del estator cuando se desee circular el pozo.

7.1.4.2 Re-arranque

- ↳ Antes del re-arranque es necesario registrar las variables de seguimiento y control del motor en vacío (sin carga); esto es velocidad de rotación (r.p.m.), frecuencia, potencia requerida, etc. Se debe proceder entonces a acoplar el motor a la carga y registrar nuevamente las variables de operación, con el objeto de verificar el buen funcionamiento del motor y realizar futuros diagnósticos y optimización del sistema. De igual manera se deben registrar capacidades nominales tanto eléctricas como mecánicas del accionamiento del sistema (variador de frecuencia y motorreductor); es decir, corriente, torque, velocidad, etc., con la finalidad de evaluar sus condiciones de operación para su eventual aplicación en el pozo.
- ↳ Al conectar eléctricamente el motor se debe revisar el sentido de rotación (orientación a las agujas del reloj visto desde arriba).
- ↳ Para pozos de crudo viscoso (300 cp a condiciones de fondo) con inyección de diluente por debajo de la bomba se recomienda inyectar al menos dos horas antes del re-arranque, para garantizar un buen mezclado y reducir las pérdidas de fricción entre las perforaciones y la bomba.
- ↳ El re-arranque de pozos productores de crudo pesado o extrapesado, debe ser a baja velocidad e ir incrementando progresivamente hasta alcanzar la velocidad de rotación de diseño, mediante el uso de un variador de frecuencia, para evitar tanto el alto torque de arranque sobre el conjunto cabilla-rotor-estator como la desestabilización del empaque con grava y arena de formación y disponer de una mayor flexibilidad en caso de variación de los parámetros de operación. Se deben utilizar rampas de aceleración y desaceleración para poner en marcha, retrasar o frenar la velocidad del motor.
- ↳ Se recomienda minimizar el número de intentos de arranques sucesivos en el variador de frecuencia, para evitar fallas en el motor por sobrecarga.

7.1.4.3 Operación, Mantenimiento y Diagnóstico

- ↳ En la etapa inicial de producción, los parámetros de frecuencia, amperaje, registro de nivel de fluido, presión de fondo y superficie, deberán ser registrados diariamente, observando cada cambio que se presente durante esta etapa, con el objeto de evaluar el comportamiento de los equipos que conforman el sistema BCP, luego que han estado parados por un período prolongado.
- ↳ En este mismo sentido, se deben realizar pruebas de producción y toma de muestras, al menos una vez por semana, para análisis de corte de agua, gravedad API (especialmente cuando se utilice inyección de diluente), contenido de arena y sólidos (en aquellos pozos donde existan antecedentes de problemas de parafinas, asfaltenos, etc.); esto permitirá realizar futuros diagnósticos y optimización del sistema.
- ↳ La medición del número y tiempo de paradas de las instalaciones ayudan a calcular el porcentaje de disponibilidad de los equipos en operación. Esta información es de gran ayuda para el personal de mantenimiento, ya que le permite obtener un factor de mantenimiento o índice de gestión de calidad del servicio.

CONCLUSIONES

El trabajo de investigación realizado nos permite arribar a las siguientes conclusiones:

- ↳ La reducción de la oferta petrolera por parte de la OPEP exige ciertos sacrificios que a veces no coinciden con los intereses de los países miembros, ya que cada nación deberá plantear su propia política de comercialización, ejecutada a través de su empresa petrolera que, a parte de seguir maximizando, en la medida de lo posible, los ingresos por venta de crudo y sus derivados, mantenga su imagen, relación con la clientela y posición empresarial como suplidora confiable en el mercado internacional del petróleo.
- ↳ Las condiciones cambiarias del mercado petrolero pueden conllevar a que se extienda el tiempo de reducción de la oferta petrolera, acordado por los países miembros de la OPEP, lo cual dificulta la elaboración de un procedimiento riguroso basado en un “software” y/o manual, que jerarquice los pozos candidatos a cierre, considerando tanto la respuesta de la tasa de producción como el “status” de los pozos y yacimientos durante su reapertura, ya que, por otra parte, cada pozo presenta características particulares a él, e incluso, diferentes a otros pozos ubicados en el mismo yacimiento.
- ↳ El cumplimiento de la cuota de producción por parte de las naciones OPEP, generalmente, tiene su aplicación durante al mes siguiente de haberse efectuado la Conferencia de Ministros de la Organización, lo cual hace que las decisiones de cierre deban realizarse rápidamente, dando como resultado, en la mayoría de los casos, que los operadores sólo lleguen a explorar, en un primer plano, los costos de operación asociados al momento del cierre, y velar que los sistemas de recolección de petróleo y gas respectivos operen dentro de los rangos previstos en su diseño.
- ↳ El cierre de los pozos representa la oportunidad de obtener información del estado de los pozos, así como de mejorar o ampliar las instalaciones de superficie, e incluso entrenar al personal de operación.

- ↳ La opción de almacenamiento para reducir la disponibilidad de petróleo al mercado es una estrategia limitada tanto desde el punto de vista técnico como económico, ya que, por un lado, la capacidad de almacenamiento se puede colmar antes de terminar el periodo de recorte de producción acordado por la OPEP, y por otro lado, los cargos de impuestos y regalía por el petróleo almacenado y no comercializado afecta negativamente el flujo de caja de la empresa petrolera tipo PDVSA.
- ↳ La disminución de la tasa de producción de los pozos puede llegar a ser la acción más atractiva para recortar producción por cuota OPEP, en virtud de que minimiza los inconvenientes operacionales que se generarían producto de los cierres de pozos y evita el almacenamiento de petróleo con el eventual pago de impuestos y regalía por el petróleo almacenado, siempre y cuando el volumen de la segregación comercial a reducir sea representativo de los pozos afectados y exista una planificación previa que garantice la preservación de los equipos de levantamiento e instalaciones de superficie.
- ↳ El proceso de reapertura no se lleva a cabo inmediatamente para todos los pozos que fueron sometidos a cierre por condiciones de mercado, sino que se selecciona un grupo de ellos conforme a los recursos financieros que se dispongan para el momento.

RECOMENDACIONES

- ↳ Aprovechar la política de reducción de producción para obtener información actualizada tanto de los pozos como de los yacimientos sometidos a cierre.
- ↳ Realizar un estudio comparativo de las operaciones de disminución de tasa, cierre y reapertura con el propósito de establecer las mejores prácticas en cada una de las Unidades Operativas que minimicen la producción diferida y el costo de reactivación.
- ↳ Efectuar un estudio sobre el impacto social y el efecto sobre las empresas nacionales de servicios a pozos cuando se recorta producción en cada una de las áreas operativas.
- ↳ Cuantificar los efectos producidos por los recortes de producción sobre los pozos de los campos afectados por los recortes y comparar con los problemas operacionales que existían antes del recorte de producción.
- ↳ Realizar un análisis de riesgo en cuanto a los pozos candidatos a cierre y los eventuales efectos en la producción cuando son reactivados los pozos tomando en consideración el tipo de crudo y el método de producción.
- ↳ Desarrollar modelos económicos que permitan comparar diferentes opciones de cierre volumétrico de producción. El modelo debe estimar el VPN (Valor Presente Neto) de cada opción, así como su impacto social (número de empleos directos e indirectos) y el impacto comercial (efecto sobre los clientes).

FUENTES CONSULTADAS

BIBLIOGRÁFICAS

Allen Thomas and Roberts Alan P.: "Production Operations". Segunda Edición, mayo 1982; pp.172.

Barberii, Efraín. E.: "El Pozo Ilustrado". Ediciones FONCIED, PDVSA, Programa de Educación Petrolera. Caracas, 2001. 2^{da} Edición en CD-ROM. 36,5 M; pp. 671.

Brown, K. E.: "The Technology of Artificial Lift Methods", vol. 2. Tulsa, Oklahoma, USA: Penn Well Books, Inc., 1980.

Craft B.C. y Hawkins M.F.: "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos". Editorial Tecnos, Madrid; págs. 195-196.

Jones-Parra, J.: "Elementos de Ingeniería de Yacimientos". Editorial I.T. Coordinación de Investigación; Facultad de Ingeniería- Universidad Central de Venezuela. Caracas, 1994.

Llanos, A.: "Análisis y Evaluación del Sistema de Bombeo Electrosumergible (1998/2000) en la Unidad Monagas Sur (Campos Uracoa y Tucupita)". Trabajo Especial de Grado. Presentado ante la Universidad Central de Venezuela (UCV) para optar por el título de Ingeniero de Petróleo. Caracas, octubre de 2001; pp. 112.

Lugo, L.: "La Singular Historia de la OPEP". Ediciones CEPET. Caracas, noviembre de 1993.; pp. 263.

Patton, C. C.: "Applied Water Technology". 1^{era} Edición. Publicado por Campbell Petroleum Series. Oklahoma, USA, junio de 1986; pp. 364.

DOCUMENTALES

Ali, J., Betancourt J., Ávila C.: "A Methodology for Asphaltene Control in Production Facilities in North of Monagas, Venezuela". SPE papers 56572. Presentado en la SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Houston, USA, 3-6 de octubre de 1999; págs. 1-12.

Samsam Bakhtiar, Alí Morteza: **OPEC's Involving Role**. Oil & Gas Journal, 9 de julio de 2001; págs. 66-70.

Brondel, D.; Edwards, R.; Hayman, A.; Hill, D.; Mehta, S.; y Semerad, T.: "Corrosion in the Oil Industry". Oilfield Review., abril de 1994; págs. 4-18.

Ciguela, S., Colmenares, F., Negrón, E. y Santarrosa, C.: "Productividad de Pozos". 1^{er} Encuentro Técnico de PDVSA E&P. Caraballeda, 3-5 de junio de 1998.

Comunidad de Métodos de Levantamiento Artificial: "Mejores Prácticas en Sistemas de Bombeo Electrosumergible". Bloque de Conocimiento Métodos de Producción. PDVSA EPM; diciembre de 1999. Bajado de la red Intranet de PDVSA EPM.

Comunidad de Métodos de Levantamiento Artificial: "Mejores Prácticas en Sistemas de Bombeo por Cavidad Progresivas". Bloque de Conocimiento Métodos de Producción. PDVSA EPM; diciembre de 1999. Bajado de la red Intranet de PDVSA EPM.

Comunidad de Métodos de Levantamiento Artificial: "Mejores Prácticas en Sistemas de Levantamiento Artificial". Bloque de Conocimiento Métodos de Producción. PDVSA EPM; diciembre de 1999. Bajado de la red Intranet de PDVSA EPM.

Coordinación Central de Extensión UCV: "Política Petrolera: recortes e inversiones". Editado por Coordinación Central de Extensión Universitaria UCV. Caracas, noviembre de 1999.

Fleshman, Roy y Lekic, Harrison: "Artificial Lift for High-Volume Production". Oil Field Review, N° 11-1; Primavera de 1999; págs. 48-63.

Gibbs, S. R.: "Utility of Motor-Speed Measurements in Pumping-Well Analysis and Control". SPE paper 13198. Presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, USA; 16-19 de septiembre de 1984; págs. 199-208.

Hasan, A. R., Kabir C. S.: "Aspects of Wellbore Heat Transfer During Two-Phase Flow". SPE paper 22948. Presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, USA; 6-9 octubre de 1991; págs. 211-216.

Haynes H. J.; Thrasher L. W.; Katz M. L. y Eck T. R.: "Enhanced Oil Recovery: An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United States-1976 to 2000". National Petroleum Council; diciembre de 1976; pp. 231.

Jamaluddin A. K. M.; Nazarko, T. W.; Sills, S.; Fuhr B. J.: "Deasphaltene Oil – A Natural Asphaltene Solvent". SPE paper 28994. Presentado en el SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, TX., USA, 14-17 de febrero de 1995; pág. 1-8.

Kawanaka, S.; Park, S. J. y Mansoori, G. A.: "Organic Deposition from Reservoir Fluids: A Thermodynamics Predictive Technique". SPE paper 17376. Presentado en el SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa. 17-20 de abril de 1995; págs. 185-195.

Kobylinsky, L. S.: "The Effect of Speed variation on the Operating Range of Submersible Pumps". SPE paper 18869. Presentado en el SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, USA; 13-14 de marzo de 1989; págs. 397-406.

Kokal, S. L. y Sayegh, S. G.: "Asphaltenes: The Cholesterol of Petroleum". SPE paper 29787. Presentado en el SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 11-14 de marzo de 1995. págs. 169-181.

Lichaa, P. M.: "Asphaltene Deposition problems in Venezuela Crudes – Usage of Asphaltenes in Emulsion Stability." Oil and Sands. Can. Pet. Technology, junio 1977, págs. 609-624.

Mansorii, G. A.: "Physicochemical Basis of Arterial Blockage / Fouling (Prediction and Prevention)". Thermodynamics Research Laboratory Report. Department of Chemical Engineering. University of Illinois at Chicago, USA, septiembre de 2001; págs. 1-11.

Mesa de Productividad La Salina: "Proceso de Inyección de Química a fondo de Pozo". Número de Documento: UELS/ MP / DF /IQ /001. PDVSA EPM. Fecha de edición: julio 1999; pp. 9.

Neely, A. B. y Patterson, M. M.: "Soft Start of Submersible Pumped Oil Wells". SPE paper 11042. Presentado en la SPE Annual Technical Conference & Exhibition, New Orleans, USA; 26-29 de septiembre de 1982; págs. 180-183.

Powers, M. L.: "Effects of Speed Variation on the Performance and Longevity of Electric Submersible Pumps". SPE papers 14349. Presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, USA; 22-25 de septiembre de 1985; págs. 15-24.

Ruiz-Caro, A.: "El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional". Serie 21: Recursos Naturales e Infraestructura. Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América latina". Publicación de las Naciones Unidas. Santiago de Chile, abril de 2001; pp. 57.

Sánchez B., Baena C. y Esqueda P.: "La competitividad de la industria petrolera venezolana". Serie 71: Red de Reestructuración y Competitividad. Proyecto CEPAL/División de Desarrollo Productivo y Empresarial. Publicación de las Naciones Unidas. Santiago de Chile, marzo de 2000; pp. 76.

Stefani, G.: "Evaluación de la Bomba de Cavidad Progresiva: Últimos Adelantos Tecnológicos". Trabajo Especial de Grado. Presentado ante la Universidad Central de Venezuela (UCV) para optar por el título de Ingeniero de Petróleo. Caracas, junio de 1996, pp. 135.

TESTIMONIALES

Bueno Luis N. **Profesor de Pozos I y II.** Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela.

Ercolino José. **Especialista en bombeo de cavidad progresiva, bombeo electrosumergible y bombeo mecánico.** Pericia de Levantamiento Artificial. INTEVEP.S.A. Los Teques, estado Miranda.

Escalante Sharon. **Especialista en bombeo electrosumergible.** Pericia de Levantamiento Artificial. INTEVEP.S.A. Los Teques, estado Miranda.

Gamboa José. **Especialista en bombeo de cavidad progresiva.** Pericia de Levantamiento Artificial. INTEVEP.S.A. Los Teques, estado Miranda.

Gasbarri Sandro. **Especialista en gas lift.** Pericia de Levantamiento Artificial. INTEVEP.S.A. Los Teques, estado Miranda.

Guzzeta Rosalía. **Ingeniero de Petróleo.** PDVSA Exploración, Producción y Mejoramiento (PDVSA EPM). Sede Chuao, Caracas.

Kowalchuk Wladimiro. **Profesor de Ingeniería de Producción I y II.** Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela.

Medina Horacio. **Ingeniero de Petróleo.** PDVSA Exploración, Producción y Mejoramiento (PDVSA EPM). Sede Chuao, Caracas.

Ochoa David. **Ingeniero Químico.** PDVSA Exploración, Producción y Mejoramiento (PDVSA EPM). Sede Chuao, Caracas.

Parra Edgar. **Profesor de Seminario.** Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela.

Peraza Rodrigo. **Profesor de Economía Petrolera.** Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela.

Pessoa Rui. **Especialista en bombeo electrosumergible** Pericia de Levantamiento Artificial. INTEVEP.S.A. Los Teques, estado Miranda.

Salazar Abraham. **Especialista en bombeo mecánico.** Pericia de Levantamiento Artificial. INTEVEP.S.A. Los Teques, estado Miranda.

ELECTRÓNICAS

Agencia Internacional de Energía: <http://www.iea.org>

Asociación Nacional de Universidades e Instituciones de Educación Superior de México: <http://www.anuies.mx>

British Petroleum: <http://www.bp.com>

Monografías en Internet: <http://www.monografias.com>

Organización de Países Exportadores de Petróleo: <http://www.opec.org>

Petróleos de Venezuela, S. A.: <http://www.pdvsa.com>

Secretaría de Energía de México: <http://www.energia.gob.mx>

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ACEITE LUBRICANTE

Aceite lubricante usado para facilitar el trabajo de las uniones mecánicas y partes móviles.

ACIDIFICACIÓN (ACIDIZING)

La técnica de bombear una forma de ácido dentro del pozo para agrandar el espacio de los poros en las rocas que contienen hidrocarburos, en esta forma se incrementa el flujo de petróleo y/o gas y su recuperación.

ACTIVIDADES AGUAS ABAJO (DOWNSTREAM)

Término usado en la industria petrolera para referirse a todas aquellas operaciones de la industria petrolera que se realizan a partir de la refinación hasta la venta de productos refinados a los consumidores finales.

ACTIVIDADES AGUAS ARRIBA (UPSTREAM)

Término que indica todas aquellas operaciones de la industria petrolera que se realizan desde la exploración (incluyendo las negociaciones para explorar y explotar), la producción petrolera hasta la venta de crudo, o su entrega a una refinería.

ARBOL DE NAVIDAD (CHRISTMAS TREE)

El arreglo de tuberías y válvulas en la cabeza del pozo que controlan el flujo de petróleo y gas, además de prever reventones.

API (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE)

Instituto formado en 1917 para organizar la industria a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobiernos y otros.

ASFALTO

Mezcla de bitumen y agregado mineral. Se utiliza como preparado para la construcción de caminos u otros usos para el pavimentado.

ARABE LIVIANO (ARAB LIGHT)

Crudo producido en el reinado de Arabia Saudita; es el más abundante de la OPEP, por lo cual se le ha considerado el crudo marginal de la Organización; ha constituido en muchas oportunidades el crudo de balance, en virtud de lo cual fue por mucho tiempo el crudo marcador de la Organización. Su costo técnico de producción es sumamente bajo; se menciona entre 10 a 30 centavos de dólar por barril.

AROMÁTICOS

Hidrocarburos con una estructura de anillo, generalmente con un olor aromático distintivo y buenas propiedades solventes. Los aromáticos más comunes son el benceno, el tolueno y el xileno. Se usan como componentes de alto octanaje para mezclar con gasolina.

BARRIL

Unidad de volumen utilizada en la industria petrolera equivalente a 42 galones americanos ó 158,98 litros.

BARRILES POR DÍA (BARRELS PER DAY - BPD OR B/D)

En términos de producción, el número de barriles de petróleo que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

BITUMEN

Nombre genérico dado a una variedad de hidrocarburo, que son oscuros y pesados (gravedad específica de 1.00 a 1.10) y de alta viscosidad (mayor a 10.000 centipoise). También son conocidos como asfalto, "tar" y "pitch". Producto semi-sólido extremadamente pesado de la refinación del petróleo, compuesto de hidrocarburos pesados

utilizado para construcción de caminos y para impermeabilización de techos. Esta sustancia de color oscuro consiste casi en su totalidad de carbón e hidrógeno con muy poco oxígeno, nitrógeno o azufre. Los bitúmenes se encuentran de manera natural y también pueden ser obtenidos por descomposición química.

BRENT

Corriente de crudo producida en la región del Mar del Norte, el cual sirve como referencia o marcador de precios a otras corrientes de crudos.

BUNKERS

Cualquier diesel o aceite combustible que se abastece a las máquinas de los barcos para su funcionamiento, no como carga para ser transportada y vendida. Los "bunkers" son el sitio donde se almacena dicho combustible en el barco.

BUTANO (C₄H₁₀)

Es un hidrocarburo parafínico, C₄H₁₀, que es un gas a condiciones atmosféricas pero es fácilmente licuado bajo presión para transportarlo y almacenarlo; se utiliza en gasolinas, y también para cocinar y para calentar. Es un constituyente del gas licuado de petróleo (LPG – liquefied petroleum gas).

CABEZAL DEL POZO

Es el conjunto de válvulas y otros accesorios que conforman el equipo de superficie de los pozos. Los hay de diferentes tipos, tamaños, series y marcas, y están diseñados para soportar las presiones máximas esperadas una vez concluida la perforación.

CAMPO

Área que consiste de un solo reservorio o múltiples reservorios, todos agrupados alrededor de o vinculados a la misma característica geológica estructural individual y/o condición estratigráfica. Puede haber dos o más reservorios en un campo que están separados verticalmente por estratos herméticos intermedios, o lateralmente por barreras geológicas locales o por ambos.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

Es la máxima tasa de producción diaria de crudo, sostenible económicamente. Según la EIA (Energy Information Administration of United States Department of Energy), la capacidad de producción se define como el máximo nivel de producción que: (1) puede ser levantada/alcanzada por un período de 30 días, y (2) sostenido por un mínimo de 90 días.

CESTA OPEP

La cesta OPEP constituye el centro de gravedad de los precios de los crudos de la Organización; es su precio de referencia para el establecimiento de las metas y políticas fijadas por la Conferencia de Ministros y sustituyó, a partir del 1° de enero de 1987, al denominado marcador de la OPEP representado hasta ese momento por el Arab Light del reinado de Arabia Saudita. Este valor referencial del petróleo es obtenido del promedio aritmético de siete crudos mundiales, conformado por el crudo Istmo de México y seis del área OPEP (Sahara Blend de Argelia, Minas de Indonesia, Bonny Light de Nigeria, Arab Light de Arabia Saudita, Dubai de los Emiratos Árabes Unidos y Tía Juana Liviano de Venezuela).

CONDENSADOS

Son aquellos hidrocarburos que dentro del yacimiento, debido a sus condiciones de alta presión y temperatura, se encuentran en estado gaseoso, pero que al salir de la superficie sufren una caída de dichos parámetros, convirtiéndose en líquidos (fenómeno de condensación retrógrada). Estos consisten de proporción variada de butanos, propanos, pentanos y fracciones pesadas, con muy poco o nada de metano o etano. Su gravedad API se encuentra entre 40 y 60° API.

CONFERENCIA OPEP

Es una reunión formal de un grupo de 11 miembros. Por estatuto, la OPEP está obligada a celebrar dos *Conferencias Ordinarias* por año. Aunque también el Cartel celebra *Conferencias Extraordinarias* entre las reuniones ordinarias. Tradicionalmente, la OPEP denomina las Conferencias Ordinarias como “*Reuniones OPEP*” y las Conferencias Extraordinarias como “*Reuniones de Emergencia*”.

CONSUMO INTERNO

Está conformado por el petróleo crudo, gas natural comercial y condensados requeridos, en su caso, después de ser transformados o intercambiados, para abastecer las necesidades de los consumidores finales en la República, refinerías, plantas eléctricas, otras plantas de transformación energética, distribuidores, abastecimientos marítimos, combustibles para aeronaves abastecidas en el país, así como para garantizar un abastecimiento efectivo de los depósitos y terminales en el país.

COSTO DE PRODUCCIÓN

Son los costos incurridos para operar y mantener los pozos, equipos e infraestructura asociada a la actividad productiva de cualquier tipo de hidrocarburos, incluyendo la depreciación y/o amortización, los costos operativos aplicables a los equipos y facilidades de soporte y apoyo a las operaciones de producción, así como los costos de operación y mantenimiento de pozos, equipos y facilidades relacionadas con la producción de hidrocarburos. Esta variable se expresa en dólares por barril de petróleo producido (\$/B).

CRUDOS

Son aquellos hidrocarburos que dentro del yacimiento, debido a sus condiciones de alta presión y temperatura, se encuentran en estado líquido y permanecen líquidos a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. Los crudos pueden poseer pequeñas cantidades de compuestos no hidrocarburos, al extraerse del subsuelo. Referido al petróleo aún sin procesar, tal y como se obtiene del subsuelo.

La clasificación de crudos por rango de gravedad ° API utilizada en la industria venezolana de los hidrocarburos, a 15,5 ° C (60° F) es la siguiente:

Tipo de crudo	° API
Extrapesados	<10°
Pesados	<21,9°
Medianos	22° - 29,9°
Livianos	>30°

En las negociaciones de compra-venta, intercambio, y mezcla de crudos, el precio del barril de petróleo está atado a la escala de gravedad API correspondiente. La décima de gravedad (API) se paga aplicando la fracción de precio que corresponda, según la calidad de crudo.

CUOTA DE PRODUCCIÓN OPEP

La cuota de producción OPEP puede definirse como el nivel máximo de producción comprometido por cada país miembro, durante un periodo determinado, el cual está en función del techo de producción de toda la Organización. Referido como el volumen de crudo (liviano, mediano, pesado y extrapesado excluyendo bitumen y condensados) que se suministra al mercado, y está constituida por el consumo doméstico - el cual es la resultante de sumar las ventas locales de crudo y productos refinados -, más las exportaciones netas de crudos y productos, y las salidas netas de los inventarios situados dentro y fuera del país.

DILUENTE

Es un líquido liviano empleado para reducir la viscosidad del crudo pesado y facilitar su transporte. Generalmente como diluente se utiliza el gasoil, crudo liviano o condensado.

EMULSIÓN

Mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotitas muy finas.

ESTACIÓN DE FLUJO

Es una instalación utilizada para recolectar, separar, bombear y transferir los fluidos (líquido y gas) provenientes de los pozos. Esta compuesta principalmente por múltiples de producción, separadores, depuradores, tanques de almacenamiento y bombas de crudo.

ETANO (C_2H_6)

Un hidrocarburo que consiste de dos átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. Normalmente este gas está presente en la mayor parte de los casos referentes al gas natural.

FUEL OILS

Aceites pesados provenientes del proceso de refinación; utilizados como combustibles en plantas de generación de energía, en la industria, en barcos, etc.

GAS ASOCIADO.

Es aquel que está en contacto con el crudo en el reservorio (en solución con el crudo y/o libre). Donde las condiciones de reservorio son tales que la producción de gas asociado no

afecta sustancialmente la recuperación de crudo del reservorio, tal gas puede ser reclasificado como gas no asociado por las agencias regulatorias.

GAS LICUADO DE PETRÓLEO (LIQUEFIED PETROLEUM GAS - LPG)

El LPG está compuesto de propano, butano, o una mezcla de los dos, la cual puede ser total o parcialmente licuada bajo presión con objeto de facilitar su transporte y almacenamiento. El LPG puede utilizarse para cocinar, para calefacción o como combustible automotor.

GAS NATURAL

Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano, butano, algo de pentano, y usualmente nitrógeno y dióxido de carbono. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o petróleo asociado con el gas. El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.

GAS NATURAL LICUADO (LIQUEFIED NATURAL GAS - LNG)

Gas natural que para facilidad de transportarlo ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado (LNG).

GAS NO ASOCIADO

Es el gas natural en reservorios que no contienen cantidades significantes de crudo. Esta referido a reservorios de gas natural.

GASÓLEO (GAS OIL)

Aceite procedente del proceso de refinación; utilizado como combustible en motores diesel, quemado en sistemas de calefacción central y como carga de alimentación para la industria química.

GASOLINA

Líquido incoloro, volátil e inflamable, procedente de la mezcla de hidrocarburos. Se emplea como combustible en los motores de explosión. La gasolina que se encuentra en forma natural se conoce como condensado.

GRAVEDAD API

Gravedad de un crudo o cualquier otro hidrocarburo líquido, medido a través del sistema desarrollado por el Instituto Americano del Petróleo (API), el cual lleva la siguiente relación matemática:

$$\text{Gravedad API} = \frac{141,5}{\text{Gravedad específica}_{\frac{60^{\circ}\text{F}}{60^{\circ}\text{F}}}} - 135,5$$

HIDROCARBURO

Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (p. ej. : carbón, petróleo crudo y gas natural).

KILOWATT-HORA (KWH)

Unidad de energía en la industria eléctrica. Un kilowatt-hora es equivalente a 0.0949 metros cúbicos de gas

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (ARTIFICIAL LIFT)

Métodos usados para levantar el petróleo a la superficie a través del pozo, después que la presión del reservorio ha declinado a un punto tal que el pozo no puede producir por su energía natural. Gas lift, bombas tipo balancín, de cavidad progresiva, hidráulicas y electrosumergibles son los medios más comunes de levantamiento artificial.

LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL

No existe definición precisa. Los líquidos del gas natural son esencialmente los hidrocarburos que se pueden extraer en forma líquida del gas natural tal como se produce. Típicamente, los componentes predominantes son etano, GLP y pentanos, aunque habrá también algunos hidrocarburos pesados.

MANTENIMIENTO DE POZOS

Generalmente, el mantenimiento de los pozos de flujo natural consiste en hacer inspecciones programadas para verificar que el cabezal y sus elementos: manómetros, válvulas, líneas de flujo y estranguladores estén en buen estado, para evitar fugas e imperfectos indeseables. Frecuentemente se toman muestras de petróleo en el cabezal del pozo para verificar la gravedad del petróleo y otras características, tales como el contenido de agua y sedimentos presentes en el crudo. Se observa la presión de flujo en el eductor y del espacio anular eductor-revestidor en la superficie para determinar anomalías. A fechas determinadas, dependiendo del presupuesto de la compañía, se les hacen estudios de la presión en la cara de la arena y a lo largo del eductor para analizar el comportamiento de flujo desde área de drenaje del pozo hasta la superficie.

Atención igual se presta a aquellos pozos que producen por levantamiento artificial por gas. Es muy importante verificar el estado y comportamiento de todos los elementos del cabezal. Es esencial cerciorarse de que la presión y volumen de gas, continuo o intermitente, se ajustan a las magnitudes deseadas, y que la producción del pozo y su relación gas-petróleo concuerden con las estimaciones estipuladas. De todas estas observaciones puede deducirse si las válvulas de inyección de gas en la sarta de educación están funcionando adecuadamente, si el influjo de petróleo del yacimiento al pozo no ha sufrido deterioro debido a la reducción de la permeabilidad en la periferia de la pared del pozo, específicamente en la cara de la arena, arenamiento y/o influjo de agua.

Los pozos que producen por bombeo presentan una gran variedad de desperfectos mecánicos que surgen de las características mismas del sistema, tanto en la superficie como en el pozo. Fallas en la fuerza eléctrica o mecánica que impulsan el bombeo, hacen que el tiempo perdido se transforme en merma de producción del pozo. Por ejemplo, cualquier desperfecto en algunos elementos propios del balancín (engranajes, colgadores, etc.) ocasiona perdida de bombeo de petróleo. En el cabezal del pozo, desperfectos en la barra pulida y prensa-estopa pueden ocasionar derrames leves o severos de petróleo.

Generalmente, los sistemas de bombeo que utilizan cabillas (balancín y cavidad progresiva) se sueltan o se parten. En ocasiones, la sarta de cabillas se desenrosca de la bomba. En otros

casos, la fatiga, esfuerzos, vibración, y la carrera ascendente y descendente de la sarta de cabillas del sistema de bombeo mecánico balancín no sincronizada puede ocasionar, por estiramiento y golpeteo, la destrucción de la bomba de subsuelo o la eventual partidura de las cabillas.

Por otra parte, los pozos inyectores de gas, agua o vapor, utilizados para vigorizar la continuidad de producción de hidrocarburos del yacimiento, son también objeto de adecuado mantenimiento. Los elementos de sus respectivos cabezales (válvulas, conexiones, medidores, registros de volúmenes inyectados, etc.) deben funcionar bien para facilitar el seguimiento de las operaciones y detectar fallas que puedan presentarse.

MECANISMO DE BANDA DE PRECIOS

La OPEP adoptó su mecanismo de banda de precios en marzo de 2000. Los ministros del petróleo de cada país miembro de la OPEP, habiendo definido un rango de precio deseado de 22-28 dólares por barril (\$/B) para la cesta OPEP, coincidieron con un mecanismo para ajustar el suministro por encima o por debajo, tal que se mantenga el precio dentro de la banda de precios mencionada.

MERCADO SPOT (SPOT MARKET)

Mercado internacional en el que petróleo o derivados se intercambian para entrega inmediata al precio vigente (el "precio spot").

METANO (CH₄)

La más pequeña de las moléculas de los hidrocarburos, con un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno. Es el componente principal del gas natural, pero también está presente en las capas de carbón, y es producido por animales y por la descomposición de los vegetales. El metano es el primer miembro en la serie de alkanos (parafinas). A presión atmosférica se licúa a -162°C.

MIEMBROS DE LA OPEP

A lo máximo, la OPEP tuvo 13 miembros, pero actualmente tiene 11 miembros, luego que los pequeños productores Ecuador y Gabón se retiraran en 1992 y 1995 respectivamente.

Los miembros actuales son: Argelia, Indonesia, Iran, Irak, libia, Kuwait, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela. De estas naciones, Irak no es un miembro efectivamente activo de la OPEP, luego que su producción de petróleo ha sido regulada por la Organización de Naciones Unidas (ONU), posterior a la Guerra del Golfo de 1991.

MÚLTIPLE

Dícese del conjunto de válvulas interconectadas entre si, que permiten el manejo de fluidos (crudo y gas) alternativamente. También se definen como múltiples las instalaciones de levantamiento artificial por gas, diluente, distribución de bombeo y crudo bifásico/monofásico.

OPEP (OPEC ORGANIZATION OF PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES)

Organización de Países Exportadores de Petróleo. Fundada en 1960, sus países miembros son Argelia, Gabón, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Saudi Arabia, Emiratos Arabes Unidos y Venezuela.

OPERADOR

Compañía, organización o persona con autoridad legal para perforar pozos y extraer hidrocarburos. Puede emplearse un contratista de perforación para llevar a cabo la perforación en sí. El operador es con frecuencia parte de un consorcio y actúa a nombre de este.

ORIMULSIÓN®

Es una emulsión formada por 70% bitumen natural de la Faja Petrolífera del Orinoco y 30% de agua, la cual se le agrega una sustancia llamada surfactante para estabilizarla. El propósito de formar esta emulsión es obtener un producto de menor viscosidad que el bitumen, lo cual facilita su transporte y manejo en oleoductos y tanqueros, haciéndolo muy atractivo como combustible para las plantas de generación eléctrica.

PETRÓLEO

Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del Latín, oleum, presente en forma natural en rocas, petra.

PETRÓLEO CRUDO

El petróleo que después de ser purificado, separado o procesado, sea de una calidad aceptable para su transporte, transformación o comercialización.

PETRÓLEO MUERTO

Petróleo sin gas disuelto y por lo tanto desprovisto de mecanismo de empuje.

POTENCIAL DE PRODUCCIÓN

La máxima tasa de producción de crudo capaz de obtenerse, de manera eficiente, con las instalaciones superficiales de los yacimientos, siempre que cumpla con las normas de conservación, que incluye el aprovechamiento del gas asociado de hasta un 90 %, y protección del medio ambiente se denomina *Potencial de Producción*.

POZO

Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer petróleo o gas.

POZO PRODUCTOR

Término empleado para definir la unidad física través de la cual se extrae crudo del yacimiento.

PRODUCCIÓN DISPONIBLE (DPP)

Se refiere a la producción de petróleo y gas inmediatamente disponible a través de pozos en condiciones de operación, conectados a facilidades de producción, y que cumplan con las normas de conservación de gas y ambiente. El DPP se utiliza para la planificación de suministros al mercado interno y exportación. El Potencial de Producción debería ser igual al DPP; sólo se diferencia cuando hay producción temporalmente disponible.

PROPANO (C₃H₈)

Hidrocarburo que se encuentra en pequeñas cantidades en el gas natural, consistente de tres átomos de carbono y ocho de hidrógeno; gaseoso en condiciones normales. Se le emplea como combustible automotriz, para cocinar y para calefacción. A presión atmosférica el propano se licúa a -42°C. Ver también: LPG.

PUNTO DE BURBUJEOS

Es el estado en equilibrio de un sistema compuesto de petróleo y gas, en la cual el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de gas.

PUNTO DE FISCALIZACIÓN

Es el lugar situado en el área de explotación, generalmente patios de tanque, en el que se mide la producción neta de hidrocarburos y se determinan la regalía e impuestos correspondientes.

REDUCTOR

Elemento mecánico empleado para reducir el área de flujo de la línea de producción generalmente está instalado a nivel del cabezal del pozo después de la válvula de brazo. Consiste en un cilindro sólido con rosca externa y con una perforación centrada que varía en diámetro según requerimientos del proceso.

REGISTRADOR DE PRESIÓN

Instrumento empleado para registrar en un periodo de tiempo determinado el comportamiento de las variables de presiones en un pozo, línea, recipiente, etc.

REHABILITACIÓN, REACONDICIONAMIENTO O WORKOVER

El reacondicionamiento o “workover” es una tarea de mayores proporciones y alcances que los mantenimientos o limpiezas corrientes. En efecto, un workover puede definirse como el trabajo que se realiza a un pozo para restaurar o incrementar su productividad o inyectividad, en el que involucra cambios en la zona productora o cara de la arena.

Quizás en la etapa final de su vida útil, el pozo puede ser convertido a inyector, o a lo mejor requiere que el estrato productor original sea abandonado y el pozo reterminado en un estrato superior como productor de un yacimiento distinto. También puede darse el caso de que al abandonar el yacimiento, donde fue originalmente terminado el pozo, no existan posibilidades de una reterminación hoyo arriba y el pozo pueda ser utilizado para desviarlo y ahondarlo para explorar nuevos horizontes más profundos o hacer una terminación más profunda en yacimientos ya conocidos. Asimismo estos trabajos comprenden técnicas de estimulación como forzamiento de arena para la retención de finos, fracturamiento hidráulico o acidificación para aumentar la permeabilidad de la roca en las adyacencias del pozo, cementación forzada para aislar zonas de agua y gas del intervalo productor, etc.

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

RELACIÓN GAS-PETRÓLEO (RGP)

Es la proporción de petróleo y gas obtenida en un pozo productor bajo condiciones de presión y temperatura dada.

REPARACIÓN O SERVICIO A POZOS

Una reparación o servicio es todo trabajo que se realiza al pozo con la finalidad de restaurar o incrementar las condiciones de producción o inyección que este posee, y que no involucra acciones en la zona productora.

Las razones por las cuales se lleva a cabo la reparación de un pozo son muy variadas; ya que cada pozo se clasifica según su mecanismo y mecánica de producción, como de flujo natural, de levantamiento artificial por gas o bombeo, de flujo por inyección alternada o continua de vapor, etc. Así que durante su existencia como pozo productor, el pozo puede cambiar de estado una o varias veces. Por ejemplo, un pozo pudo haber comenzado como pozo productor por flujo natural pero al correr del tiempo puede ser convertido a flujo por levantamiento artificial por gas o bombeo electrosumergible. También, el cambio de válvulas de gas lift, el reemplazo de una bomba dañado, el reemplazo de cabillas o la

reparación de un agujero en el revestidor son considerados una reparación o servicio al pozo.

RESERVAS POSIBLES

Estimado de reservas de petróleo o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.

RESERVAS PROBABLES

Estimado de las reservas de petróleo y/o gas en base a estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para podérseles clasificar como reservas probadas.

RESERVAS PROBADAS

La cantidad de petróleo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

RESERVAS RECUPERABLES

La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

SISTEMA DE RECOLECCIÓN

Sistema de tuberías y válvulas por donde se transportan los fluidos hacia los centros de procesamiento.

SOLVENTE

Nombre genérico de un líquido capaz de disolver o dispersar otras sustancias.

TECHO DE PRODUCCIÓN OPEP

Nivel máximo de producción acordado para la Organización durante un determinado período, el cual está en función de la demanda estimada por crudo OPEP. Este nivel se obtiene de la sumatoria de todas las cuotas de producción asignadas a los países que conforman el Cartel.

TERMINAL

Instalación marítima que recibe y almacena petróleo crudo y productos de producción costa afuera vía ductos y/o buques tanque.

VENTEO

Desalojo del exceso de gas producido en la estación y el cual no es procesado por la planta compresora en un momento dado.

VISCOSIDAD

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se le designa por varios valores de medición. El poise o centipoise (0,01 poise) se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio lleno de líquido investigado para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo. La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede tener 0,2 hasta más de 1000 centipoise. Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente concerniente a crudos pesados o extrapesados.

WEST TEXAS INTERMEDIATE (WTI)

Corriente de crudo producida en Texas y sur de Oklahoma, el cual sirve de referencia o marcador de precios de otras corrientes de crudo.

YACIMIENTO

Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros de la roca almacenante, quedan confinados por una roca impermeable en la parte superior e inicialmente se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad del reservorio.

APÉNDICE A

SEGREGACIONES VENEZOLANAS

TABLA A.1: Información mensual de potencial de producción de petróleo - PDVSA por segregación fiscalizada y por campo. Marzo-00 (MBPD).

IDENTIFICACIÓN		VERIFICACIÓN DEL POTENCIAL DEL ÚLTIMO DÍA DEL MES DE MARZO DE 2000					
SEGREGACIÓN FISCALIZADA POR CAMPO	GRAVEDAD API	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (MBPD)	CIERRE POR MERCADO. (MBPD)	PRODUCCIÓN DISPONIBLE (MBPD)	PRODUCCIÓN CERRADA TEMPORALMENTE		POTENCIAL REAL (MBPD)
					DISP. INMED	NO DISP. INMED.	
CONDENSADO							
CENTROLAGO	40,2	4,0	0,0	4,0	0,0	0,0	4,0
CEUTA ESTE	40,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
COLÓN (C)	43,8	1,5	0,0	1,5	0,0	0,0	1,5
CONDENSADO ANACO	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CUMAREBO (C)	45,5	0,7	0,0	0,7	0,0	0,0	0,7
LA CONCEPCIÓN (C)	41,5	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
LAGOMAR	42,0	1,1	0,0	1,1	0,0	0,0	1,1
LAGOMEDIO	43,0	1,4	0,0	1,4	0,0	0,0	1,4
LAGOTRECO	40,9	8,1	0,0	8,1	0,0	0,0	8,1
LAGUNILLAS CORREDOR	43,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOTATÁN	41,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
OROCUAL	41,0	7,7	0,0	7,7	0,0	3,2	10,9
SUR CENTRO LAGO	44,4	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0	0,6
TIA JUANA LIVIANO	41,6	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0	0,6
TIA JUANA MEDIANO	56,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
TIGUAJE (EL MAMÓN)	46,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
URDANETA ESTE (C)	44,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUB - TOTAL (17 segregaciones)		26,0	0,0	26,0	0,0	3,2	29,2
LIVIANO							
ACEMA (C)	32,5	3,2	0,0	3,2	0,4	0,1	3,7
BOQUERÓN (C)	34,7	16,7	0,0	16,7	2,7	0,6	20,0
CARACOLES (C)	30,0	9,4	0,0	9,4	0,5	0,4	10,3
CENTROLAGO	38,3	4,4	0,0	4,4	5,2	0,0	9,6
CEUTA OESTE BQ. VI	31,9	22,8	0,0	22,8	4,8	0,0	27,6
COLON (C)	31,3	8,5	0,0	8,5	1,1	0,0	9,6
CONCEPCIÓN (C)	35,2	13,1	0,0	13,1	1,3	0,0	14,4
EL CARITO	29,7	37,8	0,0	37,8	6,6	0,0	44,4
GUÁRICO OCC. (C)	33,9	0,5	0,0	0,5	0,1	0,1	0,7
GUÁRICO OR. (C)	37,4	3,1	0,0	3,1	0,3	0,1	3,5
JUSEPÍN (C)	36,2	35,0	0,0	35,0	0,5	2,4	37,9
KAKI (C)	33,2	1,9	0,0	1,9	0,1	0,0	2,0
LAGOCINCO	33,1	48,1	0,0	48,1	11,0	0,0	59,1
LAGOMAR	32,2	48,2	0,0	48,2	3,0	0,0	51,2
LAGOMEDIO	31,9	73,3	0,0	73,3	9,5	0,0	82,8
LAGUNILLAS CORREDOR	30,4	5,7	0,0	5,7	4,5	0,0	10,2
LL - 552 (52)	36,0	18,9	0,0	18,9	1,7	0,0	20,6
MATA (C)	30,1	3,9	0,0	3,9	1,0	0,5	5,4
MAULPA (C)	41,6	1,2	0,0	1,2	0,1	0,0	1,3
MESA (SANTOMÉ)	26,5	40,7	0,0	40,7	3,0	3,9	47,6
MULATA	31,3	203,6	0,0	203,6	47,5	0,0	251,1
OROCUAL/CHAGUARAMAL	38,7	15,6	0,0	15,6	0,0	0,3	15,9
PIRITAL	34,9	29,4	0,0	29,4	10,2	0,0	39,6
QUIAMARE - LA CEIBA (C)	41,0	13,3	0,0	13,3	1,8	0,6	15,7
QUIRIQUIRE (C)	37,5	10,3	0,0	10,3	0,3	0,2	10,8
SANVI GUERE (C)	35,6	4,0	0,0	4,0	0,1	0,1	4,2
STA. BARBARA - MESA	34,8	175,9	0,0	175,9	44,6	0,0	220,5
SUR CENTRO LAGO	40,0	5,0	0,0	5,0	0,6	0,0	5,6
TIA JUANA LIVIANO	31,2	45,7	0,0	45,7	0,0	0,0	45,7
SUB - TOTAL (29 segregaciones)		899,2	0,0	899,2	162,5	9,3	1071,0

TABLA A.1: Continuación.

SEGREGACIÓN FISCALIZADA POR CAMPO	GRAVEDAD API	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (MBPD)	CIERRE POR MERCADO. (MBPD)	PRODUCCIÓN DISPONIBLE (MBPD)	PRODUCCIÓN CERRADA TEMPORALMENTE		POTENCIAL REAL (MBPD)
					DISP. INMED	NO DISP. INMED.	
MEDIANO							
ACEMA CASMA (C)	22,8	5,6	0,0	5,6	0,7	1,0	7,3
ADAS	23,0	1,4	0,0	1,4	0,4	0,6	2,4
B-2-X. 68/79 SMN (C)	23,0	1,7	0,0	1,7	0,2	0,0	1,9
B-2-X. 70/80 SMN (C)	24,0	3,4	0,0	3,4	0,0	0,0	3,4
CASMA (C)	30,1	2,4	0,0	2,4	0,3	0,6	3,3
CEUTA ESTE	27,8	119,0	0,0	119,0	6,2	0,0	125,2
CEUTA DESTE B.Q.X	29,2	4,6	0,0	4,6	1,4	0,0	6,0
COROZO	28,7	0,4	0,0	0,4	0,0	0,5	0,9
COSTA OCCIDENTAL (C)	25,8	21,5	0,0	21,5	2,6	0,0	24,3
DACIÓN (C)	20,0	41,3	0,0	41,3	0,9	0,5	42,7
FURRIAL/JUSEPÍN	28,0	328,6	0,0	328,6	0,0	14,2	342,8
GUAFITA	28,8	81,6	0,0	81,6	0,0	5,4	87,0
INTERCAMPO SMS (C)	23,0	22,3	0,0	22,3	10,1	0,0	32,4
LA PAZ	28,8	6,4	0,0	6,4	0,7	0,0	7,1
LA ROSA MEDIANO	23,5	83,5	0,0	83,5	12,2	0,0	95,7
LAGOTRECO	27,8	36,1	0,0	36,1	5,4	0,0	41,5
LEONA (ANACO)	32,0	12,1	0,0	12,1	0,4	0,6	13,1
LEONA (SAN TOMÉ)	27,8	9,0	0,0	9,0	0,5	1,0	10,5
MANRESA	22,5	0,3	0,0	0,3	0,0	0,2	0,5
MARA/MOJÁN	28,1	3,8	0,0	3,8	0,9	0,0	4,7
MOTATAN MEDIANO	21,6	49,4	0,0	49,4	7,5	0,0	56,9
MUSIPÁN	28,0	63,3	0,0	63,3	0,0	0,0	63,3
ONADO (C)	24,6	1,1	0,0	1,1	0,1	0,2	1,4
ORITUPANO - LEONA (C)	25,8	48,6	0,0	48,6	0,8	0,0	52,4
ORITUPANO NORTE	22,8	6,1	0,0	6,1	0,5	1,0	7,6
OPROCUAL	27,9	3,2	0,0	3,2	0,0	1,5	4,7
SILVESTRE	25,6	31,1	0,0	31,1	0,0	7,1	38,2
SUR MEDIANO SUR	21,0	76,3	0,0	76,3	4,6	0,0	80,9
TIA JUANA MEDIANO	24,2	124,5	0,0	124,6	10,7	0,0	136,3
TUGUAJE "F. OESTE" (C)	26,7	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0	0,6
URDANETA SHELL (C)	25,7	42,6	0,0	42,6	5,0	0,0	47,6
SUB - TOTAL (31 segregaciones)		1231,8	0,0	1231,9	75,3	37,4	1344,6
PESADO							
AMBROSIO UP (C)	21,8	4,4	0,0	4,4	1,4	0,0	5,8
BACHAGUERO LAGO	15,0	55,9	0,0	55,9	10,7	0,0	66,6
BACHAGUERO TIERRA	12,0	79,5	0,0	79,5	13,8	0,0	93,3
BOMBAL (C)	19,5	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3
BOSCÁN/CLAROS (C)	10,5	109,8	0,0	109,8	23,5	0,0	133,3
CABIMAS (C)	21,4	7,5	0,0	7,5	1,1	0,0	8,6
EL SALTO	13,4	0,7	0,0	0,7	0,1	0,0	0,8
JOBO	10,9	47,6	0,0	47,6	10,6	0,1	56,3
LAGUNA	11,8	98,4	0,0	98,4	14,8	0,0	113,2
LAGUNILLAS	16,0	10,9	0,0	10,9	0,1	0,0	11,0
LAGUNILLAS LAGO	14,5	94,8	0,0	94,8	11,6	0,0	106,4
MARA PESADO	14,1	7,2	0,0	7,2	1,0	0,0	8,2
MENEGRANDE (C)	18,2	12,9	0,0	12,9	3,1	0,0	16,0
MEREY A.T.	12,0	45,9	0,0	45,9	3,9	4,5	54,3
MEREY X.P.	16,0	79,4	0,0	79,4	13,9	16,0	109,3
MORICHAL	9,4	2,7	0,0	2,7	2,2	0,0	4,9
PEDERNALES (C)	20,5	10,5	0,0	10,5	0,3	0,7	11,5
PILÓN	13,2	11,8	0,0	11,8	2,6	0,3	14,7
TEMBLADOR	17,5	2,1	0,0	2,1	0,6	0,1	2,8
TIA JUANA MEDIANO	22,1	0,5	0,0	0,5	0,8	0,0	1,3
TIA JUANA PESADO	11,4	70,3	0,0	70,3	16,9	0,0	87,2
TUCUPITA (C)	16,0	5,5	0,0	5,5	1,0	0,1	6,6
URACOA (C)	15,7	23,3	0,0	23,3	0,2	0,2	23,7
URDANETA LAGO	20,0	108,6	0,0	108,6	37,1	0,0	145,7
SUB - TOTAL (24 segregaciones)		890,5	0,0	890,5	171,3	22,0	1083,8
TOTAL PDVSA (101 segregaciones)		3047,5	0,0	3047,6	409,1	71,9	3528,6

(C) = CONVENIOS

FUENTE: Coordinación Operacional. PDVSA EPM.

TABLA A.2: Segregaciones comerciales de Venezuela.

SISTEMAS	PROMEDIO MENSUAL
Pto Miranda	
Lagomar	59,0
Lagomedio	70,1
Lagotreco	190,1
Lagocinco	72,5
Menemota	66,8
Cabimas	6,7
Pacon/Mara	29,2
TJM	0,3
DZO/COLON	41,0
Boscan	93,4
Bachaquero	56,2
TJP	58,2
Laguna	63,7
Disponibilidad total Pto. Miranda	807,1
La Salina	
TJL	59,2
Condensado	6,3
Gasolina Natural	
La Rosa Mediano LRM	76,0
Sur Tia Juana Mediano Sur SMS	109,2
Shell	18,9
TJM	123,5
UDP	70,7
Bachaquero Lago	56,8
Lagunillas Lago	78,0
DZO	
Disponibilidad total La Salina	598,6
TOTAL OCCIDENTE	1406,7
Trinidad	9,0
Troncal -51 (Merey 16)	375,5
Troncal -52 (Leona)	7,7
Troncal -53 (Anaco Wax)	45,1
Troncal -54	
Sta Barbara (169,9 MBPD)	832,0
Mesa 30 (663,3 MBPD)	
TOTAL ORIENTE	1269,3
Guajira Blend	100,0
TOTAL SUR	100,0
TOTAL PDVSA	2769,9
PETROZUATA, SCO	90,6
SINCOR, SCO	162,8
CERRO NEGRO, SCO	109,2
HAMACA, EHO	45,8
TOTAL ASOCIACIONES	408,4
TOTAL PDVSA EPM	3178,3

FUENTE: Coordinación Operacional. PDVSA EPM.

APÉNDICE B

PETRÓLEO Y OTROS DATOS ESTADÍSTICOS

TABLA B.1. OPEP: Producción de petróleo crudo (MBPD), 1991-2000 a/

PAÍS	1991	1992	1993	1994	1995
Arabia Saudita	8.118	8.332	8.048	8.049	8.023
Argelia	803	757	747	752	753
Ecuador	309	321	-	-	-
Emiratos Arabes Unidos	2.094	2.241	2.159	2.166	2.148
Gabón	295	292	312	297	-
Indonesia	1.450	1.348	1.327	1.333	1.328
Irak	286	526	660	749	737
Irán	3.399	3.432	3.425	3.596	3.595
Kuwait	190	1.057	1.882	2.007	2.007
Libia	1.403	1.433	1.361	1.390	1.399
Nigeria	1.893	1.957	1.905	1.821	1.843
Qatar	391	423	390	379	390
Venezuela	2.286	2.346	2.326	2.368	2.379
TOTAL OPEP	22.917	24.465	24.542	24.907	24.602
PAÍS	1996	1997	1998	1999	2000
Arabia Saudita	8.102	8.012	8.280	7.565	8.095
Argelia	806	846	827	750	796
Emiratos Arabes Unidos	2.161	2.161	2.244	2.049	2.175
Indonesia	1.327	1.330	1.315	1.356	1.273
Irak	740	1.384	2.181	2.720	2.810
Irán	3.596	3.603	3.714	3.439	3.662
Kuwait	2.006	2.007	2.052	1.873	1.996
Libia	1.394	1.396	1.449	1.287	1.347
Nigeria	1.863	1.877	1.939	1.781	2.054
Qatar	393	405	618	608	648
Venezuela	2.381	2.411	3.120	2.800	2.891
TOTAL OPEP	24.769	25.432	27.739	26.228	27.747

a/Ecuador y Gabón dejaron de ser miembros de la Organización en 1992 y 1995, respectivamente.

Fuente: Petróleo y Otros Datos Estadísticos. Año 2000 (PODE 2000)

TABLA B.2. OPEP: Exportaciones de petróleo crudo (MBPD), 1991-2000 a/

PAÍS	1991	1992	1993	1994	1995
Arabia Saudita	6.526	6.582	6.293	6.234	6.291
Argelia	345	279	308	329	333
Ecuador 1/	179	203	-	-	-
Emiratos Arabes Unidos	2.195	2.060	1.970	1.955	1.925
Gabón 1/	279	273	297	332	-
Indonesia	799	652	682	793	744
Irak	39	61	59	60	64
Irán 2/	2.420	2.528	2.600	2.650	2.621
Kuwait	85	696	1.440	1.264	1.186
Libia	1.220	1.180	1.110	1.125	1.120
Nigeria	1.610	1.585	1.557	1.590	1.665
Qatar	337	362	341	323	333
Venezuela	1.381	1.429	1.540	1.693	1.819
TOTAL OPEP	17.415	17.890	18.197	18.348	18.101
PAÍS	1996	1997	1998	1999	2000
Arabia Saudita	6.109	6.185	6.390	5.720	6.253
Argelia	391	373	549	415	461
Emiratos Arabes Unidos	1.943	1.949	2.039	1.919	1.815
Indonesia	707	710	678	782	622
Irak	88	747	1.418	2.131	1.996
Irán 2/	2.630	2.587	2.512	2.291	2.492
Kuwait	1.224	1.134	1.190	948	1.245
Libia	1.124	1.115	1.161	992	1.005
Nigeria	1.813	1.855	1.833	1.705	1.986
Qatar	367	465	572	580	618
Venezuela	1.976	2.211	2.261	1.923	1.998
TOTAL OPEP	18.372	19.331	20.603	19.406	20.491

a/ Incluye re-exportaciones. 1/ Ecuador y Gabón dejaron de ser miembros de la Organización en 1992 y 1995, respectivamente. 2/ El año corresponde al período fiscal que finaliza el 20 de marzo de cada año.

Fuente: Petróleo y Otros Datos Estadísticos. Año 2000 (PODE 2000)

TABLA B.3. MUNDO: Capacidad de refinación por países (MBPD), 1996-2000

PAÍS	1996	1997	1998	1999	2000
NORTE AMÉRICA	17.324	17.628	17.803	18.453	18.445
Canadá	1.851	1.852	1.873	1.912	1.906
Estados Unidos	15.473	15.776	15.930	16.541	16.539
LATINOAMÉRICA	7.549	8.014	7.589	7.659	7.827
Argentina	665	667	653	662	639
Brasil	1.256	1.662	1.772	1.783	1.918
Colombia	249	249	243	249	286
Islas Vírgenes	545	545	545	525	525
México	1.520	1.520	1.525	1.525	1.525
Trinidad y Tobago	245	245	160	160	160
Venezuela 1/	1.274	1.274	1.183	1.183	1.183
Otros	1.795	1.852	1.502	1.572	1.591
EUROPA ORIENTAL	12.125	11.976	11.295	11.317	9.972
Ex-Unión Soviética	10.340	10.171	9.749	9.762	8.400
Otros	1.785	1.805	1.546	1.555	1.572
EUROPA OCCIDENTAL	14.673	14.864	15.065	14.929	14.982
Alemania	2.108	2.183	2.246	2.275	2.259
Bélgica	630	630	715	719	768
España	1.296	1.294	1.315	1.315	1.293
Francia	1.786	1.865	1.947	1.902	1.896
Holanda	1.186	1.188	1.188	1.188	1.204
Italia	2.262	2.453	2.446	2.341	2.359
Reino Unido	1.941	1.826	1.854	1.785	1.771
Otros	3.464	3.425	3.354	3.404	3.432
MEDIO ORIENTE	5.528	5.782	6.134	6.354	6.388
Arabia Saudita	1.670	1.693	1.780	1.810	1.825
Irán	1.092	1.208	1.524	1.524	1.524
Irak	603	603	603	603	603
Kuwait	797	875	830	899	899
Otros	1.366	1.403	1.397	1.518	1.537
AFRICA	2.833	2.888	2.945	2.983	3.282
Argelia	462	462	462	462	487
Egipto	546	546	578	578	726
Nigeria	424	424	424	424	445
Otros	1.401	1.456	1.481	1.519	1.624
ASIA Y PACIFICO	16.604	16.867	18.682	19.491	20.130
Australia	771	762	807	812	847
Corea del Sur	2.211	2.450	2.450	2.450	2.460
China	2.967	2.967	4.347	4.347	4.347
India	1.087	1.087	1.141	1.858	2.113
Indonesia	891	891	930	930	1.057
Japón	4.989	4.966	5.060	4.998	4.962
Singapur	1.157	1.157	1.172	1.255	1.270
Taiwan	770	770	770	770	920
Otros	1.761	1.817	2.005	2.071	2.154
TOTAL MUNDO	76.636	78.019	79.513	81.186	81.026
OPEP	7.864	8.126	8.432	8.651	8.839
OPEP (%)	10.3	10.4	10.6	10.7	10.9

1/ Hasta 1997 las cifras vienen expresadas en miles de barriles día operación.

Fuente: Petróleo y Otros Datos Estadísticos. Año 2000 (PODE 2000)

TABLA B.4. MUNDO: Exportaciones de productos refinados por países (MBPED), 1996-2000 a/

PAÍS	1996	1997	1998	1999	2000
NORTE AMÉRICA	1.235	1.286	1.212	1.210	1.358
Canadá	403	426	398	413	418
Estados Unidos	832	860	814	797	940
LATINOAMÉRICA	1.850	1.967	2.063	2.071	2.038
Argentina	86	102	111	101	102
Ecuador	36	40	35	35	35
Antillas Holandesas	219	219	226	230	233
Islas Vírgenes	361	375	385	382	386
México	87	88	102	97	85
Trinidad y Tobago	88	90	94	94	96
Venezuela	742	809	820	828	793
Otros	231	244	290	304	308
EUROPA ORIENTAL	1.187	1.219	1.097	1.122	1.330
Ex-Unión Soviética	955	993	872	899	1.086
Rumanía	80	62	60	58	51
Otros	152	164	165	165	193
EUROPA OCCIDENTAL	4.154	4.212	4.231	4.220	4.404
Alemania	290	260	302	348	388
Bélgica	370	367	384	397	411
Francia	374	360	324	358	388
Holanda	1.244	1.302	1.301	1.295	1.368
Italia	375	418	454	405	426
Reino Unido	505	568	517	478	444
Otros	996	937	949	939	979
MEDIO ORIENTE	3.197	3.336	3.283	3.225	3.074
Arabia Saudita	1.492	1.393	1.369	1.280	1.228
Bahrein	260	248	247	248	250
Emiratos Arabes Unidos	272	323	319	331	392
Irán	172	226	278	272	268
Irak	24	19	23	23	23
Kuwait	751	848	795	839	675
Qatar	107	125	95	75	75
Otros	119	154	157	157	163
AFRICA	876	957	965	1.149	1.147
Argelia	406	462	462	600	544
Egipto	110	110	103	106	110
Gabón	5	5	5	5	5
Nigeria	23	25	3	10	17
Libia	130	153	168	201	237
Otros	202	202	224	227	234
ASIA Y PACIFICO	2.626	2.950	2.900	2.939	3.001
Australia	118	134	121	122	122
China	115	199	189	265	292
Indonesia	297	257	221	192	189
Japón	159	172	132	107	88
Malasia	141	151	140	142	145
Singapur	990	964	942	945	958
Otros	806	1.073	1.155	1.166	1.207
TOTAL MUNDO	15.125	15.927	15.751	15.936	16.352
OPEP	4.416	4.640	4.553	4.651	4.441
OPEP (%)	29,2	29,1	28,9	29,2	27,2

a/ Incluye re-exportaciones y exportaciones de productos petroleros provenientes de las plantas de gas.

Fuente: Petróleo y Otros Datos Estadísticos. Año 2000 (PODE 2000)

MBPED: mil barriles de petróleo equivalentes diarios

Factor de Conversión: 1 M³ de Gas Natural = 0,0061 BPE

TABLA B.5. MUNDO: Importaciones de petróleo crudo por países (MBPD), 1996-2000

PAÍS	1996	1997	1998	1999(*)	2000*
NORTE AMÉRICA	8.338	9.151	9.606	9.684	10.006
Canadá	664	745	754	801	896
Estados Unidos	7.674	8.406	8852	8883	9110
LATINOAMÉRICA	1.899	1.929	1.974	1.925	2.010
Brasil	568	590	565	552	578
Chile	159	166	180	170	179
Cuba	29	22	18	17	19
Antillas Holandesas	284	238	251	250	267
Puerto Rico	121	124	125	122	125
Islas Vírgenes	412	428	439	439	443
Otros	326	361	396	375	399
EUROPA ORIENTAL	1.024	1.002	974	872	925
Bulgaria	141	119	112	104	125
Ex-Checoslovaquia	152	141	139	121	114
Rumanía	147	126	120	86	93
Ex-Unión Soviética	95	100	50	10	5
Otros	489	516	553	551	588
EUROPA OCCIDENTAL	11.184	11.402	11.976	11.241	11.526
Bélgica	638	662	700	649	685
Francia	1.677	1.756	1804	1646	1705
Alemania	2.044	1.983	2158	2050	2045
Grecia	347	356	368	316	384
Italia	1.589	1.692	1835	1726	1795
Holanda	1.092	1.075	1104	1045	1062
España	1.107	1.135	1218	1183	1172
Suecia	387	408	400	393	420
Turquía	436	450	457	443	417
Reino Unido	891	859	817	732	876
Otros	976	1.026	1115	1058	965
MEDIO ORIENTE	518	540	552	541	568
Bahrein	222	214	213	210	220
Yemen	30	29	30	28	30
Otros	266	297	309	303	318
AFRICA	656	587	643	648	692
Costa de Marfil	62	60	67	69	75
Kenia	29	37	44	42	43
Morocco	111	122	117	118	125
Otros	454	368	415	419	449
ASIA Y PACIFICO	11.088	12.103	11.624	11.899	12.764
Australia	367	387	435	447	433
Corea del Sur	1.978	2.414	2315	2408	2460
Filipinas	351	357	324	322	331
India	669	678	781	773	806
Indonesia	189	191	212	232	219
Japón	4.458	4.579	4284	4213	4245
Nueva Zelanda	82	83	99	98	100
Singapur	1.040	1.121	1048	1063	1102
Tailandia	609	706	654	658	685
Taiwan	655	654	693	707	724
Otros	690	933	779	978	1659
TOTAL MUNDO	34.707	36.714	37.349	36.810	38.491

Fuente: Petróleo y Otros Datos Estadísticos. Año 2000 (PODE 2000)

*Cifras estimadas

TABLA B.6. MUNDO: Importaciones de productos refinados por países (MBPED). 1996-2000 a/

PAÍS	1.996	1997	1998	1999	2000
NORTE AMÉRICA	1.356	1.388	1.496	1.600	1.599
Canadá	144	175	182	171	160
Estados Unidos	1.208	1.209	1.310	1.425	1.435
Otros	4	4	4	4	4
LATINOAMÉRICA	1.248	1.431	1.481	1.491	1.582
Brasil	286	304	302	305	308
Cuba	118	132	132	135	137
México	177	297	328	359	442
Antillas Holandesas	33	33	33	34	34
Panamá	11	21	24	21	20
Puerto Rico	95	97	99	99	99
Otros	528	547	563	538	542
EUROPA ORIENTAL	310	340	359	269	199
Bulgaria	9	9	6	6	12
Ex-Unión Soviética	95	98	105	40	10
Hungría	39	32	30	27	21
Polonia	67	84	98	92	62
Otros	100	117	120	104	94
EUROPA OCCIDENTAL	4.548	4.535	4.622	4.818	5.133
Bélgica	287	275	286	290	300
Francia	426	328	369	572	552
Alemania	984	1.057	956	873	908
Italia	504	430	413	366	358
Holanda	691	793	768	810	955
Reino Unido	179	178	243	256	291
Otros	1.477	1.474	1.587	1.651	1.769
MEDIO ORIENTE	332	345	353	348	338
Siria	12	19	23	20	20
Otros	320	326	330	328	318
AFRICA	446	446	470	481	541
Egipto	25	36	48	49	51
Marruecos	32	33	26	27	29
Nigeria	49	37	45	53	106
Senegal	9	9	9	10	10
Túnez	48	54	53	53	54
Otros	283	277	289	289	291
ASIA Y PACIFICO	5.032	5.207	4.959	5.250	5.242
Australia	75	65	64	77	86
China	431	596	587	632	522
Hong Kong	367	403	409	411	413
India	449	428	438	441	449
Japón	1.356	1.239	1.075	1.238	1.243
Nueva Zelanda	26	27	20	31	26
Singapur	575	634	649	643	646
Otros	1.753	1.815	1.717	1.777	1.857
TOTAL MUNDO	13.272	13.692	13.740	14.257	14.634

a/ Incluye productos petroleros provenientes de las plantas de gas.

Fuente: Petróleo y Otros Datos Estadísticos. Año 2000 (PODE 2000)

MBPED: mil barriles de petróleo equivalentes diarios

Factor de Conversión: 1 M³ de Gas Natural = 0,0061 BPE

TABLA B.7. MUNDO: Producción de productos refinados por países (MBPED), 1996-2000

PAÍS	1996	1997	1998	1999	2000
NORTE AMÉRICA	18.355	18.675	18.918	18.935	19.318
Canadá	1.865	1.896	1.913	1.935	1.981
Estados Unidos	16.490	16.779	17.005	17.000	17.337
LATINOAMÉRICA	6.281	6.423	6.596	6.745	6.818
Argentina	491	533	551	547	529
Brasil	1.412	1.520	1.632	1.768	1.814
México	1.401	1.368	1.371	1.313	1.295
Venezuela	1.105	1.163	1.174	1.164	1.204
Otros	1.872	1.839	1.868	1.953	1.976
EUROPA ORIENTAL	5.814	5.840	5.743	5.675	5.819
Ex-Unión Soviética	4.681	4.695	4.586	4.572	4.677
Otros	1.133	1.145	1.157	1.103	1.142
EUROPA OCCIDENTAL	14.590	14.886	15.263	14.573	14.812
Alemania	2.450	2.356	2.485	2.447	2.467
Bélgica	726	757	785	741	788
España	1.115	1.179	1.266	1.250	1.235
Francia	1.783	1.889	1.954	1.754	1.802
Holanda	1.734	1.730	1.733	1.661	1.750
Italia	1.830	1.947	2.027	1.936	1.995
Reino Unido	2.045	2.053	1.980	1.862	1.868
Otros	2.907	2.975	3.033	2.922	2.907
MEDIO ORIENTE	5.060	5.191	5.533	5.578	5.559
Arabia Saudita 1/	1.641	1.584	1.600	1.593	1.649
Emiratos Árabes Unidos	235	298	222	233	315
Irán	957	974	1.338	1.361	1.316
Irak	438	445	459	443	493
Kuwait 1/	788	880	876	903	730
Qatar	81	55	60	60	58
Otros	940	955	978	985	998
AFRICA	2.362	2.371	2.302	2.401	2.430
Argelia	429	436	410	431	441
Egipto	554	560	577	585	598
Gabón	19	20	19	20	19
Libia	305	308	318	325	338
Nigeria	193	193	114	131	89
Otros	862	854	864	909	945
ASIA Y PACIFICO	15.538	16.332	16.274	17.030	17.607
Australia	767	795	777	808	787
China	2.753	2.838	2.963	3.523	3.871
India	1.279	1.310	1.379	1.413	1.478
Indonesia	893	888	928	934	968
Japón	4.381	4.514	4.446	4.377	4.358
Singapur	1.050	999	990	1.001	1.020
Taiwan	670	693	707	723	739
Otros	3.745	4.295	4.084	4.251	4.386
TOTAL MUNDO	68.000	69.718	70.629	70.937	72.363
OPEP	7.045	7.224	7.499	7.578	7.601
OPEP (%)	10.4	10.4	10.6	10.7	10.5

1/ Incluye Producción de Zona Neutral.

Fuente: Petróleo y Otros Datos Estadísticos. Año 2000 (PODE 2000)

BPED: barriles de petróleo equivalentes diarios

Factor de Conversión: 1 M³ de Gas Natural = 0,0061 BPE

TABLA B.8. VENEZUELA: Consumo interno de gas natural (MBEP). 1991-2000 a/

CONCEPTO	1991	1992	1993 (*)	1994 (*)	1995 (*)
Total Sectores Económicos	82.800	83.757	91.404	94.577	107.269
Eléctrico	22.470	25.993	30.245	29.155	36.095
Petroquímico	10.521	10.313	12.909	17.154	20.809
Siderúrgico	21.228	19.981	22.059	21.760	22.993
Cemento	5.477	5.702	5.999	5.957	6.225
Doméstico	4.386	4.521	5.513	5.317	5.081
Otros	18.718	17.247	14.679	15.234	16.066
Total Industria Petrolera	46.796	45.980	50.410	58.497	60.060
TOTAL	129.596	129.737	141.814	153.074	167.329
CONCEPTO	1996 (*)	1997 (*)	1998	1999	2000
Total Sectores Económicos	115.131	115.300	120.749	105.869	108.316
Eléctrico	37.920	36.043	37.948	31.812	30.258
Petroquímico	24.615	24.348	26.538	22.380	21.813
Siderúrgico	24.823	25.021	23.664	20.542	27.484
Cemento	6.491	6.818	7.418	6.946	6.674
Doméstico	5.224	5.815	6.884	7.104	6.571
Otros	16.058	17.255	18.297	17.085	15.516
Total Industria Petrolera	64.412	67.022	63.586	64.079	50.807
TOTAL	179.543	182.322	184.335	169.948	159.123

a/ Incluye Mermas. Factor de Conversión: 1 M³ de Gas Natural = 0,0061 BEP.

Fuente: Petróleo y Otros Datos Estadísticos. Año 2000 (PODE 2000)

*Cifras estimadas

MBPE: mil barriles de petróleo equivalentes

Factor de Conversión: 1 M³ de Gas Natural = 0,0061 BPE

TABLA B.9. VENEZUELA: Exportaciones directas de petróleo crudo y productos por países (MBPED). 1991-2000 a/

PAISES	1991	1992	1993	1994	1995
TOTAL	763.945	742.980	783.655	845.705	915.055
América	666.490	644.160	702.260	756.645	825.265
América del Norte	384.345	396.744	458.440	519.760	576.700
Canadá	35.724	11.504	8.472	13.573	12.923
Estados Unidos	348.621	385.240	449.968	506.187	563.777
Latino América	282.145	247.416	243.820	236.885	248.565
Aruba	613	4	2.269	4.251	13.168
Brasil	19.780	14.661	18.935	32.740	33.872
Colombia	1.729	1.029	2.212	5.863	5.477
Costa Rica	2.612	594	856	3.363	4.580
Curazao	87.600	94.062	90.520	72.270	108.405
Chile	6.943	4.966	5.296	4.632	4.613
El Salvador	3.620	3.967	5.514	6.485	6.563
Guatemala	3.274	1.975	3.859	4.769	7.291
Jamaica	2.798	3.009	3.136	3.158	3.311
México	1.520	1.941	1.974	3.569	246
Panamá	737	2.093	2.443	2.532	4.272
Perú	1.819	2.121	1.078	736	6.481
Puerto Rico	17.632	28.532	32.494	25.918	15.990
Trinidad y Tobago	15.582	14.033	8.964	8.284	7.368
Otros	115.886	74.429	64.270	58.315	26.928
Europa	78.840	88.206	71.175	82.855	82.490
Unión Europea	72.238	79.468	61.476	70.712	67.223
Alemania	39.716	26.796	27.876	26.470	30.802
Bélgica y Luxemburgo	5.399	8.235	7.034	6.216	3.983
España	2.993	3.522	2.117	5.974	3.965
Francia	4.398	4.398	2.563	919	2.037
Holanda	9.531	31.576	16.113	17.535	7.556
Italia	2.127	1.729	2.101	3.894	5.505
Reino Unido	8.074	3.212	3.672	9.704	13.375
Otros Paises	6.602	8.738	9.699	12.143	15.267
Japón	2.555	2.196	2.555	1.825	0
Otros Destinos	16.060	8.418	7.665	4.380	7.300

Ver nota al final del cuadro.

MBPED: mil barriles de petróleo equivalentes diarios

Factor de Conversión: 1 M³ de Gas Natural = 0,0061 BPE

TABLA B.9. (continuación)

PAISES	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	723.362	806.942	825.375	701.895	731.225
América	642.727	750.014	762.878	657.637	678.293
América del Norte	444.414	568.415	555.327	446.814	443.387
Canadá	9.734	28.009	27.669	32.890	13.536
Estados Unidos	434.680	540.406	527.658	413.924	429.851
Latino América	198.313	181.599	207.551	210.823	234.906
Aruba	19.385	14.302	14.169	838	12.507
Brasil	30.454	35.092	33.924	14.733	15.073
Costa Rica	4.544	3.008	-	-	43
Curazao	62.327	67.840	76.697	83.442	66.572
Chile	1.914	2.859	6.290	4.138	3.305
El Salvador	8.878	360	296	190	1.565
Guatemala	7.927	3.593	3.808	4.157	4.318
Jamaica	5.994	1.432	1.652	1.005	2.938
Panamá	4.783	4.023	5.705	3.890	6.753
Puerto Rico	14.929	-	-	7.194	6.859
Trinidad y Tobago	9.118	3.049	10.132	13.863	17.947
Otros	28.060	46.041	54.878	77.373	97.026
Europa	59.177	55.505	53.005	44.573	44.368
Unión Europea	50.785	31.010	52.712	38.974	36.303
Alemania	28.900	15.894	17.170	11.466	11.808
Bélgica y Luxemburgo	2.952	-	-	1.343	3.072
España	4.492	6.219	6.078	4.437	10.077
Francia	945	-	-	-	0
Holanda	5.048	7.282	24.810	19.683	3.243
Italia	2.358	1.615	2.107	390	812
Reino Unido	6.090	-	2.547	1.655	7.291
Otros Paises	8.392	24.495	293	5.599	8.065
Japón	1.131	0	0	0	0
Otros Destinos	20.327	1.423	9.492	-315	8.614

Fuente: Petróleo y Otros Datos Estadísticos. Año 2000 (PODE 2000)

BPED: barriles de petróleo equivalentes diarios

Factor de Conversión: 1 M³ de Gas Natural = 0,0061 BPE