

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO Y
EXTRAPESADO EN POZOS CON LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO Y BOMBEO DE
CAVIDADES PROGRESIVAS DEL CAMPO OROCUAL,
ESTADO MONAGAS**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Mileidy Antonieta Fragoza Rivas
Para optar al Título
de Ingeniera de Petróleo

Mayo, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO Y
EXTRAPESADO EN POZOS CON LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO Y BOMBEO DE
CAVIDADES PROGRESIVAS DEL CAMPO OROCUAL,
ESTADO MONAGAS**

Tutor Académico: Prof. Pedro Díaz

Tutores Industriales: Ing. Ramón Tineo, Ing. Ana Marín

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Mileidy Antonieta Fragoza Rivas
Para optar al Título
de Ingeniera de Petróleo

Mayo, 2013

Caracas, Mayo de 2013.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Mileidy Antonieta Fragoza Rivas titulado:

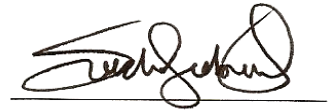
**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO Y
EXTRAPESADO EN POZOS CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR
BOMBEO MECÁNICO Y BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS DEL
CAMPO OROCUAL, ESTADO MONAGAS”**

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



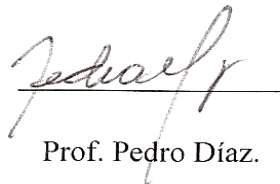
Prof. Alberto Vegas.

Jurado



Prof. Sandro Gasbarri.

Jurado



Prof. Pedro Díaz.

Tutor Académico



Dedicatoria

A Dios y a la Virgen que nos protegen y nos guían, buscando siempre ser una mejor persona, con amor y humildad recojo sus bendiciones.

A mis padres José Antonio Fragoza, Ruperto Pérez y Juana Veloz de quienes he aprendido tanto y seguro seguiré aprendiendo.

A mis hermanas Yesika, Leimy, Roxana, Marielys, y Adita y mi hermano Nerio Jr., los llevo siempre en mi pensamiento y en mi alma.

A mis sobrinas y sobrinos (los que están hace un rato... los que recién llegaron y los que vengan...) ustedes son el futuro, les dedico esta tesis, este éxito y los que vienen y me propongo servirles de guía para transmitirles todo lo bueno que he aprendido y recibido.

A mis tías, tíos, primas y primos, valiosos e indispensables personajes en la historia de mi vida... a mis ahijados, a toda mi gran familia.

A Eduardo Vera, mi amigo y compañero infaltable en este camino.

A mi abuelo Juan Fragoza, con alegría te dedico este y todos mis éxitos.

Finalmente, a todos los que confiaron en mí, los recordaré en mis próximas metas y éxitos...

Mileidy A. Fragoza R.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios y a la Virgen, por bendecirme cada día, por guiar mis pasos y encontrarme con personas excelentes a lo largo de mi carrera y a donde quiera que vaya. Por bendecirme con paz, amor, alegría y fuerza para alcanzar esta meta y seguir mirando más allá del horizonte.

A mi alma máter, la Universidad Central de Venezuela, por tanto conocimiento adquirido sobre las ciencias, la ingeniería y también sobre la vida. Gracias por grabar tu firma en mi alma, porque todo Ucevista entiende y siente lo que significa:

“La Casa que Vence las Sombras”.

Gracias a mis padres José Antonio Fragoza, Ruperto Pérez y Juana Veloz, quienes me han impulsado a superarme cada vez más y a buscar el éxito en todo lo que hago. Quienes me han enseñado tanto y me han dado las herramientas para conseguir el éxito. A mis hermanas Yessika, Leimy, Roxana, Marielys, y Adita y mi hermano Nerio, mis éxitos son sus éxitos. Han sido siempre motivo de inspiración y motivación, gracias por su amor y apoyo incondicional. A mis sobrinas y sobrinos por darme tanta alegría, tantas sonrisas y por iluminar mis días. Dios los bendiga. De mi todo lo bueno para ustedes.

A mis tías y tíos, de los que también he aprendido mucho y quienes me han apoyado. A mis primas y primos, como hermanos, los primeros amigos, son muchos gratos recuerdos y contando...

Gracias a Eduardo Vera por su apoyo en todo momento, por su colaboración incansable para el logro de esta y todas las metas que me propongo, por soportarme, por ser antes que todo un amigo incondicional.

Gracias a mi amiga Corina Bastidas, mi madre adoptiva por elección que hace años sin yo imaginarlo la vida me regaló. Gracias por enseñarme tanto en todos los aspectos, por apoyarme desde siempre y por impulsarme a ser cada vez mejor.

A Martha Colmenares, Lino Vera y Teresa Colmenares por su confianza y apoyo en esta realización, son unas de esas personas excelentes que me he encontrado.

A mi prima Joraima Yovine por recibirme en su casa y brindarme un hogar, por sus buenos consejos, por su confianza y apoyo total.

Al Prof. Pedro Díaz, mi tutor académico, por su dedicación e interés hacia la enseñanza que van más allá de las aulas, por su apoyo incondicional en la realización de este trabajo. A la Prof. Lebjulet Braganti por confiar siempre en mí, una profesora y persona ejemplar. A todo el cuerpo docente por transmitirnos sus conocimientos para formarnos como profesionales y ciudadanos.

Al Ing. Ramón Tineo mi tutor industrial. La Ing. Ana Marín, tutora adquirida y amiga, por su ayuda incondicional y desinteresada. A los Ing. de Producción y de Optimización de Orocuál y de Jusepín. Al Ing. Víctor Malavé por su amistad y su disposición. Al Ing. José F. Guaramata por su ayuda incondicional y desinteresada, por sus enseñanzas.

A los compañeros y amigos excelentes de la UCV, compartimos estudios, algunas decepciones y también muchas las alegrías y momentos gratos. No los olvidaré, Elsa Manrique, Ana Figueroa, Angie Salazar, Diego Cortez, Thaismar Rodríguez, Zandy Ferrigni, Gustavo Araque, Fabiola Bastidas, Robert Romero, no los puedo nombrar a todos porque ya estos agradecimientos están muy largos... ¡Éxitos!

Mileidy A. Fragoza R.

Fragoza R., Mileidy A.

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO Y
EXTRAPESADO EN POZOS CON LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO Y BOMBEO DE
CAVIDADES PROGRESIVAS DEL CAMPO OROCUAL,
ESTADO MONAGAS**

Tutor Académico: Prof. Pedro Díaz.

Tutores Industriales: Ing. Ramón Tineo, Ing. Ana Marín.

Trabajo Especial de Grado. Caracas, Universidad Central de Venezuela.

Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2013, 195 Pág.

Palabras Claves: *Optimización de la Producción, Crudo Pesado, Crudo Extrapesado, Bombeo Mecánico, Bombeo de Cavidades progresivas, Campo Orocual.*

Resumen. En la producción petrolera, diariamente ocurren eventualidades, disminuye la presión de los yacimientos en cierta medida, varía la relación gas-petróleo (RGP) en cierta medida, se monitorea la producción y los parámetros de operación en los pozos y en todas las instalaciones, etc., es el día a día en un campo petrolero, la premisa es que todo debe engranar y funcionar a cabalidad para obtener las tasas deseadas, que determinarán la rentabilidad y el éxito del campo. Orocual no es la excepción, por el contrario, es un buen ejemplo en cuanto a eventualidades, cambios en la RGP de los pozos, producción diferida en ciertos pozos, entre otras cosas. Este campo produce toda la gama de crudos en relación a la gravedad API, Orocual somero es una de las dos divisiones del campo y fue donde se desarrolló el presente trabajo, allí se produce crudo pesado y extrapesado. Esta investigación nace en la búsqueda de oportunidades para mejorar el funcionamiento de los sistemas de Bombeo Mecánico (BM) y Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP), y optimizar la producción en estos pozos, los cuales son afectados de una u otra forma por las viscosidades encontradas, la RGP, las condiciones mecánicas de los pozos y de los sistemas de levantamiento artificial en sus diversos componentes. Para ello, se realizó una recopilación de información de todos los pozos, se verificó la información encontrada y se tomaron medidas como: nivel de fluido, sumergencia de la bomba, velocidades de bombeo, etc., para crear modelos de comportamiento de los pozos y evaluar su estado actual y la producción en función de ese estado. Se usaron diversas herramientas computacionales para realizar el cálculo de índice de productividad de los pozos y simular el comportamiento de éstos para luego llevar a cabo diversos análisis de sensibilidades que permitieron determinar los cambios necesarios para optimizar la producción, dadas las condiciones actuales de viscosidad y RGP.

ÍNDICE

LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE FIGURAS	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	4
1.1 Planteamiento del Problema	4
1.2 Objetivos de la Investigación	6
1.2.1 Objetivo General	6
1.2.2 Objetivos Específicos.....	6
1.3 Alcance de la Investigación.....	7
1.4 Justificación de la Investigación.....	8
1.5 Limitaciones	10
CAPÍTULO II	11
2.1 Antecedentes	11
2.2 Métodos de Producción	13
2.2.1 Flujo Natural	14
2.2.2 Métodos de Levantamiento Artificial	15
2.3 Índice de Productividad.....	16
2.4 Ecuación de Difusividad	17
2.5 Ecuación de Darcy.....	18
2.6 Curva de Comportamiento de Influjo.....	21
2.7 Curva de Comportamiento de Eflujo.....	24
2.8 Sistema de Producción	24
2.9 Flujo Multifásico	26
2.9.1 Parámetros a Considerar en Presencia de Flujo Multifásico.....	28
2.9.2 Patrones de Flujo Multifásico en Tuberías Verticales	32
2.9.3 Patrones de Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales	33
2.9.4 Correlaciones de Flujo Multifásico.....	35

2.10	Análisis Nodal.....	37
2.11	Bombeo Mecánico	39
2.11.1	Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico	41
2.11.2	Funcionamiento del Sistema de Bombeo Mecánico	48
2.11.3	Factores que Afectan el Funcionamiento del Sistema de BM	54
2.11.4	Problemas Comunes en un Sistema de Bombeo Mecánico	55
2.11.5	Ventajas del método de Bombeo Mecánico.....	60
2.11.6	Desventajas del método de Bombeo Mecánico	61
2.12	Bombeo de Cavidades Progresivas.....	62
2.12.1	Componentes del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.....	63
2.12.2	Propiedades de los elastómeros.....	69
2.12.3	Funcionamiento del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas....	71
2.12.4	Factores que afectan el funcionamiento del sistema de BCP.....	75
2.12.5	Problemas Comunes en un Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas	79
2.12.6	Ventajas del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.....	82
2.12.7	Desventajas del sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas	83
CAPÍTULO III.....		85
3.1	Ubicación Geográfica y Generalidades	85
3.2	Reseña Histórica.....	88
3.2.1	Área Norte de Monagas	88
3.2.2	El Campo Orocuá.....	89
3.3	Descripción Geológica	90
3.3.1	Cuenca Oriental de Venezuela	90
3.3.2	Campo Orocuá	92
CAPÍTULO IV.....		97
4.1.	Tipo de investigación	97
4.2.	Diseño de la Investigación	98
4.3.	Población o Universo de Estudio	98
4.4.	Muestra de Estudio.....	100

4.5.	Equipos y herramientas de trabajo	102
4.6.	Etapas de desarrollo.....	103
4.6.1	Revisión Bibliográfica	104
4.6.2	Datos Operacionales.....	104
4.6.3	Primera Selección.....	107
4.6.4	Primer Estudio de Comportamiento de Producción.....	108
4.6.5	Diagnóstico	112
4.6.6	Segunda Selección	113
4.6.7	Segundo Estudio de Comportamiento de Producción.....	113
4.6.8	Volúmenes Adicionales	114
4.6.9	Elaboración del Cuerpo de Sugerencias.....	115
CAPÍTULO V		116
5.1	Primer Estudio de Comportamiento	116
5.1.1	Recopilación de datos operacionales, propiedades de los fluidos y evaluación de las propiedades petrofísicas del yacimiento.....	116
5.1.2	Niveles de Fluido Dinámicos y Cartas Dinagráficas	125
5.1.3	Índices de Productividad e IPR	133
5.1.4	Evaluación del funcionamiento del SLA en los pozos con BM mediante el uso de la herramienta computacional <i>Rodstar</i>	143
5.1.5	Evaluación del funcionamiento del SLA en los pozos con BCP mediante el uso de la herramienta computacional <i>Pcpump</i>	145
5.2	Segundo Estudio de Comportamiento	146
5.2.1	Resultados del análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en los pozos con BM	147
5.2.2	Resultados del análisis de sensibilidad respecto al diámetro del pistón en los pozos con BM.....	152
5.2.3	Resultados del análisis de sensibilidad respecto a la separación de gas en los pozos con BM.....	158
5.2.4	Resultados del análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en los pozos con BCP.....	159

5.3	Cuerpo de Sugerencias para la Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Pozos con Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocuál.....	164
5.3.1	Pozos con Bombeo Mecánico	164
5.3.2	Pozos con Bombeo de Cavidades Progresivas.....	166
5.3.3	Volúmenes adicionales que se pueden recuperar en los pozos seleccionados luego de la optimización.	167
5.3.4	Pozos para los cuales no se presentó propuesta de optimización.....	168
	CONCLUSIONES	170
	RECOMENDACIONES.....	173
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	174
	NOMENCLATURA	179
	DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	182
	APÉNDICES.....	184

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Designación API de bombas de subsuelo.....	47
Tabla 2.2. Nomenclatura de bombas según el fabricante.....	68
Tabla 2.3. Cuadro comparativo de diversos materiales de elastómeros.....	71
Tabla 3.1. Datos volumétricos de los yacimientos estudiados.....	86
Tabla 3.2. Total de pozos del campo Orocual y su estado.....	86
Tabla 3.3. Breve descripción litoestratigráfica del campo Orocual.....	93
Tabla 4.1. Población estudiada.....	99
Tabla 4.2. Pozos con BM.....	99
Tabla 4.3. Pozos con BCP.....	100
Tabla 4.4. Muestra 1 (Primera Selección).....	101
Tabla 4.5. Muestra 2 (Segunda Selección).....	101
Tabla 5.1. Datos de producción.....	117
Tabla 5.2. Datos de operación de los pozos con BCP.....	118
Tabla 5.3. Datos de operación de los pozos con BM.....	119
Tabla 5.4. Profundidades clave de los pozos estudiados.....	120
Tabla 5.5. Características de los tubulares instalados en los pozos.....	121
Tabla 5.6. Viscosidades de los crudos producidos por los pozos estudiados.....	122
Tabla 5.7. Propiedades petrofísicas promedio de los yacimientos para los pozos horizontales.....	124
Tabla 5.8. Características promedio consideradas para todos los pozos.....	125
Tabla 5.9. Niveles de fluido dinámicos de los pozos y Sumergencia de la bomba.....	126
Tabla 5.10. Índices de Productividad de los Pozos con BCP.....	133
Tabla 5.11. Índices de Productividad de los Pozos con BM.....	133
Tabla 5.12. Condiciones actuales del SLA en los pozos con BM.....	143
Tabla 5.13. Condiciones actuales del SLA en los pozos con BCP.....	146

Tabla 5.14. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORC-7.....	148
Tabla 5.15. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORC-20.....	148
Tabla 5.16. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-41.....	149
Tabla 5.17. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-78.....	150
Tabla 5.18. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-82.....	151
Tabla 5.19. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-93.....	151
Tabla 5.20. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-96.....	152
Tabla 5.21. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORC-7.....	153
Tabla 5.22. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORC-20.....	154
Tabla 5.23. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORS-41.....	154
Tabla 5.24. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORS-78.....	155
Tabla 5.25. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORS-82.....	156
Tabla 5.26. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORS-93.....	157
Tabla 5.27. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORS-96.....	157
Tabla 5.28. Sensibilidad respecto a la separación de gas en fondo en el pozo ORS-96.....	158
Tabla 5.29. Sensibilidad con respecto a la velocidad de bombeo en los pozos con BCP.....	160
Tabla 5.30. Volúmenes adicionales a obtener luego de la optimización.....	167

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1.	Distribución de los pozos por MLA en el campo Orocuál.....	4
Figura 2.1.	Curva IPR con IP constante, yacimiento subsaturado.....	21
Figura 2.2.	Curva IPR con IP variable, yacimiento saturado.....	22
Figura 2.3.	Relación entre n y V con el factor de recobro.....	23
Figura 2.4.	Intersección de curvas IPR y VLP.....	24
Figura 2.5.	Componentes del sistema de producción con flujo natural.....	25
Figura 2.6.	Perfil de presiones de los componentes del sistema de producción....	26
Figura 2.7.	Ejemplo de un nodo en el cabezal del pozo.....	38
Figura 2.8.	Ubicación de nodos en un sistema de bombeo mecánico.....	38
Figura 2.9.	Análisis de sensibilidad al diámetro de la tubería de producción.....	39
Figura 2.10.	Relación tasa-profundidad de la bomba para BM.....	40
Figura 2.11.	Componentes más comunes de un sistema de BM.....	41
Figura 2.12.	Designación API para unidades de bombeo.....	42
Figura 2.13.	Partes de una bomba de subsuelo.....	45
Figura 2.14.	Funcionamiento de la bomba de subsuelo y carta dinográfica de fondo.....	49
Figura 2.15.	Interferencia de gas reflejada en una carta dinográfica tipo.....	57
Figura 2.16.	Golpe de fluido reflejado en una carta dinográfica tipo.....	58
Figura 2.17.	Golpe de bomba reflejado en una carta dinográfica tipo.....	59
Figura 2.18.	Sistema típico de bombeo de cavidades progresivas.....	63
Figura 2.19.	Modelos de cabezales rotatorios.....	64
Figura 2.20.	Principales componentes de una bomba de cavidades progresivas.....	66
Figura 2.21.	Bomba de cavidades progresivas de geometría 3:4.....	67
Figura 2.22.	Ejemplos de bombas, una simple lóbulo y una multilóbulo.....	72
Figura 2.23.	Sección transversal de una bomba de cavidades progresivas.....	73
Figura 2.24.	Efecto del número de etapas sobre la eficiencia volumétrica.....	74
Figura 2.25.	Efecto de la viscosidad e la eficiencia volumétrica.....	78

Figura 2.26. Efecto de la abrasión en un rotor y un elastómero.....	80
Figura 2.27. Efecto de ataque químico en un rotor y un elastómero.....	80
Figura 2.28. Elastómero afectado por una presión excesiva por etapas.....	81
Figura 2.29. Elastómero afectado por arrastre de alta presión.....	82
Figura 3.1. Ubicación Geográfica del Campo Orocual.....	85
Figura 3.2. Cuencas petrolíferas de Venezuela.....	91
Figura 3.3. Ubicación del Campo Orocual y campos cercanos.....	92
Figura 3.4. Formación Las Piedras.....	95
Figura 3.5. Posición de la formación Las Piedras con respecto a la Formación San Juan.....	95
Figura 4.1. Esquema con las etapas de desarrollo de la investigación.....	103
Figura 4.2. Representación gráfica de la sumergencia de la bomba, el nivel de fluido y el nivel de líquido en el pozo.....	109
Figura 5.1. Carta dinagráfica del pozo ORC-7.....	128
Figura 5.2. Carta dinagráfica del pozo ORC-20.....	128
Figura 5.3. Carta dinagráfica del pozo ORS-41.....	129
Figura 5.4. Carta dinagráfica del pozo ORS-78.....	129
Figura 5.5. Carta dinagráfica del pozo ORS-82.....	130
Figura 5.6. Carta dinagráfica del pozo ORS-93.....	130
Figura 5.7. Carta dinagráfica del pozo ORC-94.....	131
Figura 5.8. Carta dinagráfica del pozo ORS-96.....	131
Figura 5.9. Carta dinagráfica del pozo ORS-99.....	132
Figura 5.10. Carta dinagráfica del pozo ORS-100.....	132
Figura 5.11. Curva IPR del Pozo ORC-7.....	135
Figura 5.12. Curva IPR del Pozo ORC-20.....	135
Figura 5.13. Curva IPR del Pozo ORS-30.....	136
Figura 5.14. Curva IPR del Pozo ORS-38.....	136
Figura 5.15. Curva IPR del Pozo ORS-40.....	137
Figura 5.16. Curva IPR del Pozo ORS-41.....	137
Figura 5.17. Curva IPR del Pozo ORS-45.....	138

Figura 5.18. Curva IPR del Pozo ORS-47.....	138
Figura 5.19. Curva IPR del Pozo ORS-78.....	139
Figura 5.20. Curva IPR del Pozo ORS-82.....	139
Figura 5.21. Curva IPR del Pozo ORS-91.....	140
Figura 5.22. Curva IPR del Pozo ORS-93.....	140
Figura 5.23. Curva IPR del Pozo ORS-94.....	141
Figura 5.24. Curva IPR del Pozo ORS-96.....	141
Figura 5.25. Curva IPR del Pozo ORS-99.....	142
Figura 5.26 Curva IPR del Pozo ORS-100.....	142

INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo se puede llevar a cabo por diferentes métodos, y todos en definitiva, buscan adaptarse a las condiciones del yacimiento, del pozo y las instalaciones de superficie para poder extraer y transportar el preciado recurso.

Los métodos de levantamiento artificial (MLA) son aquellos empleados cuando el yacimiento no posee la energía necesaria para hacer llegar el fluido hasta la superficie, razón por la cual generalmente son aplicados en campos maduros donde se presenta una continua disminución de la presión en sus yacimientos, lo que inevitablemente conlleva a una reducción de la tasa de producción y se requiere un aporte de energía adicional para mitigar dicha reducción. Los MLA deben ser seleccionados de manera adecuada para lograr que la producción se lleve a cabo eficientemente, tomando en cuenta las condiciones del yacimiento, del pozo, las características del fluido, las fuentes de energía, la zona de trabajo y los recursos económicos disponibles.

En Venezuela, debido a muchos años de explotación petrolera, la mayoría de los campos son maduros, tal es el caso del campo Orocual, éste se encuentra al norte del estado Monagas y fue descubierto en el año 1933 por la *Caribbean Petroleum Company* (Grupo *Shell*), que después de haber intentado fallidamente con un par de pozos, encontró petróleo en la formación Las Piedras, una formación somera, del Terciario, cuya base puede alcanzar más de 4.500 pies de profundidad. El pozo descubridor del campo fue de 3040 pies de profundidad, perforado en 1933, sin embargo, fue en el año 1958 que comenzó propiamente el desarrollo del campo y tiene, al 2013, 55 años de explotación.

Los pozos activos a la fecha, perforados en la formación Las Piedras del campo Orocual, son productores de crudo mediano, pesado y extrapesado, varios de estos

pozos muestran descensos en su producción debidos a diversos inconvenientes, principalmente las altas viscosidades, interferencia por gas y el inevitable decremento de la presión en los yacimientos. Desde los inicios en el campo, se han aplicado MLA en estos pozos, también se ha aplicado inyección alterna de vapor, inyección de diluentes y de química para coadyuvar en el incremento de la producción y un mejor transporte del crudo.

Los métodos de levantamiento artificial aplicados actualmente en el campo son Bombeo Mecánico (BM), Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP), Levantamiento Artificial por Gas (LAG) y Bombeo Electrosumergible (BES).

Este trabajo de investigación se enfoca en los métodos de BM y BCP, los cuales se aplican a pozos productores de crudo pesado y extrapesado del campo Orocual, y nace en la búsqueda de posibles mejoras en los sistemas de levantamiento artificial (SLA) y sus parámetros de operación, que permitan la Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocual.

Uno de los principales problemas en el campo respecto a los métodos en estudio, es que a medida que disminuye la energía de los yacimientos, se incrementa la presencia de gas libre en la entrada de las bombas, disminuyendo la eficiencia volumétrica de éstas, ya que originalmente son diseñadas para manejar líquidos. Este fue un punto importante en el trabajo, al igual que las altas viscosidades de los crudos producidos.

La investigación fue llevada a cabo en las instalaciones del Complejo Operativo Orocual de PDVSA, campo Orocual, municipio Piar, estado Monagas, y fue estructurada en cinco capítulos, los cuales se describen brevemente a continuación:

El Capítulo I comprende el planteamiento del problema, que surge en la necesidad de un estudio de los SLA de BM y BCP, los cuales se aplican a pozos productores de

crudo pesado y extrapesado del campo Orocual, para evaluar posibles mejoras en los sistemas y sus parámetros de operación, que permitan la optimización de la producción.

En el Capítulo II, comprende un marco referencial que conforma las bases teóricas de este trabajo, donde se señalan conceptos y aspectos relacionados con los métodos y sistemas de producción, la productividad del pozo, el flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales, el análisis nodal, y una descripción de los principales componentes y características de los SLA de BM y BCP.

El Capítulo III se refiere al área de estudio, la cual se describe en cuanto a la ubicación del campo, la formación productora de interés, tipos de crudos encontrados, reservas, instalaciones de superficie, entre otros aspectos relevantes que permiten la ubicación del lector en el contexto de la investigación.

El Capítulo IV comprende la metodología empleada para el desarrollo de la investigación y el cumplimiento de los objetivos planteados. Para ello se realizó un esquema con las etapas de desarrollo, las cuales son descritas en este capítulo.

En el Capítulo V se encuentran los análisis de los resultados de este trabajo investigativo, los cuales se describen en el orden en que fueron obtenidos. Estos resultados se muestran a través de dos grandes divisiones, que son: el primer estudio de comportamiento y el segundo estudio de comportamiento, los cuales dieron paso al cuerpo de sugerencias para la optimización de la producción en los pozos con BM y BCP del campo Orocual.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

El campo Orocual está ubicado al norte del estado Monagas, en él se encuentran 73 pozos, de los cuales 46 se encontraron activos, brindando al campo Orocual una producción promedio de 20.000 bnd de crudo, con 115 MMpcnd de gas asociado. Los crudos producidos tienen gravedades entre 8° a 48° API. Actualmente, se encuentran dos formaciones productoras en el campo: la formación San Juan y la formación Las Piedras, ésta última es la que se destaca como área de estudio, ya que de ella provienen los crudos pesados y extrapesados que se producen del campo Orocual. En el campo Orocual, para el momento de la investigación, se aplicaban métodos de Bombeo Mecánico (BM), Bombeo de Cavidades Progresivas y Levantamiento Artificial por Gas (LAG o GL), solo a los pozos productores de crudos pesados y extrapesados. A finales del año 2012, se comenzó un proyecto para aplicar Bombeo Electrosumergible (BES) a un pozo de la formación San Juan, productor de crudo liviano. En la figura 1.1 se muestra el porcentaje de los pozos productores de crudos pesados y extrapesados por MLA, con respecto al total de pozos del campo y el porcentaje de cada MLA con respecto a los 37 pozos que trabajan de esta forma en el campo.

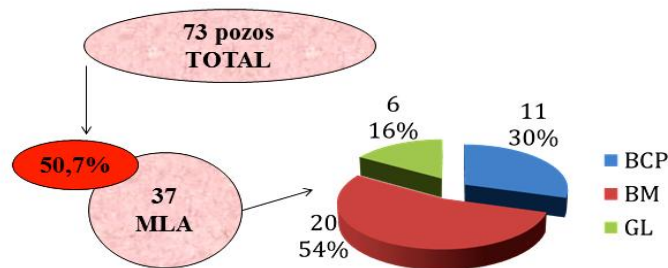


Figura 1.1. Distribución de los pozos por MLA en el campo Orocual.

Se observa en la gráfica anterior que la mayoría de los pozos con MLA tienen instalado sistemas de BM y representan 54% (20 pozos), el segundo método más utilizado es el de BCP con un 30% (11 pozos) y solo 16% (6 pozos) tiene LAG.

A medida que pasa el tiempo, la producción del campo Orocuál ha disminuido, como es de esperar en un campo maduro, la presión de sus yacimientos ha decrecido considerablemente afectando la producción, aunado a esto generalmente los crudos pesados y extrapesados del campo presentan altas relaciones gas-petróleo, siendo en su mayoría espumosos, también son altamente viscosos, en principio, se podría pensar que esta situación puede estar afectando la eficiencia volumétrica de las bombas y de todo el sistema en los pozos con BM y BCP, ya que a medida que la presión de los yacimientos disminuye se libera mayor cantidad de gas en la entrada de la bomba generando altas presiones en ese punto y por otro lado las bombas son diseñadas para manejar líquidos, también se han identificado algunos pozos con problemas de alto nivel de espuma y líquido en el espacio anular.

Por otro lado, altas viscosidades pueden generar problemas como aumento de la fricción en el pistón de la bomba en el caso de BM y también mayor fricción entre el rotor y el estator en el BCP, líneas taponadas, entre otros. Todo esto disminuye la eficiencia volumétrica de la bomba y del sistema de lo cual evidencia un mal funcionamiento del equipo de levantamiento artificial.

El mal funcionamiento de los equipos puede estar asociado a desgaste, presencia de sólidos y/o crudo pesado en las válvulas y asientos (en las bombas mecánicas), también puede estar asociado en mayor parte a la presencia de crudo espumoso, es decir, un volumen aparente de fluido entrando a la bomba mucho mayor que el volumen real que se maneja en superficie, etc.

En esta investigación se planteó para el estudio de los pozos con BM y BCP y sus condiciones, para determinar si sus sistemas están trabajando adecuadamente o si

requieren cambios en sus parámetros o incluso cambio de equipos, establecer cuál es el factor principal que afecta negativamente la producción, el cual debe ser solventado al igual que otros problemas que se puedan estar presentando, para mejorar la eficiencia de los sistemas y finalmente la producción obtenida en el pozo.

Se busca con este trabajo generar un cuerpo de sugerencias que permita mitigar la declinación de la producción del campo, esto será posible luego de un estudio profundo de las condiciones actuales y la determinación de los ajustes o cambios necesarios en los métodos de producción, teniendo como premisa en todo momento la Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocual.

1.2 Objetivos de la Investigación

1.2.1 Objetivo General

Generar un Cuerpo de Sugerencias para la Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocual.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Recopilar la información operacional de los pozos con levantamiento artificial por Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del campo Orocual.
- Analizar la productividad de los pozos en estudio mediante herramientas computacionales y cotejar con el comportamiento actual de la producción.

- Seleccionar los pozos con bombeo mecánico o bombeo de cavidades progresivas del campo Orocual que requieran ajustes en los parámetros de operación para la optimización de la producción.
- Realizar un análisis del comportamiento de la producción en los pozos seleccionados para la optimización, con diferentes sensibilidades mediante herramientas computacionales.
- Calcular los volúmenes adicionales que se pueden recuperar en cada pozo seleccionado luego de la optimización.

1.3 Alcance de la Investigación

El campo Orocual es un campo maduro con amplia variedad de yacimientos en cuanto a sus características físicas como por los fluidos contenidos, en sus rocas reservorio contiene desde crudo condensado hasta crudo extrapesado. Todos los pozos, excepto los productores de crudo liviano y condensado, se encuentran produciendo mediante levantamiento artificial, actualmente se emplea bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas y levantamiento artificial por gas en los pozos de la formación Las Piedras, estos métodos son aplicados según sus requerimientos específicos de cada pozo.

La formación Las Piedras es caracterizada por la producción de crudos pesados y extrapesados, sin embargo pruebas realizadas en algunos pozos comprueban que también se puede obtener cierta cantidad de mediano. La producción proveniente de esta formación y las demás que conforman el campo Orocual, es recibida y procesada en las cinco estaciones de flujo del Complejo Operativo Orocual, del campo Orocual, estado Monagas.

Esta investigación se centra en los pozos productores de crudo pesado y extrapesado, los cuales tienen sus perforaciones dentro de la formación Las Piedras y producen por los Métodos de Levantamiento Artificial: Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas.

Se planteó realizar un cuerpo de sugerencias para la Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocual, como una alternativa que permita mitigar la declinación de la producción presente en el campo.

1.4 Justificación de la Investigación

La industria petrolera nacional se ha visto cada vez más, en la necesidad de buscar nuevas tecnologías y desarrollar proyectos que se adapten a las condiciones actuales, teniendo en cuenta que la producción de crudos no convencionales a escala mundial se ha venido incrementando en los últimos años, siendo Venezuela el país con más reservas de este tipo, sumado a esto, los volúmenes de crudos más interesantes económicamente como los livianos y condensados se están agotando.

El caso de los crudos pesados y extrapesados es de especial interés debido a sus características físicas y químicas que dificultan su extracción, transporte y procesamiento, adicionalmente cabe mencionar que la cantidad de productos obtenidos de estos tipos de crudo no brindan un beneficio económico tan atractivo como en el caso de los livianos o condensados. Es por lo antes expuesto que se ha generado un número considerable de estudios al respecto y todavía se siguen desarrollando, siempre en la búsqueda de una mayor eficiencia y la optimización de la producción, como es el caso de esta investigación.

En relación con la demanda energética mundial, ésta sigue en crecimiento, con alguna desaceleración sin embargo mantiene su tendencia al incremento según informa la Agencia de Administración de Información del Departamento de Energía de los Estados Unidos en su pronóstico internacional de energía de marzo del año en curso. Este planteamiento sugiere la necesidad y el interés por el aumento de la producción de hidrocarburos para satisfacer esa demanda creciente de energía que se da a escala mundial, por ello y por la disminución de reservas de crudos livianos y condensados, las miradas están puestas en los crudos no convencionales.

El campo Orocuál no escapa de las condiciones antes mencionadas, además de las dificultades propias en la extracción de pesados y extrapesados, se ha presentado en el campo una declinación de la tasa de producción, lo cual es una muestra de la disminución de la presión de sus reservorios, una menor eficiencia en los sistemas de producción o fallas en los equipos, por otro lado, la consecuencia más importante es que disminuye el rendimiento económico.

La declinación de la producción es debida principalmente a la disminución de la presión del yacimiento y luego se puede decir por la necesidad de cambios o ajustes en los métodos de producción. En ciertos casos, esta declinación puede ser mitigada con dichos cambios y/o ajustes, de manera que los métodos empleados en los pozos se adapten a la oferta del yacimiento.

Problemas específicos presentes en los pozos de la formación las piedras del campo Orocuál son por ejemplo: altas viscosidades e interferencia por gas. Este trabajo de investigación nació para buscar soluciones que se adapten a las condiciones antes mencionadas. Para lograr este propósito se realizaron para cada pozo análisis nodales, tomas de nivel de fluidos, toma y análisis de cartas dinagráficas, análisis del comportamiento de producción de los pozos frente a diversas sensibilidades, entre otros estudios que sirvieron de base para desarrollar un cuerpo de sugerencias para la Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Pozos con

Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocual, que permita aumentar la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial y evitar posibles fallas en los equipos, lo que en definitiva conlleva a un aumento de la producción.

1.5 Limitaciones

- Una de las limitaciones en este trabajo fue la localización de la información referente a los pozos y yacimientos, ya que se encuentran en diferentes puntos, como diversos archivos digitales, carpetas físicas, etc., por lo que toma un tiempo considerable reunir toda la información necesaria para el desarrollo de la investigación.
- Ausencia de material bibliográfico respecto al proceso de alimentación y funciones de los simuladores utilizados.
- Falta de información en algunos pozos, respecto al yacimiento y condiciones mecánicas, así como falta de pruebas de producción actualizadas.
- Poco acceso a los simuladores necesarios para el estudio de los pozos.
- No disponibilidad de laboratorio cercano para la determinación de valores actualizados de la viscosidad de los crudos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

La producción de hidrocarburos se encuentra constantemente en renovación y en la búsqueda de nuevas técnicas que permitan aumentos en los volúmenes producidos que conlleve a una mayor rentabilidad económica. En campo, es necesario evaluar los métodos de producción aplicados, las condiciones mecánicas de los pozos, las condiciones de los equipos utilizados, consumo de energía, entre otros, y lo más importante, pues es el resultado final que dará la remuneración económica por la cual se realizan todos los trabajos y estudios, es la tasa de producción.

Para lograr una tasa óptima de producción, existen diversos métodos, sin embargo, no siempre se puede aplicar uno específico, ya que es difícil encontrar características iguales o parecidas a nivel de campos, yacimientos o pozos, además de la disponibilidad de información necesaria para aplicarlo. En cada pozo se revelan características propias y muy diferenciadas, que se deben tratar de manera particular, esto se ajusta perfectamente al campo Orocuál.

En el campo Orocuál, los métodos de levantamiento artificial (MLA) se utilizan desde los inicios de su explotación y hoy en día se siguen empleando, cada vez en más pozos. En general, a medida que se produce de un yacimiento, disminuye en cierta medida su energía, por lo que constantemente se realizan nuevos estudios para mantener la producción y evaluar alternativas que permitan su aumento, tomando en cuenta además la creciente producción de gas. Los MLA empleados deben ser adaptados constantemente a los cambios que ocurren a lo largo de su vida operativa, algunas veces afectando su desempeño, y además a los cambios en el yacimiento (ya

sea por disminución de presión, inyección de fluidos, etc.), observándose su efecto en la productividad del pozo.

En este sentido, se exponen a continuación, algunos trabajos realizados con anterioridad y se presentan como antecedentes de esta investigación:

- Rattia (2002) trabajó con los métodos bombeo electrosurgible y bombeo mecánico, realizando el proceso de optimización a través de un análisis de niveles dinámicos y estáticos, índice de productividad, producción, y diagramas de pozos, también utilizó programas de selección de métodos de levantamiento artificial y simuladores de diseño. Entre las conclusiones más resaltantes está que un mal diseño en el sistema de levantamiento artificial ocasiona desajustes en las variables de producción, mayores costos de mantenimiento y fallas continuas.
- Parra (2008) estudió mediante simulación el comportamiento de los pozos con bombas de cavidades progresivas insertables, encontrando un ahorro sustancial en los costos asociados al reemplazo de bomba en comparación con el uso de las convencionales, a la vez que se mantiene la eficiencia de la bomba. También estudió el diseño de las BCP con reguladores hidráulicos y determinó que pueden operar en condiciones de flujo multifásico con alto contenido de gas, obteniendo un incremento en la producción y en la vida útil de la bomba. En cuanto a las BCP metal-metal, determinó que pueden manejar producción en frío o caliente, es decir que son aptas para trabajar en pozos donde se aplique inyección alterna de vapor.
- Rivas (2011) realizó un estudio de la factibilidad técnico-económica de instalar bombas de carga en los pozos activos del campo Cerro Negro, los cuales producen por bombeo de cavidades progresivas y tienen una alta producción de gas. El estudio

se hizo a partir de la experiencia obtenida con los pozos piloto del campo, ya completados con bomba de carga, encontrando que se logró mejorar las condiciones de los pozos piloto, obteniendo un incremento en la producción de crudo.

- Guillén (2011) realizó un estudio de optimización en los pozos con bombeo mecánico del campo Orocual efectuando un diagnóstico a través del equipo Echometer, el cual permitió la toma de cartas amperimétricas y dinográficas con el fin de verificar los requerimientos actualizados del sistema de levantamiento artificial. Realizó el balanceo a las unidades respectivas y realizó nuevamente las pruebas, comprobando la reducción de los picos de corriente existentes antes del balanceo. Entre las conclusiones más resaltantes se encuentra que las unidades desbalanceadas acarrearán mayores consumos eléctricos y mayores costos en mantenimiento a los motores.

2.2 Métodos de Producción

La producción petrolera puede ser llevada a cabo por dos métodos principales, que difieren en la forma como es llevado el crudo desde el fondo del pozo hasta la superficie y dependen a su vez de la energía del yacimiento. Puede ser por Flujo Natural (FN) o asistido por algún Método de Levantamiento Artificial (MLA).

A continuación se explican dichos métodos.

2.2.1 Flujo Natural

Los fluidos se mueven en dirección a una menor presión, desde el yacimiento a través de sus poros interconectados en la vecindad del pozo, atravesando su ensamblaje de fondo. Se dice que un pozo se encuentra en flujo natural cuando el yacimiento tiene la energía suficiente para empujar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. Esta es la manera más conveniente y económica de producir en un pozo, por lo tanto, se debe tratar de mantener esta forma de producción el mayor tiempo posible, sin embargo, a medida que se producen los fluidos del yacimiento, va disminuyendo su presión. ^[1]

Los mecanismos que interactúan en el yacimiento brindándole la energía suficiente para expulsar los fluidos, son llamados mecanismos de empuje y dependen de donde proviene la energía suministrada ^[2]. Dichos mecanismos se pueden clasificar como sigue a continuación ^[3]:

- **Empuje por gas en solución:** El petróleo a ciertas condiciones de presión y temperatura puede tener gas disuelto. Cuando la presión del yacimiento disminuye, el gas se va desprendiendo y se expande, desplazando al petróleo del yacimiento hacia los pozos productores. Tiene una eficiencia promedio de 20%.
- **Expansión de la roca y de los fluidos:** A medida que avanza la producción, cae la presión del yacimiento, permitiendo la expansión de la roca y los fluidos. La expansión de la roca ocurre en la dirección de cada poro y la expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción. Ambos efectos conllevan a la expulsión de los fluidos a través de los poros interconectados. Este mecanismo actúa principalmente en yacimientos subsaturados sin empuje de agua, hasta que la presión del yacimiento baja hasta la presión de burbuja (cuando el empuje por gas en solución se transforma en la fuente de energía principal). La eficiencia promedio de este mecanismo es 3%.

- **Empuje por capa de gas:** Cuando existe capa de gas se produce un almacenamiento de energía en forma de gas comprimido, la cual provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen del yacimiento de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del gas. Tiene una eficiencia promedio de 25%.
- **Drenaje por segregación gravitacional:** Ocurre principalmente en yacimientos de un espesor considerable, con alta permeabilidad vertical y un marcado buzamiento. Las fases se ordenan en la estructura según la diferencia de densidades, el gas migra a la parte más alta, creando una capa secundaria de gas. Tiene una eficiencia promedio de 60%.
- **Empuje por agua:** A medida que se produce el petróleo, disminuye la presión del yacimiento, luego el agua comprimida en el acuífero se expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero, aumentando la presión del yacimiento. La eficiencia promedio de este mecanismo es 50%.

2.2.2 Métodos de Levantamiento Artificial

Los métodos de levantamiento artificial son empleados cuando el yacimiento no posee la energía suficiente para llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. Los MLA se enfocan en crear el diferencial de presión necesario para que los fluidos sigan fluyendo desde el yacimiento hacia el fondo del pozo y desde el fondo del pozo hasta la superficie, ya sea de forma mecánica, a través de bombas o reduciendo la densidad del fluido lo que reduce a su vez la presión hidrostática. El método óptimo dependerá de consideraciones económicas, la vida del pozo y del yacimiento, requerimientos de energía del sistema, así como la disponibilidad para su adquisición y limitaciones de espacio, entre otras consideraciones ^[1].

Desde hace algún tiempo se han realizado modificaciones en los principales MLA para adaptarlos a las condiciones propias de cada campo, yacimiento y/o pozo, y cumplir con sus requerimientos, obteniendo mejoras en la producción. Son diferentes variantes las que se han aplicado y se están probando hoy en día, por ejemplo: el uso de una “bomba de carga” en combinación con una bomba de cavidades progresivas como bomba principal ^[4]. Sin embargo, a continuación se nombran los MLA más conocidos y sin modificaciones:

- a) Bombeo Mecánico (BM)
- b) Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)
- c) Levantamiento Artificial por Gas (LAG)
- d) Bombeo Electrosumergible (BES)
- e) Bombeo Hidráulico (BH)
- f) Pistón Metálico (PM)

2.3 Índice de Productividad

El índice de productividad (IP) es la relación entre la tasa de producción del pozo y el *drawdown* o caída de presión en el fondo, esta relación ofrece una medida de la capacidad productiva del pozo ^[5]. Se puede calcular con la siguiente ecuación:

Ecuación 2.1
$$J = \frac{q_l}{P_e - P_{wf}}$$

Donde:

$P_e = P_{ws}$ = Presión estática del yacimiento (lpc)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (lpc)

q_l = Tasa de producción (bnd)

J = Índice de productividad (bnd/lpc)

De la ecuación 2.1 se desprende que cuando la P_{wf} es cero, la tasa de líquido alcanza su valor máximo, lo que es llamado “potencial del pozo”, *absolute open flow* (AOF) o tasa máxima ($q_{m\acute{a}x}$). Teóricamente, el IP se mantiene constante dada las condiciones en que es calculado, en la práctica esto es imposible de obtener, sin embargo, se usa como una referencia del potencial del pozo y se emplea para hacer aproximaciones de la tasa de producción que podría ser obtenida al generar determinados cambios en función de la P_{wf} ^[1].

El IP varía a través del tiempo debido a diferentes factores, algunos de ellos son ^{[1], [6]}:

- Efecto de la turbulencia por las altas velocidades en las proximidades del hoyo, por el aumento de la tasa de flujo.
- Disminución de la permeabilidad relativa al petróleo debido a la presencia de gas libre como consecuencia de la caída de presión en el pozo.
- Aumento del daño por la precipitación de asfáltenos.
- Aumento de la viscosidad del petróleo al bajar la presión por debajo de la presión de burbuja.
- Reducción de la permeabilidad de la roca debido a su compresibilidad.

2.4 Ecuación de Difusividad

La ecuación de difusividad describe el perfil de presiones en un yacimiento infinito y radial, con un fluido ligeramente compresible y de viscosidad constante (bien sea petróleo subsaturado o agua) ^[1]. Esta ecuación tiene la forma clásica:

$$\text{Ecuación 2.2} \quad \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Donde:

P = Presión del yacimiento

r = Radio de drenaje

ϕ = Porosidad del yacimiento

μ = Viscosidad del fluido

k = Permeabilidad

Ct = Compresibilidad de la roca y el fluido

t = Tiempo

La ecuación de difusividad contempla las siguientes suposiciones generales ^[1]:

- ϕ y μ no dependen de la presión.
- Medio isotrópico u homogéneo.
- Gradiente de presión pequeño, tal que $\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$ tiende a cero.
- Compresibilidad constante.

2.5 Ecuación de Darcy

En 1856, Henry Darcy propuso la ecuación 2.3 para describir el proceso de flujo desde el yacimiento a la cara del pozo, donde A es el área radial a la distancia r .

Ecuación 2.3

$$q = \frac{k.A}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{k2\pi rh}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}$$

La ecuación 2.3 es conocida como la Ley de Darcy, la cual se destaca como una solución de la ecuación de difusividad considerando a la presión constante en el borde del área de drenaje, es decir en estado estable. Al resolverla queda como:

$$\text{Ecuación 2.4} \quad P_e - P_{wf} = \frac{141,2q_o\mu_o\beta_o}{kh} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \right]$$

Donde:

q_o = Tasa de producción de petróleo (bnd)

μ_o = Viscosidad del petróleo a la presión promedio entre P_e y P_{wf} (cP)

β_o = Factor volumétrico de formación del petróleo (By/Bn)

k = Permeabilidad efectiva al petróleo (mD)

h = Espesor promedio del yacimiento (pies)

r_e = Radio de drenaje del pozo (pies)

r_w = Radio del pozo (pies)

La ecuación de Darcy para flujo estable contempla las siguientes suposiciones:

- Pozo en el centro de un área de drenaje circular.
- Medio homogéneo e isotrópico.
- Flujo laminar, monofásico y el fluido ligeramente compresible.

De la ecuación 2.4 se puede obtener el IP, despejando la relación definida como J en la ecuación 2.1, así se obtiene la ecuación 2.5 ^[7].

$$\text{Ecuación 2.5} \quad J = \frac{q_o}{P_e - P_{wf}} = \frac{0,00708kh}{\mu_o\beta_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \right]}$$

Considerando un yacimiento anisotrópico y en estado estable, Joshi S. (en 1988) presentó una relación de la productividad de un pozo horizontal cuya área de drenaje es un elipsoide, dicha relación se expresa en la ecuación 2.6 ^[8].

Ecuación 2.6

$$J_h = \frac{0,00708k_h h}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \beta \frac{h}{L} \ln \left(\beta \frac{h}{2r_w} \right) + S \right]}$$

Y los parámetros a y β se pueden calcular con las ecuaciones 2.7 y 2.8 respectivamente.

Ecuación 2.7

$$a = \frac{L}{2} \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0,5}$$

Ecuación 2.8

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

Donde:

J_h = Índice de productividad del pozo horizontal (bnd/lpc)

L = Longitud productora de la sección horizontal (pies)

S = Daño de la formación (adimensional)

k_h = Permeabilidad horizontal (mD)

k_v = Permeabilidad vertical (mD)

a = Mitad del eje principal de la elipse de drenaje (pies)

β = Índice de anisotropía (adimensional)

r_{eh} = Radio de drenaje del pozo horizontal (pies)

2.6 Curva de Comportamiento de Influj

La curva de comportamiento de influj o *inflow performance relationship* (IPR) se presenta de manera estandarizada, con la presión de fondo fluyente en el eje da las ordenadas y la tasa de producción correspondiente en el eje de las abscisas. Este gráfico brinda una buena idea de la capacidad de entrega u oferta del yacimiento para enviar los fluidos al pozo en un momento dado.

Cuando el yacimiento se encuentra subsaturado, la forma de la curva IPR es una línea recta, cuya ecuación se puede obtener despejando P_{wf} de la ecuación 2.1, generando la ecuación 2.9 ^{[1], [5]}.

$$\text{Ecuación 2.9} \quad P_{wf} = P_e - \frac{q_l}{J}$$

Una curva IPR de este tipo se muestra en la figura 2.1.

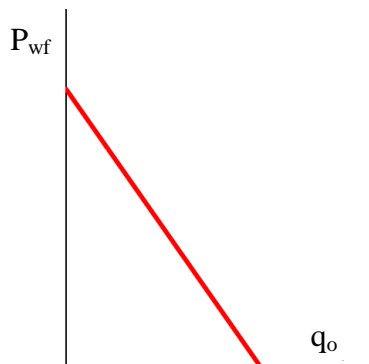


Figura 2.1. Curva IPR con IP constante, yacimiento subsaturado

Cuando se trata de yacimientos saturados, el empuje por gas en solución es el principal mecanismo y el índice de productividad no es constante. Vogel desarrolló una curva IPR adimensional para describir el comportamiento la producción cuando el yacimiento actúa con empuje por gas en solución, la cual establece una curvatura típica y una variación razonable del índice de productividad con presiones

diferenciales adicionales. La curva de Vogel puede ser desarrollada utilizando la ecuación 2.10^[9], donde $q_{om\acute{a}x}$ es la tasa máxima de producción, que al igual que en el caso de los yacimientos subsaturados, es alcanzada cuando la P_{wf} se iguala a cero.

Ecuación 2.10

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_y} - 0,8 \frac{P_{wf}^2}{P_y^2}$$

Donde:

P_y = Presión promedio del yacimiento (lpc)

En este caso, la curva IPR deja de ser una recta y toma cierta curvatura como se observa en la figura 2.2.



Figura 2.2. Curva IPR con IP variable, yacimiento saturado

En el caso de pozos horizontales, los regímenes de flujo en el yacimiento son más complicados que para el caso de los pozos verticales, especialmente si la sección horizontal es de considerable longitud. Algunas combinaciones de flujo lineal y radial existen y el pozo puede comportarse de manera similar que aquellos pozos que han sido extensamente fracturados^[10].

Bendakhlia y Aziz usaron un modelo de yacimiento complejo para generar la curva de IPR, con un cierto número de pozos y encontraron que la ecuación de Vogel se puede adaptar a los datos generados si se expresa como la ecuación 2.11 ^[10].

Ecuación 2.11
$$\frac{q_o}{q_{omáx}} = \left(1 - V \frac{P_{wf}}{P_y} - (1 - V) \frac{P_{wf}^2}{P_y^2} \right)^n$$

Para aplicar la ecuación 2.11 son requeridos un mínimo de tres pruebas estabilizadas para evaluar las tres variables desconocidas: $q_{omáx}$, V y n . También se puede utilizar la relación que tienen las constantes V y n , con el factor de recobro, el cual se muestra en la figura 2.3.

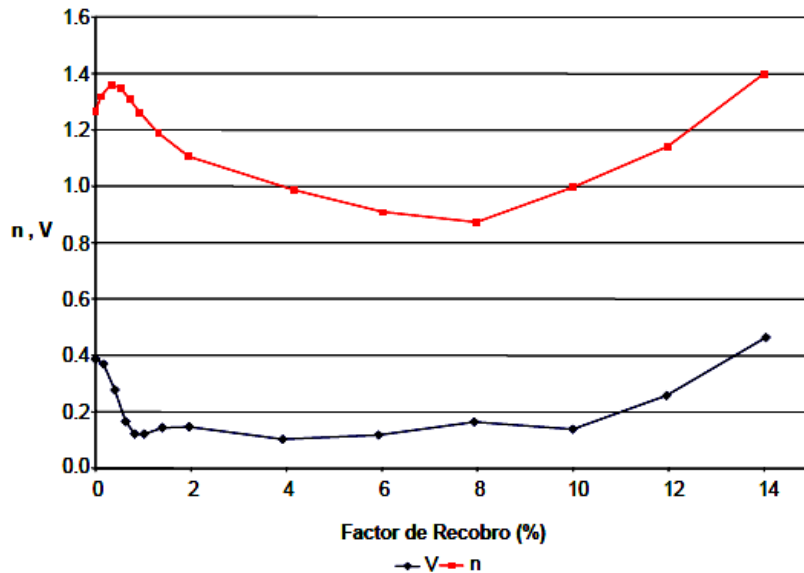


Figura 2.3. Relación entre n y V con el factor de recobro ^[6]

Existen otros métodos para generar la curva IPR para flujo bifásico, sin embargo, el método de Vogel es uno de los más usados, otros métodos son el de Fetkovich ^[11] y el Jones, Blount y Glaze ^[12].

2.7 Curva de Comportamiento de Eflujo

La curva de comportamiento de eflujo o *vertical lift performance* (VLP), describe el comportamiento de la demanda de fluidos en el pozo, en otras palabras, la capacidad que tiene el pozo para manejar la producción. Esta curva es independiente del IPR, su relación se establece cuando se intersectan ambas curvas, indicando la producción esperada y la presión de fondo fluuyente correspondiente ^[1], estas curvas son utilizadas en conjunto para estudiar el comportamiento de la producción respecto al diferencial de presión en el pozo, es decir, la oferta y la demanda. La forma de la curva VLP depende de los efectos gravitacionales, cambio de la energía cinética por una mayor o menor tasa de flujo y de la fricción entre los fluidos y las paredes de las tuberías ^[1]. En la figura 2.4 se observan las curvas de IPR y la VLP, mostrando el punto de intersección que corresponde a la tasa de producción obtenida a la exacta presión de fondo fluuyente correspondiente.

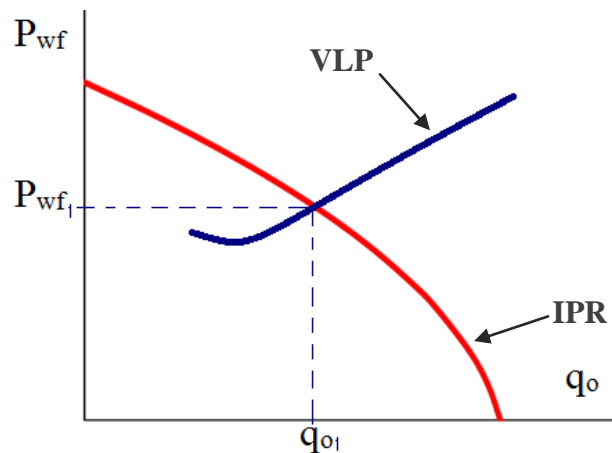


Figura 2.4. Intersección de curvas IPR y VLP

2.8 Sistema de Producción

El sistema de producción está conformado por el yacimiento, la completación, el pozo y las líneas de flujo de las diferentes facilidades de superficie. El yacimiento

puede ser una o varias unidades de flujo creadas naturalmente, mientras que los demás componentes del sistema de producción fueron creados por el Hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los hidrocarburos extraídos de los yacimientos [7].

En la figura 2.5 se muestran los componentes del sistema de producción para un pozo con flujo natural.

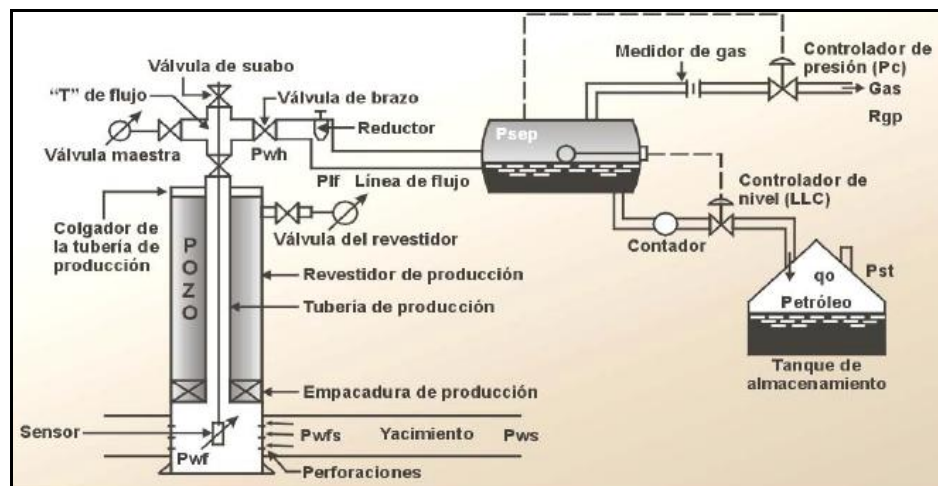


Figura 2.5. Componentes del sistema de producción con flujo natural [7]

La capacidad de producción del sistema depende del balance entre el aporte de energía del yacimiento y los requerimientos de energía en el pozo para que los fluidos lleguen hasta la superficie (tomando en cuenta las caídas de presión involucradas).

En la figura 2.6 se muestra un perfil de presiones que incluye todos los componentes del sistema, donde se observan las caídas de presión a medida que el flujo avanza de un componente a otro.

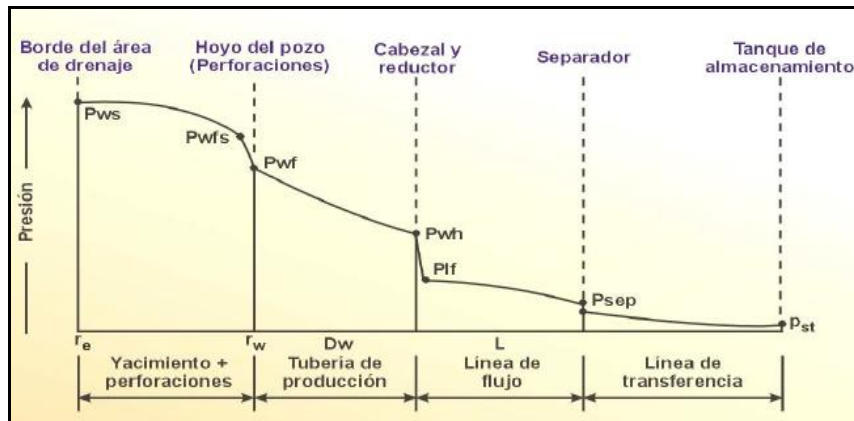


Figura 2.6. Perfil de presiones de los componentes del sistema de producción ^[7]

Se dice entonces que la suma de las caídas de presión de cada componente es igual a la caída total, la cual se obtiene como la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión del separador, como está representado en la ecuación 2.1.

Ecuación 2.12
$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l$$

Donde:

$P_{ws} = P_e$ = Presión estática del yacimiento (lpc)

P_{sep} = Presión del separador (lpc)

ΔP_y = Caída de presión en el yacimiento (lpc)

ΔP_c = Caída de presión en la completación (lpc)

ΔP_p = Caída de presión en el pozo (lpc)

ΔP_l = Caída de presión en la línea de flujo (lpc)

2.9 Flujo Multifásico

El flujo multifásico en tuberías puede ser estudiado mediante diferentes correlaciones, todas ellas, parten de la ecuación general del gradiente de presión dinámica, la ecuación 2.13 ^[7].

$$\text{Ecuación 2.13} \quad \frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{g\rho_m \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_m\rho_m V_m^2}{2g_c d} + \frac{\rho_m V_m \Delta V_m}{g_c \Delta L}$$

Donde:

$\frac{\Delta P}{\Delta L}$ = Gradiente de presión (lpc/pie)

g = Aceleración de gravedad (32,2 pie/s²)

ρ_m = Densidad de la mezcla (lbm/pie³)

g_c = Factor de conversión (1Kgf*m/N*s²), (32,1740 lbm*pie/lbf*s²)

θ = Ángulo de inclinación con respecto a la horizontal (°)

f_m = Factor de fricción de Moody (adimensional)

V_m : Velocidad de la mezcla (pie/s)

d = Diámetro interno de la tubería (pulg)

ΔV_m = Componente de aceleración (pie/s²/pie/s=1/s)

De la ecuación 2.13, se tiene que el gradiente de presión resulta de la sumatoria de gradiente de presión por gravedad, gradiente de presión por fricción y el gradiente de presión por cambio de energía cinética o aceleración, respectivamente.

El análisis del gradiente de presión para el flujo de fluidos multifásico es una tarea complicada, ya que los fluidos se pueden separar y fluir a distintas velocidades en la tubería, puede haber interferencia entre las fases, es difícil calcular las propiedades de la mezcla como densidad, viscosidad, etc. Por ello, se han propuesto diversas correlaciones para flujo multifásico, entre las que cubren un amplio rango de tasa de producción y tamaños típicos de tubería. Se encuentran para flujo vertical la de Hagedron y Brown, Duns y Ros, Orkiszewski, Beggs y Brill, etc., para flujo horizontal se cuenta con las de Beggs y Brill, Dukler y colaboradores, entre otras. Cada correlación tiene sus respectivas consideraciones respecto a las variables que afectan los gradientes de presión tanto en tuberías verticales como horizontales, éstas

son: tasa de flujo, relación gas petróleo (RGP), relación agua petróleo (RAP), viscosidad de los fluidos, velocidad de los fluidos, deslizamiento, diámetro de la tubería, entre otros [7].

2.9.1 Parámetros a Considerar en Presencia de Flujo Multifásico

Algunas de las propiedades más importantes, que deben ser comprendidas para el estudio del flujo multifásico y el cálculo de gradientes de presión, son [7], [13]:

- **Holdup (entrampamiento) de líquido:** se define como la fracción del volumen de un segmento de la tubería que es ocupado por el líquido, en algún momento. Su valor va desde cero para flujo monofásico de gas, a uno para el flujo monofásico de líquido.
- **Holdup (entrampamiento) de gas:** es la fracción del volumen de un segmento de tubería, ocupado por el gas. Se relaciona con HI de manera tal que la suma de ambos es igual a la unidad [1].
- **Holdup de líquido sin deslizamiento (λ_l):** para esta relación se considera que el líquido y el gas viajan a través de la tubería a una misma velocidad, y se define por la ecuación 2.14

Ecuación 2.14
$$\lambda_l = \frac{q_l}{q_l + q_g}$$

Donde:

q_l = Tasa de líquido (bnd)

q_g = Tasa de gas (bnd)

- **Holdup de gas sin deslizamiento (λ_g):** se define como la resta de la unidad menos el *holdup* de líquido sin deslizamiento.

- **Holdup de líquido con deslizamiento (H_l):** para esta relación se considera que el líquido y el gas viajan a través de la tubería a diferentes velocidades. y se define por la ecuación 2.15.

Ecuación 2.15
$$H_l = \frac{V_l}{V_{seg-tub}}$$

Donde:

V_l = Volumen de líquido en la sección de tubería (unidad de volumen)

$V_{seg-tub}$ = Volumen de la sección de la tubería (unidad de volumen)

- **Holdup de gas con deslizamiento (H_g):** se define como la resta de la unidad menos el *holdup* de líquido con deslizamiento.

- **Densidad de la mezcla (ρ_m):** todas las ecuaciones de flujo de fluidos requieren conocer el valor de la densidad, la densidad de la mezcla se refiere a la densidad de las fases que la componen, incluyendo la fracción de gas en ella. Se puede calcular según las suposiciones de la correlación de flujo, por ejemplo: se puede calcular con o sin deslizamiento, según las ecuaciones 2.16 y 2.17, respectivamente.

Ecuación 2.16
$$\rho_{md} = \rho_l H_l + \rho_g H_g$$

Ecuación 2.17
$$\rho_{msd} = \rho_l \lambda_l + \rho_g \lambda_g$$

Donde:

ρ_{md} = densidad de la mezcla con deslizamiento (lb/pie³)

ρ_{msd} = densidad de la mezcla sin deslizamiento (lb/pie³)

ρ_l = densidad de la fase líquida (que puede incluir agua y petróleo) (lb/pie³)

ρ_g = densidad de la fase gaseosa (lb/pie³)

• **Velocidad de la mezcla:** una de las más usadas en correlaciones de flujo bifásico la velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase fluida está definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de la tubería. La velocidad superficial del líquido (V_{sl}) se puede calcular mediante la ecuación 2.18

Ecuación 2.18
$$V_{sl} = \frac{q_l}{A}$$

Donde:

q_l = tasa de líquido (bnd)

A = área transversal de la tubería (pulg²)

V_{sl} = velocidad superficial del líquido (pie/s)

La velocidad superficial del gas (V_{sg}) se calcula por la ecuación 2.19.

Ecuación 2.19
$$V_{sg} = \frac{q_g}{A}$$

Donde:

q_g : tasa de gas (bnd)

V_{sg} = velocidad superficial del gas (pie/s)

De modo que, la velocidad superficial de la mezcla viene dada por la ecuación 2.20

Ecuación 2.20
$$V_{sm} = V_{sl} + V_{sg}$$

Donde:

V_{sm} = velocidad superficial de la mezcla (pie/s)

También se puede calcular la velocidad real de la fase líquida y la de la fase gaseosa, mediante las ecuaciones 2.21 y 2.22 respectivamente.

Ecuación 2.21
$$V_l = \frac{q_g}{A \times H_l}$$

Ecuación 2.22
$$V_g = \frac{q_g}{A \times H_g}$$

• **Viscosidad de la mezcla bifásica:** es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica dudoso, sin embargo se define tomando en cuenta si se considera o no el deslizamiento, según las ecuaciones 2.23 y 2.24. La viscosidad de una mezcla de agua-petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso ^[13].

Ecuación 2.23
$$\mu_{md} = \mu_l H_l + \mu_g H_g$$

Donde:

μ_l = Viscosidad dinámica del líquido (cP)

μ_g = Viscosidad dinámica del gas (cP)

μ_{md} = Viscosidad bifásica con deslizamiento (cP)

Ecuación 2.24
$$\mu_{msd} = \mu_l \lambda_l + \mu_g \lambda_g$$

Donde:

μ_{msd} = Viscosidad bifásica sin deslizamiento (cP)

- **Factor de Fricción de la Mezcla:** el componente de fricción de la mezcla no es analíticamente predecible, excepto en el caso de flujo laminar y monofásico, por lo tanto, debe ser determinado experimentalmente o por analogías con flujo monofásico. Muchos investigadores han intentado correlacionar el factor de fricción con el número de Reynolds, sin embargo, en varias correlaciones para predecir las caídas de presión en el flujo vertical, solo usan el número de Reynolds.

2.9.2 Patrones de Flujo Multifásico en Tuberías Verticales

Algunas variables que afectan el patrón de flujo multifásico, tanto en tuberías verticales como horizontales, son: parámetros operacionales como tasas de flujo de gas y líquido, variables geométricas como diámetro de la tubería y ángulo de inclinación. También influyen en el patrón de flujo las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido ^{[1], [7]}.

- **Flujo monofásico:** existe una sola fase en la tubería, bien sea líquido o gas, de donde se deduce que todas las moléculas del fluido viajan a la misma velocidad.

- **Flujo burbuja:** ocurre debido a una disminución de la presión en la tubería, lo cual genera que las moléculas de la fase gaseosa se dispersen en pequeñas burbujas en la fase líquida continua, obteniendo una distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Cuando ocurre con alta tasas de

líquido, esta fase acarrea las burbujas formadas y no existe deslizamiento, este patrón se le llama “Flujo de Burbuja Dispersa”. Por otro lado, cuando existen bajas tasas de líquido, existe deslizamiento entre el líquido y el gas, este patrón de flujo se le llama *Bubbly*^[7].

- **Flujo tapón:** ocurre cuando las burbujas de gas comienzan a aumentar de tamaño y hasta que las burbujas más grandes viajan a velocidades mayores que las pequeñas y se deslizan hacia arriba, luego, debido a que las burbujas viajan más rápido que el líquido, ocurren caídas de presión por fricción.
- **Flujo anular:** las burbujas de gas crecen y se propagan atravesando los tapones de líquido, hasta que forman una fase continúa en el centro de la tubería, por lo cual el líquido se adhiere en la longitud de la tubería como una película desplazándose ascendentemente, a menor velocidad que el gas^[5].
- **Flujo Neblina:** ocurre luego del flujo anular, en este patrón la velocidad del gas es la fase continua y su velocidad es muy alta. La película de líquido en las paredes de la tubería es cada vez más delgada hasta que desaparece y forma pequeñas gotas que viajan a través de la tubería suspendidas en el gas. La fracción de líquido se puede considerar despreciable y muchas veces es omitida en los cálculos de presión^[5].
- **Flujo Espuma:** ocurre cuando el líquido tiene una tensión interfacial alta, impidiendo que las burbujas de gas se mezclen con el líquido, ambas fases se mueven a velocidades semejantes. La espuma dificulta las mediciones.

2.9.3 Patrones de Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales

En tuberías horizontales, el patrón de flujo es afectado por las mismas variables que en los pozos verticales, sin embargo, el diámetro de la tubería es la variable más

importante en este caso y la fricción generada a lo largo de la tubería. A continuación se describen brevemente, siete patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales, los cuales son ampliamente reconocidos ^{[1], [7]}.

- **Flujo Estratificado:** las tasas de flujo son relativamente bajas, por lo que las fases se separan por el efecto de la gravedad, el líquido se ubica en la parte inferior de la tubería y el gas en la parte superior, mientras ambas fases fluyen en forma de superficie interfacial.
- **Flujo Ondulante:** este patrón de flujo es muy parecido al estratigráfico, se diferencian en la interface entre el líquido y el gas, donde las velocidades son mayores para el gas, existe turbulencia en el flujo.
- **Flujo burbuja:** ocurre cuando existen velocidades de flujo del gas muy bajas en comparación con las velocidades del líquido. Las burbujas de gas se encuentran dispersas en la fase continua de líquido.
- **Flujo tapón de gas y tapón de líquido:** existe un flujo alternado entre el líquido y el gas en la tubería. Se forman tapones, ya sean de líquido o gas, obteniendo un flujo con altas velocidades en la parte inferior de la tubería y bajas en la parte superior donde se ubica la otra fase.
- **Flujo Anular:** al igual que en tuberías verticales, este patrón se genera cuando la tasa de flujo de gas es muy alta, por lo que el gas se abre paso y fluye por el centro de la tubería mientras que el líquido se distribuye como película en las paredes de la tubería.
- **Flujo Neblina:** similar que en las tuberías verticales, el gas es la fase continua y el líquido se encuentra disperso en forma de pequeñas gotas.

2.9.4 Correlaciones de Flujo Multifásico

A lo largo del tiempo se han desarrollado diversas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión en las tuberías. Dichas correlaciones se han clasificado de la siguiente forma ^[7]:

Categoría Tipo A: este tipo de correlaciones consideran que no existe deslizamiento entre las fases y consideran un flujo homogéneo, por lo que no establecen patrones de flujo, para calcular la densidad se basan en el número de Reynolds, entre ellas: Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown.

Categoría Tipo B: consideran que existe deslizamiento, es decir, se asume que las velocidades entre las fases son diferentes, pero no toman en cuenta el patrón de flujo. La más conocida y usada en esta categoría es la de Hagedorn & Brown.

Categoría Tipo C: consideran que existe deslizamiento y consideran el patrón de flujo se considera, por lo cual se requiere el factor de fricción y la fracción de líquido. Por ejemplo, las de: Duns & Ros, Orkiszewski, Aziz Govier & Fogarasi, Chierici, Ciucci & Sclocehi, y Beggs & Brill.

Algunas de las correlaciones más usadas para el cálculo de gradientes de presión son:

Hagedorn y Brown ^[14]

Se considera una correlación general con un amplio rango de aplicación que incluye el término de energía cinética a la vez que considera el deslizamiento entre las fases y no el patrón de flujo. El factor de fricción para flujo bifásico es calculado utilizando el diagrama de Moody, el factor de entrapamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro números adimensionales:

número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida ^[7].

Beggs y Brill ^[15]

Desarrollada para calcular las caídas de presión en tuberías horizontales o inclinadas a cualquier ángulo, con flujo multifásico. Esta correlación permite determinar el factor de entrapamiento de líquido, como también un factor de fricción bifásico que independiente del patrón de flujo presentado.

Duns y Ros ^[16]

Desarrollada para los casos de patrón de flujo neblina, es aplicable para el estudio de pozos productores de gas con altos cortes de agua, mientras no exista emulsión. El cálculo del gradiente total integra los gradientes de presión estática (donde considera el deslizamiento entre fases), fricción y aceleración. Las consideraciones de esta correlación permiten su aplicación para flujo en las tuberías y espacios anulares, y a una amplia gama de mezclas de petróleo y gas.

Poettmann y Carpenter ^{[5], [13]}

Esta correlación considera una mezcla homogénea, sin deslizamiento entre fases, no considera el patrón de flujo presentado ni el cambio de energía cinética del fluido, por otro lado, asume que las pérdidas de energía se deben a la fricción generada entre el fluido y las paredes de la tubería, para lo cual debe ser definido un factor de pérdida de energía por fricción.

Orkiszewski ^[17]

Desarrollada con la premisa de predecir la presión, con un error del 10%, en una búsqueda de valores precisos para flujo multifásico, levantamiento artificial por gas y

una amplia gama de condiciones. Combinó diferentes estudios para flujo tapón y neblina, lo cual le permitió desarrollar un coeficiente de distribución de líquido que integra valores de velocidad superficial, diámetro de la tubería y viscosidad líquida, obteniendo resultados que se consideran más realistas, en su gama de aplicación.

Aziz, Govier y Fogarasi ^[13]

Este modelo propone un nuevo mapa de patrones de flujo en tuberías verticales, donde el patrón es corregido por dos factores adimensionales que dependen principalmente de la velocidad superficial del gas y del líquido, considerando el deslizamiento entre las fases. Se plantearon nuevas ecuaciones para calcular el *holdup* de líquido en el flujo Burbuja y en el flujo Tapón.

2.10 Análisis Nodal ^[1]

El sistema de producción y las caídas de presión correspondientes, describen el camino que los fluidos deben recorrer. Cada componente del sistema es independiente, sin embargo, en cualquiera de ellos, la tasa que la caída de presión en superficie puede entregar, debe coincidir con la tasa que la caída de presión en el fondo puede permitir.

El proceso de análisis nodal requiere seleccionar un nodo y calcular su presión, el nodo debe ser seleccionado en cualquier punto del sistema, algunos de los nodos más comunes son: el separador, el estrangulador, el cabezal, la válvula de seguridad y el fondo del pozo (P_{wf}) ^[13].

Se debe realizar un balance de energía, el cual se puede obtener numérica o gráficamente. En el nodo seleccionado, se asumen convenientemente varias tasas de flujo, para cada una de ellas se determina la presión con la cual el yacimiento entrega

dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a presión del separador (P_{sep}). La disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en diversos puntos de la trayectoria del proceso de producción ^[7].

En la figura 2.7 se muestra un ejemplo básico de la ubicación del nodo en el cabezal del pozo.

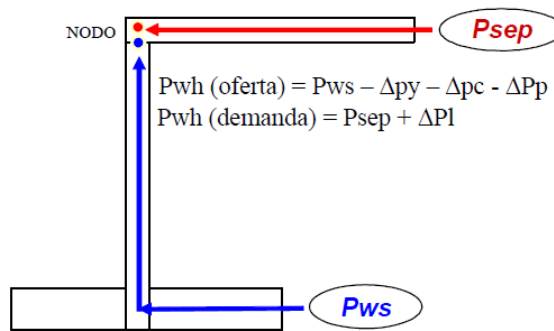


Figura 2.7. Ejemplo de un nodo en el cabezal del pozo ^[7]

En la figura 2.8 se muestra un ejemplo de la ubicación de nodos en un sistema de bombeo mecánico.

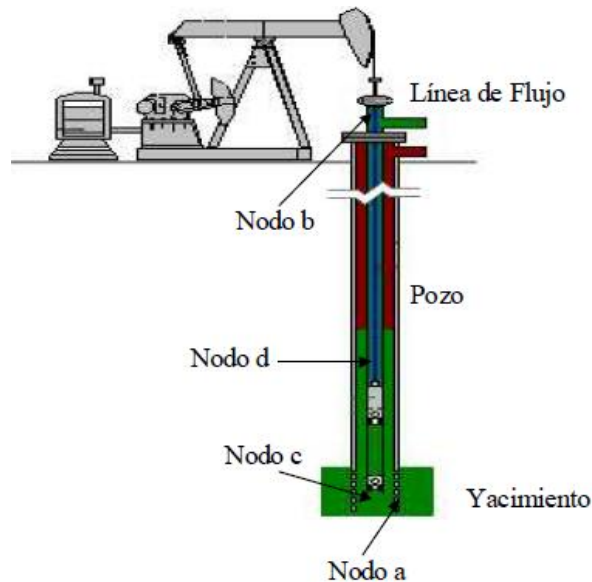


Figura 2.8. Ubicación de nodos en un sistema de bombeo mecánico ^[6]

Este análisis permite realizar el diseño del sistema de producción, ya que se puede calcular la tasa a esperar, permite evaluar diversas opciones y encontrar la mejor o la más conveniente. De la misma forma, una vez en producción el pozo, se puede realizar un diagnóstico de sus condiciones actuales, en base a la tasa y las caídas de presión encontradas, analizando cada uno de los componentes e identificando cuál puede necesitar ajustes. Otra aplicación es la optimización de la producción. De forma tal, que se aplica el mismo enfoque para los tres escenarios planteados ^{[1], [7]}

En la figura 2.9 se muestra un ejemplo de análisis nodal, donde se evalúa el efecto del diámetro de la tubería de producción sobre la tasa.

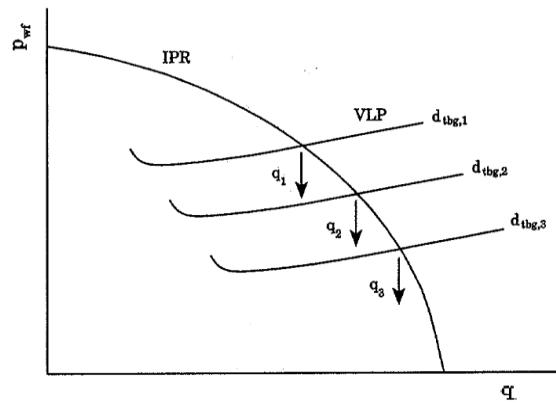


Figura 2.9. Análisis de sensibilidad al diámetro de la tubería de producción ^[1]

2.11 Bombeo Mecánico

El método de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico (BM) es el más común y antiguo del mundo. Debido a su simplicidad y robustez, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos, sin embargo, existen algunas limitaciones físicas para la aplicación en cuanto profundidad, caudales a levantar y disponibilidad de espacio en superficie ^[6]. Usualmente es el más económico y el sistema más fácil de mantener cuando es diseñado y operado apropiadamente.

El BM se caracteriza por emplear una unidad de bombeo en superficie que transmite el movimiento a una bomba de subsuelo mediante una sarta de cabillas, utilizando la energía suministrada por un motor. Este método tiene un amplio rango de aplicación, puede trabajar con crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados, sin embargo, su principal aplicación es para los dos últimos. No es recomendable su uso con RGL muy altas, ya que supone grandes cantidades de gas libre en la entrada de la bomba, lo cual disminuye considerablemente su eficiencia, tampoco es recomendable en pozos altamente desviados, ya que puede generar problemas en la apertura y cierre de las válvulas ^[18].

En cuanto a la profundidad de asentamiento de la bomba, la aplicabilidad y eficiencia del sistema están relacionadas. Por ejemplo, a 2.000 pies de profundidad, los problemas son relativamente insignificantes, sin embargo, pueden volverse importantes a 10.000 pies ^[5]. En la figura 2.10 se muestra una gráfica que expresa la relación de las tasas obtenidas según la profundidad de la bomba, donde se observa que la tasa de producción cae rápidamente a medida que aumenta la profundidad.

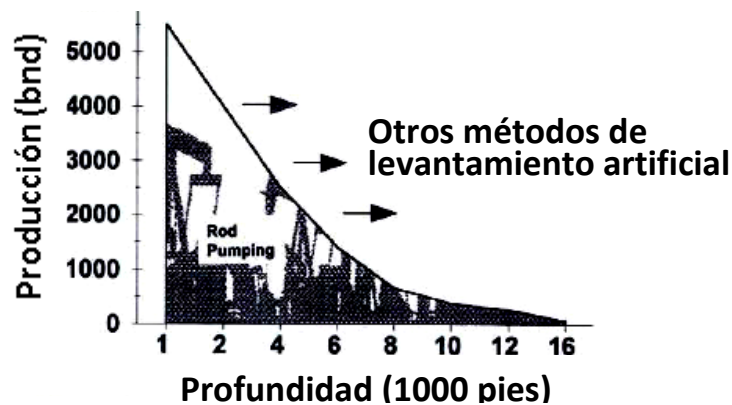


Figura 2.10. Relación tasa - profundidad de la bomba para BM ^[18]

2.11.1 Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico

Los componentes del sistema de BM se clasifican en componentes superficie y componentes de subsuelo. En la figura 2.11 se muestra un sistema de BM con unidad tipo Mark II, indicando sus elementos.

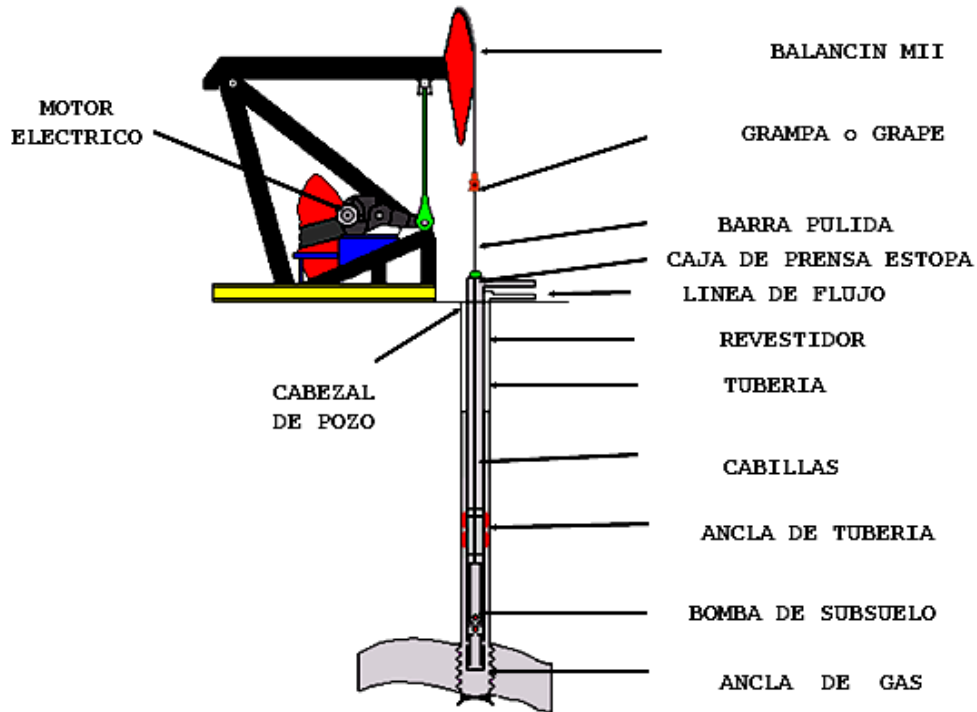


Figura 2.11. Componentes más comunes de un sistema de BM ^[19]

2.11.1.1 Equipos de Superficie

- **Unidad de bombeo** ^{[18], [20], [21]}

La unidad de bombeo llamada balancín, caballito, pumpa, entre otros nombres, tiene como función convertir el movimiento rotacional del motor (eléctrico o de combustión interna) en movimiento recíproco vertical requerido por la barra pulida.

El *American Petroleum Institute* desarrolló un método estándar para describir las unidades de bombeo, donde la primera cifra es la designación de la capacidad de carga de la caja de engranaje en miles de libras-pulgadas (torque) y la segunda cifra es la capacidad de la estructura en cientos de libras. Se observa en la figura 2.12:

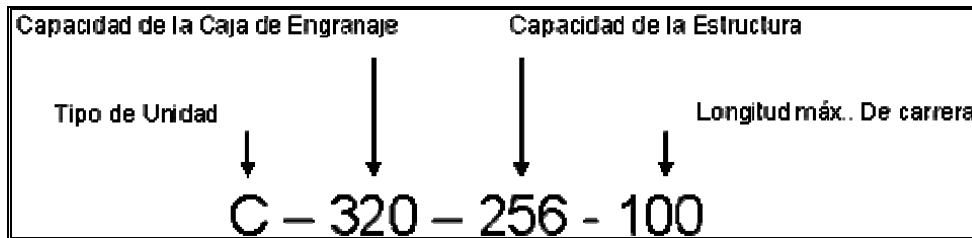


Figura 2.12. Designación API para unidades de bombeo ^[18]

Existen diversos tipos de unidades de bombeo: Convencional, Balanceada por Aire, Unitorque o Mark II e Hidráulica, son las más conocidas. También existen unidades de carrera extra-larga, las cuales tienen una carrera máxima superior a 216", por lo general su velocidad está limitada a no más de 5 cpm, entre ellas se encuentran las *Rotaflex* y *DynaPump*, ambas son Clase I. En Venezuela, las más usadas son las Convencionales y Mark II ^[21].

- Unidad convencional: es el más antiguo y usado en la industria cuyos orígenes se basan en los aparatos usados para perforar los pozos. La rotación de la manivela puede ser en ambas direcciones y tienen el pivote entre la carga del pozo y la generación de torque y "halan" a la barra pulida. Se les llama de Case I.

- Unidad Mark II o Unitorque: se introdujo a principio de los años 60, su diseño requiere menos energía que uno convencional para levantar la misma carga de fluidos. Las contrapesas están colocadas en una manivela de doble brazos separados y opuestos a la manivela de los pines con un ángulo de desfase que oscila entre 19 y 28°. Se le llama de geometría avanzada o clase III.

Partes de la unidad de bombeo [6], [18], [21]

- Torre: es el componente que soporta las cargas mayores en la unidad. Puede tener tres o cuatro patas.

- Silla, pivote del Caimán o viga viajera: se encuentra en el tope de la torre, debe soportar los esfuerzos de flexión que se generan en sus extremos por la carga del pozo y el empuje en los brazos. El Caimán es el punto de referencia para la alineación longitudinal del balancín y la barra pulida. Si la desalineación es muy severa, el prensa-estopas y la barra pulida se dañarán y ocasionarán derrames. La mejor forma de chequear la alineación longitudinal es colocándose a unos 20 metros detrás del balancín y observar si el centro del Caimán está centralizado con la barra pulida.

- Cabezote: se encuentra en el extremo del Caimán, del lado del pozo, a través de la Guaya y Brida mueve la barra pulida. Al igual que el Caimán, el Cabezote es la referencia para la alineación vertical del balancín. Esta alineación controla la distancia entre el balancín y el cabezal del pozo.

- Barra ecualizadora o Equalizador: se encuentra en el extremo opuesto del Caimán, está unido al Caimán por la Pelota que es un conjunto de cojinetes que transmite el movimiento oscilatorio. En algunos modelos no existe la Pelota sino que el movimiento oscilatorio se efectúa con doble conjunto de cojinetes en ambos extremos del Ecualizador conectados a los Brazos.

- Brazos: son los que conectan al Ecualizador con la Manivela mediante los Pines que transforman el movimiento rotatorio de la Manivela en oscilatorio en el Caimán.

- Manivela: está conectada al Eje de Baja de la Caja de Engranajes la cual recibe, a través de un juego de Correas y Poleas (Engranaje y Motor) conectadas al Eje de Alta la energía suministrada por el Motor.

- Tambor del Freno: se encuentra al otro extremo del Eje de Alta, se conecta a través de un cable flexible a la palanca situada generalmente cerca del Motor.

- Pesas o Contrapesas: se encuentran en la Manivela, fijadas sobre rieles para facilitar su desplazamiento, en caso de ser necesario, para efectos del balanceo de la unidad.

- Caja de Engranajes, puede ser de Simple o Doble Reducción, siendo estas últimas las de mayor uso. Cuando la velocidad es menor de 5 cpm es recomendable instalar un set de lubricación forzada.

- **Unidad Motriz o Motor**

Al principio se usaron motores a vapor, sin embargo, pronto se extendió el uso de motores eléctricos y de combustión interna. El motor le suministra la potencia que el sistema necesita, afecta el consumo de energía y las cargas de la caja de engranaje ^[6].

- **Barra Pulida**

Es una pieza sólida de acero que se mueve dentro de la tubería, soporta la mayor carga del sistema, su superficie es pulida para lograr un perfecto sello con las gomas del prensa-estopas.

- **Prensa-estopas**

Su propósito es impedir que los fluidos del pozo se derramen en la superficie por el movimiento de la Barra Pulida.

2.11.1.2 Equipos de subsuelo

Sus principales componentes son la sarta de cabillas y la bomba de subsuelo ^{[18], [20]}.

- **Sarta de cabillas**

Conecta los componentes de fondo con los de superficie para transmitir el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba. La sarta se construye conectando cabillas individuales hasta la profundidad deseada de la bomba y su comportamiento tiene un impacto directo en la eficiencia del sistema y sus fallas ocasionan la total paralización del sistema de bombeo. Por sus propiedades físico-químicas, los esfuerzos aplicados y su longitud, la sarta se comportan como un cuerpo flexible, influenciada por la inercia que se genera a partir del movimiento transmitido desde la unidad de bombeo.

- **Bomba de subsuelo**

En la actualidad, todas son de desplazamiento positivo y movimiento recíprocante ^[6]. Sin embargo, se han creado diversos tipos de bomba en función de satisfacer las necesidades de pozos con condiciones específicas y solucionar problemas particulares, por lo que se han realizado diversas adaptaciones, en la figura 2.13 se muestra una bomba API y sus partes.

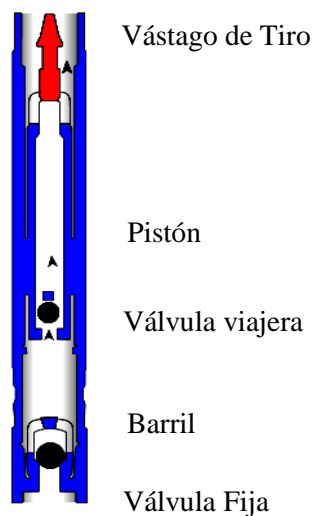


Figura 2.13. Partes de una bomba de subsuelo ^[20]

Tipos de bomba API

- Bombas de tubería (T): en este tipo de bomba, el barril y el sistema de anclaje forman parte de la sarta de producción, siendo el anclaje inferior y el barril estacionario. Este tipo de bomba tiene mayor capacidad que las bombas insertables.
- Bombas de cabillas o insertadas (R): estas bombas se corren como un todo con las cabillas y se asientan en el anclaje previamente colocado en la tubería de producción. Pueden ser de barril estacionario o movable y su anclaje inferior o superior. Supone menores costos en mantenimiento y el barril de la bomba puede actuar como separador de gas.

Tipos de barril según su espesor

- “H” para los barriles de pared gruesa (aprox. de 3/16” a 1/4”) y se usa especialmente para profundidades mayores a 7.000’ o cargas de fluidos sobre las 7.000 lb.
- “W” para los barriles delgados (aprox. 1/8”).

Posición del anclaje de la bomba

- “A” indica que se encuentra en la parte superior
- “B” indica que se encuentra en la parte inferior
- “T” indica que se encuentra en la parte inferior (pistón estacionario y barril viajero)

Tipo de anclaje de la bomba

- “C” indica que es de tipo de Copa
- “M” indica que es de tipo Mecánico

Designación API de las bombas

El *American Petroleum Institute* ha publicado una nomenclatura para describir las bombas, aunque dicha nomenclatura se puede adaptar a las circunstancias locales. La designación completa para bombas es un codificador Alfa-Numérico de trece (13) a catorce (14) caracteres divididos en siete (7) campos, en la tabla 2.1 se muestra el orden de dichos campos y lo que se debe escribir en cada uno, según la designación API.

Tabla 2.1. Designación API de bombas de subsuelo

1er campo		2do campo		3er campo	4to campo	5to campo	6to campo	7mo campo
Diámetro externo de la tubería de producción		Diámetro interno de la bomba		Bomba, Barril, Anclaje y Tipo de anclaje	Longitud del barril (pies)	Longitud nominal del barril (pies)	Longitud de la extensión superior (pies)	Longitud de la extensión inferior (pies)
2 dígitos		3 dígitos		4 letras				
API	Significa	API	Significa	1ra: Tipo de bomba				
15	1,900"	125	1,25"					
20	2,375"	150	1,50"					
25	2,875"	175	1,75"	2da: Tipo de Barril				
30	3,500"	178	1,78"					
40	4,500"	200	2,00"	3ra: Posición del anclaje				
---	---	225	2,25"					
---	---	250	2,50"					
---	---	275	2,75"	4ta: Tipo de anclaje				
---	---	375	3,75"					

A continuación, se presenta un ejemplo de la nomenclatura de una bomba, según las reglas API.

- Bomba del tipo cabilla o insertable de 2-1/4” en el diámetro interior con un barril de 24’ de largo, pared gruesa, un pistón de 4’ de longitud y anclaje inferior del tipo mecánico para ser asentada en tubería de 3-1/2”, con conectores de extensión de 1’:

Se debe escribir: 30 - 225 – RHBM - 24 - 4 - 1 - 1

2.11.2 Funcionamiento del Sistema de Bombeo Mecánico

El funcionamiento del sistema de bombeo mecánico se puede evaluar a partir de diferentes parámetros, es necesario revisar las condiciones en todos los elementos que lo conforman, sin embargo, a continuación se describen algunos de mucha utilidad para este propósito.

- **Operación de una Bomba de Subsuelo en Perfectas Condiciones**^{[18], [21]}

Esta bomba es un arreglo embolo-cilindro, los cuales en el lenguaje petrolero al embolo se le llama pistón y al cilindro se le llama barril de la bomba. El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamada válvula viajera debido a que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón. A la entrada del barril de la bomba existe otra válvula llamada válvula fija debido a que está fijada a la tubería y no se mueve. La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema, influye en las cargas sobre la sarta de cabillas, unidad de bombeo, caja de engranaje y motor.

Al comienzo de la carrera ascendente, la válvula viajera cierra (punto A de la Figura 2.14). En este punto la válvula viajera levanta las cargas del fluido. Estas cargas permanecen constantes durante el recorrido ascendente (desde el punto A hasta B). En la carrera descendente, cuando el pistón comienza el movimiento hacia abajo, la válvula viajera abre (punto C). En este punto la válvula viajera se libera de la carga de fluido y la presión del mismo se transfiere a la tubería a través de la válvula fija,

quedando la válvula viajera sin carga de fluido durante la carrera descendente (desde el punto C al D). Las diferencias de carga entre los puntos A y D (o B y C) son las cargas del fluido en el pistón. De manera ideal, como se observa en la figura 2.12 las cargas de fluido son transferidas instantáneamente desde D hasta A y desde B hasta C. Esto es verdad solo al asumir incompresibilidad del fluido y bomba llena (sin problemas que disminuyan su eficiencia) ^{[18], [21]}.

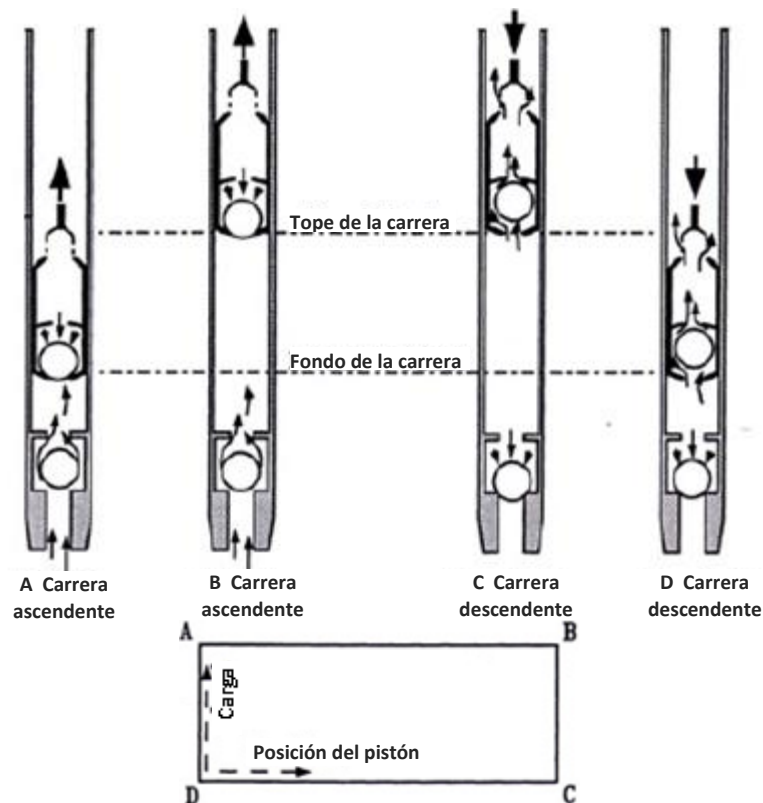


Figura 2.14. Funcionamiento de la bomba de subsuelo y carta dinográfica de fondo ^[18]

- **Carta Dinográfica**

Puede ser de fondo o de superficie. Si la carta es de superficie, refleja las cargas aplicadas en la barra pulida en función de su posición durante una carrera. Si es de fondo, refleja las cargas aplicadas en el pistón en función de su posición durante una

carrera. A través de la carta dinagráfica se puede, entre otras cosas, reconocer una variedad de problemas que se podrían presentar en el pozo como: interferencia de gas, golpe de fluido, golpe de bomba, cabillas sueltas, etc., estas condiciones han sido plenamente identificadas en la literatura acerca de BM, más adelante en esta sección se explicarán algunas y en el apéndice A-I se presentan diversas formas que puede adquirir este diagrama ^[18].

- **Desplazamiento de la Bomba** ^{[6], [18], [21]}

Es la capacidad de la bomba. Depende de la velocidad de bombeo, diámetro del pistón y recorrido de la bomba. El recorrido de la bomba depende principalmente de la profundidad de la bomba, diseño y material de la sarta de cabillas, velocidad de bombeo, y tipo de unidad de bombeo. Se calcula a partir de la ecuación 2.25 o de la ecuación 2.26, considerando una eficiencia volumétrica de 100%. Si se quiere obtener el desplazamiento real de la bomba, se deberá multiplicar el desplazamiento teórico (Pd) por la eficiencia volumétrica real.

Ecuación 2.25 $Pd = 0,166 \times Dp^2 \times Sp \times N$

Ecuación 2.26 $Pd = Cp \times Sp \times N$ (se sustituyó $0,166 \times Dp^2$ por Cp)

Donde:

Pd = Desplazamiento de la bomba (bnd)

Dp = Diámetro del pistón (pulg)

Sp = Longitud de la carrera en fondo (pulg)

N = Velocidad de bombeo (cpm)

Cp = Constante de bombeo (bnd/pulg/cpm)

En el apéndice A-2 se encuentra una tabla con las áreas del pistón y la constante de la bomba para los tamaños de pistones más comunes.

- **Análisis de Tensiones en las Cabillas** ^{[6], [18], [21]}

Las cabillas son hechas de acero, fibra de vidrio o mezclas de acero y fibra de vidrio, se seleccionan para conformar la sarta de cabillas de acuerdo a su material y diámetros, siguiendo los requerimientos específicos de cada pozo. Cada cabilla de la sarta debe soportar las cargas de fluido y el peso de las cabillas por debajo de ellas. Su funcionamiento afecta las cargas en la barra pulida y en la caja de engranaje, el consumo de energía, torque en la caja de engranaje y la carrera de fondo.

La norma API SPEC 11B especifica tres grados de cabillas de acero. Estas son K, C y D, en el apéndice A-III se muestra las propiedades químicas y mecánicas para estos grados de cabilla. También existen otros tipos de cabillas, llamadas “cabillas no API”, por ejemplo, las cabillas de alto esfuerzo: *Oilwell Electra*, LTV HS y UPCO 50K, las cuales son usadas en pozos con alta tasa de producción o profundidades que las cabillas convencionales (API) no pueden manejar sin sobrecargarse severamente, sin embargo, en ambientes corrosivos, son más susceptibles que las cabillas API.

La carga en las cabillas depende del nivel de fluido, tamaño del pistón de la bomba (ya que él determina la carga de fluido a ser cargado por las cabillas), velocidad de bombeo, longitud de la embolada y material de las cabillas.

El análisis de tensión se realiza con el objetivo de determinar si las cabillas están sobrecargadas. El rango de tensión permitida en las cabillas depende del material, grado de la cabilla y la corrosión del pozo.

En el caso de las cabillas API de acero, se utiliza el Diagrama Modificado de Goodman para calcular la tensión máxima permisible, este método se puede aplicar gráficamente o con ecuaciones y su objetivo es determinar si las cabillas están o no sobrecargadas (según las recomendaciones de la norma API publicación RP11BR).

Un parámetro importante a considerar en este análisis es el factor de servicio (FS), el cual es un número utilizado para ajustar la tensión permitida para asegurar la carga apropiada y prevenir fallas prematuras, típicamente se encuentra entre 0.7 y 1.0.

En el análisis mediante ecuaciones se puede determinar el porcentaje de carga en las cabillas mediante la ecuación 2.27. Si dicho porcentaje es mayor que 100%, la sarta de cabillas está sobrecargada.

$$\text{Ecuación 2.27} \quad \% \text{Carga en cabillas} = \left(\frac{S_{m\acute{a}x} - S_{m\acute{i}n}}{DS_A} \right) \times 100$$

Donde:

$S_{m\acute{a}x}$ = Tensión máxima aplicada (lpc)

$S_{m\acute{i}n}$ = Tensión mínima aplicada (lpc)

DS_A = Rango de tensión permisible (lpc)

Donde DS_A , S_A , $S_{m\acute{a}x}$ y $S_{m\acute{i}n}$ se pueden calcular por las ecuaciones 2.28, 2.29, 2.30 y 2.31 respectivamente.

$$\text{Ecuación 2.28} \quad DS_A = S_A - S_{m\acute{i}n}$$

$$\text{Ecuación 2.29} \quad S_A = (0,25 \times T \times 0,5625 \times S_{m\acute{i}n}) FS$$

$$\text{Ecuación 2.30} \quad S_{m\acute{i}n} = \frac{\text{Carg} \text{ Carga}_{m\acute{i}n}}{\text{Área}_{cabillas}}$$

$$\text{Ecuación 2.31} \quad S_{m\acute{a}x} = \frac{\text{Carga}_{m\acute{a}x}}{\text{Área}_{cabillas}}$$

Donde:

S_A = Tensión máxima permitida (lpc)

$S_{mín}$ = Tensión mínima medida o calculada (lpc)

T = Fuerza tensil mínima de la cabilla (lpc)

FS = Factor de servicio (adimensional)

$Carga_{mín}$ = Carga mínima aplicada en las cabillas (lb)

$Carga_{máx}$ = Carga máxima aplicada en las cabillas (lb)

$\text{Área}_{cabillas}$ = Área de las cabillas (pulg²)

- **Eficiencia del Sistema**

Es la relación de la mínima energía requerida para la producción actual dividida entre la energía real consumida por el motor. Un 45% o más de eficiencia del sistema se considera excelente y es la eficiencia más alta que puede esperarse tenga un sistema de bombeo mecánico convencional. Problemas comunes tales como golpe de fluido, pistón de la bomba desgastado, unidad desbalanceada, etc., reducen la eficiencia del sistema. Valores entre 35% y 45% se consideran valores promedio de eficiencia, mientras que menores a 35% son pobres ^{[18], [22]}.

Para aumentar la eficiencia del sistema, se procura disminuir el consumo de energía, para ello se puede utilizar bombas más grandes y velocidades de bombeo menor, sin embargo, bombas más grandes incrementan las cargas en las cabillas y los torques en la caja de engranaje, por lo tanto podría ser necesario utilizar unidades de bombeo más grande, lo que incide en costos de inversión. Por otra parte, si se quiere utilizar bombas de menor dimensión y mantener la producción, es necesario aumentar la velocidad y la carrera de bombeo, lo que incrementa el consumo de energía pero podría reducir el requerimiento del tamaño de la unidad de bombeo. De lo anterior se puede concluir que existe un compromiso entre eficiencia, carga en las cabillas y el tamaño de la unidad de bombeo ^[6].

2.11.3 Factores que Afectan el Funcionamiento del Sistema de BM

Algunos de los factores que más afectan el funcionamiento del sistema de bombeo mecánico se describen a continuación:

Nivel estático (NE): es la altura de la columna de fluidos que balancea la presión del yacimiento en un pozo que produce por levantamiento artificial, es decir, un pozo donde el yacimiento no tiene suficiente energía para vencer las presiones desde el fondo hasta el separador de la estación ^[21].

Nivel Dinámico (ND): es la altura de los fluidos en el anular del pozo una vez que la tasa de producción se ha estabilizado ^[21].

Sumergencia de la bomba: es la altura de la columna de fluidos en el anular cuya base es la profundidad de la bomba y el tope es el ND. Es función de la presión de entrada de la bomba, la presión del cabezal del revestidor y el gradiente de los fluidos en el anular ^[21].

Gas libre en la entrada de la bomba: la eficiencia volumétrica de las bombas en los pozos petroleros, sean reciprocantes, de cavidad progresiva o electrosumergibles es afectada por la cantidad de gas que deban manejar. En principio, las bombas no están hechas para manejar gas aunque pueden aceptarlo en mayor o menor cantidad dependiendo de la tecnología que se use en su diseño ^{[18], [21]}.

Viscosidad: es uno de los factores que afecta directamente las pérdidas de presión del fluido, depende de los compuestos que lo conforman, su gravedad API, la temperatura y el gas que este contenga en solución. La viscosidad afecta el llenado de la bomba, el cierre de las válvulas y la fricción entre el pistón y el barril, lo que en consecuencia afecta las cargas en las cabillas y en los equipos de superficie ^[18].

Presencia de arena en los fluidos producidos: la arena puede provenir de la formación o de fracturas por estimulación. Si la cantidad de arena es considerable, puede causar desgaste de válvulas, desgaste entre el pistón y el barril, reducción del área de flujo por residuos, entre otros ^[18].

Tolerancia entre el pistón y el barril (*fit*): es el espacio o luz entre pistón y barril, se deja dicho espacio para asegurar una adecuada lubricación entre estos elementos. Generalmente se expresa en milésimas de pulgadas con el signo (-) antepuesto, en el rango de -0,001 pulg a -0,005 pulg, sin embargo puede ser mayor.

Velocidad máxima de bombeo: depende en lo específico del sistema. Un límite importante es la caída libre de la barra pulida, sin embargo, también podría ser prevenir que las cargas mínimas en la barra pulida se acerquen a cero, un valor de 500 lb es un límite seguro para pozos profundos y uno de 100 lb es suficiente para muchos sistemas someros de alta tasa. Estos límites son solo para el descenso de las cabillas. Existen otros factores que limitan la máxima velocidad de bombeo, tal como excesiva compresión de las cabillas, eficiencia baja del sistema, etc.

En general, se puede decir que la velocidad máxima de bombeo para un sistema dado, depende de: geometría de la unidad de bombeo, longitud de la carrera de la barra pulida, material y diseño de la sarta de cabillas, tamaño del pistón de la bomba, fricción cabillas-tubería y del pandeo o compresión de la sarta de cabillas ^[18].

2.11.4 Problemas Comunes en un Sistema de Bombeo Mecánico

Para optimizar el comportamiento de sistemas por bombeo mecánico es importante identificar y entender los problemas que reducen la rentabilidad. Las dos principales fuentes de reducción de rentabilidad son:

Eficiencia baja del sistema: generada por bomba desgastada, golpe de fluido, golpe de bomba, interferencia de gas, unidad desbalanceada, mal diseño del tamaño del motor, entre otros.

Fallas del equipo: generada por cabillas partidas, fuga en tubería, fallas en la bomba, fallas en la caja de engranaje, entre otros.

A continuación se describen algunos de los problemas más comunes:

- **Interferencia de gas** ^[18]

Esta condición se ve reflejada en la figura 2.15, donde se representa la bomba de fondo y la carta dinográfica correspondiente. En el punto A, comienza la carrera ascendente. El pistón se mueve de A hasta B antes que la presión en el barril caiga lo suficiente para recoger completamente la carga del fluido y abra la válvula fija ya que se está expandiendo el gas en la bomba en lugar de producir líquido, quedando desperdiciada una parte significativa de la embolada. En el punto B, la válvula fija está abierta, y el fluido está entrando en el barril de la bomba. En el punto C, la bomba alcanza el tope de su recorrido y se para momentáneamente antes de empezar a descender. En el punto D, el pistón se está moviendo hacia abajo. La válvula viajera se cierra. En el punto E, el pistón ha bajado más y ha comprimido la mezcla de gas y líquido en la bomba a una presión aún mayor. En el punto F, el pistón ha bajado lo suficiente para comprimir el fluido en el barril a una presión mayor y la válvula viajera abre, transfiriendo el fluido en el barril de la bomba a la tubería.

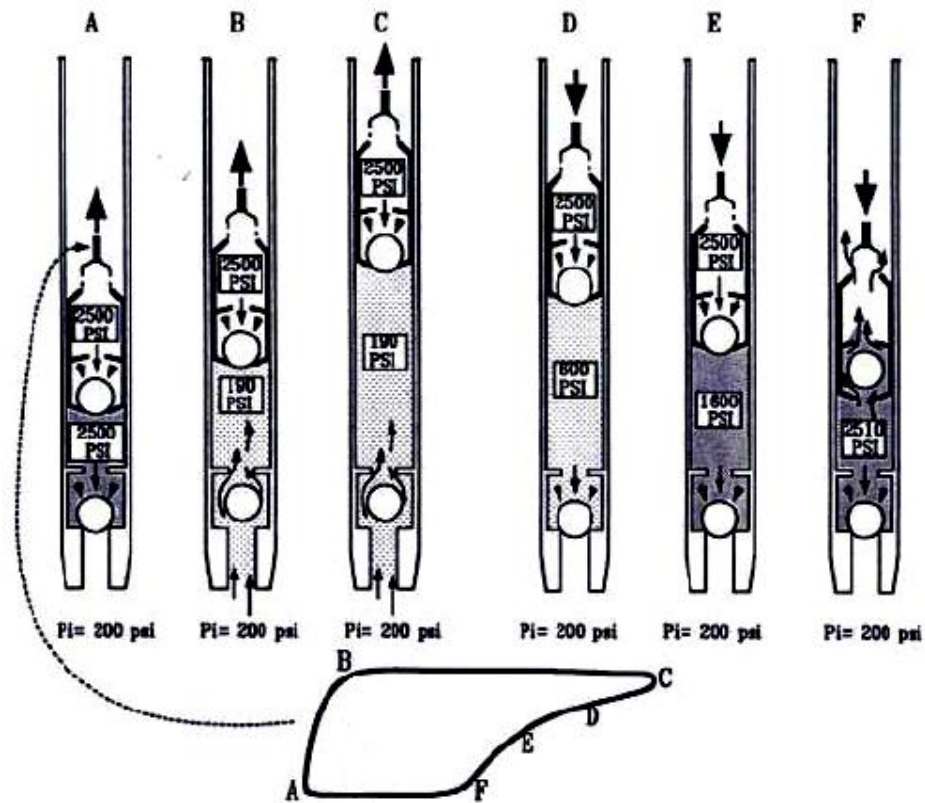


Figura 2.15. Interferencia de gas reflejada en una carta dinagráfica tipo ^[18]

Entre las medidas recomendadas están: espaciar el pistón de la bomba más cerca del fondo para minimizar esta pérdida de recorrido debido a la expansión de gas. También instalar algún dispositivo mecánico para minimizar el efecto del gas libre.

- **Golpe de Fluido**

En la figura 2.16 se representa la bomba de fondo y la carta dinagráfica correspondiente. En el punto A el pistón comienza a subir. La válvula viajera cierra y la válvula fija abre. Desde A hasta B, el fluido entra al barril. Sin embargo, no hay suficiente fluido para llenar el barril de la bomba, por lo que la bomba queda parcialmente llena con líquido y con gas a baja presión. Al iniciar la carrera descendente, no hay fluido para abrir la válvula viajera, por lo que permanece

cerrada, hasta que el pistón golpea el fluido en el punto D, en ese instante, la válvula viajera abre y el fluido se transfiere rápidamente del pistón a la tubería. Debido a que en este punto el pistón está viajando cerca de su máxima velocidad, el pistón, el barril de la bomba y las cabillas están sujetos a un fuerte impacto. Este efecto se puede asociar a una alta viscosidad por lo que el fluido se mueve lentamente y no llena el barril de la bomba, se recomienda revisar la longitud del barril y el espaciado del pistón.

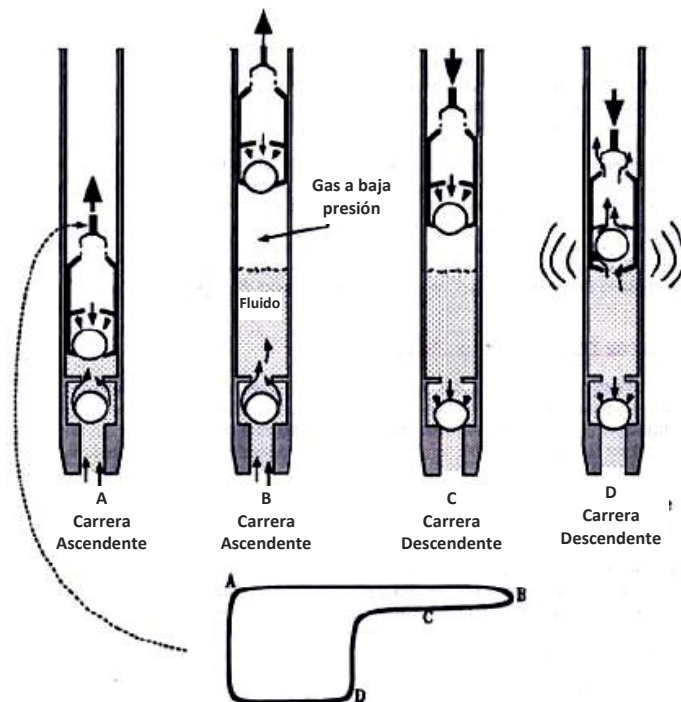


Figura 2.16. Golpe de fluido reflejado en una carta dinográfica tipo^[18]

- **Golpe de bomba**

Ocurre cuando el pistón tiene un espaciado muy bajo, de manera que puede estar golpeando el fondo al final de la carrera descendente. La única diferencia entre esta forma y la forma de una carta dinográfica de bomba llena es el pico de carga justo al final de la carrera descendente. Como muestra la figura 2.17, al golpear el pistón el fondo de la bomba, en el punto D, un gran golpe compresivo reduce la carga del

pistón y explica la punta al final de la carrera descendente. Si el pistón golpea el tope de la bomba, un pico de carga similar aparece justo al final de la carrera ascendente.

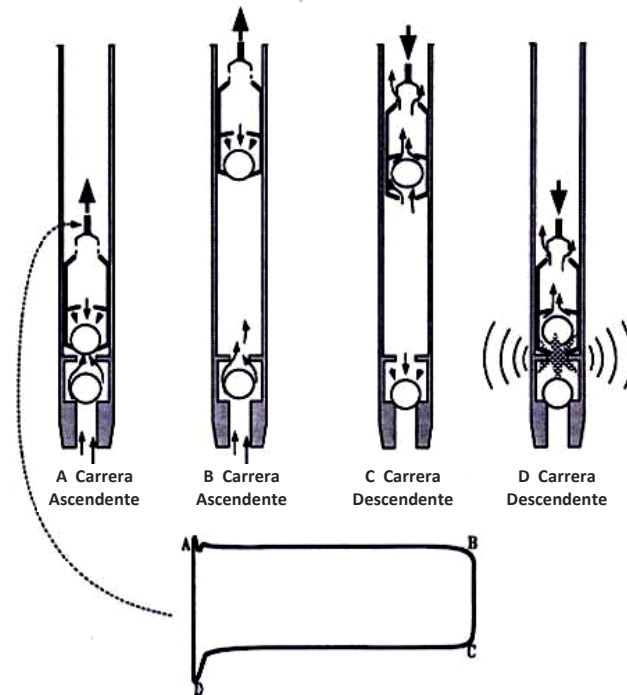


Figura 2.17. Golpe de bomba reflejado en una carta dinográfica tipo ^[18]

- **Falla en las cabillas** ^[21]

Puede ocurrir por tensión o por fatiga. Las fallas por tensión no son muy comunes, se originan cuando las cargas aplicadas exceden la resistencia a la tensión del material de la cabilla. Para evitar este tipo de fallas, es conveniente conocer el peso máximo con que se puede tensionar la sarta de cabillas, considerando el factor de servicio, el punto cedente del material y grado de la cabilla de menor diámetro en la sarta.

Las fallas por fatiga son progresivas y comienzan por puntos pequeños multiplicadores de esfuerzos, los cuales (en este tipo de falla) tienen un valor máximo menor que la resistencia a la tensión del material de la cabilla, la carga aplicada se reparte uniformemente sobre el área transversal de la cabilla, cualquier daño que

reduzca esta área, aumentara los esfuerzos en ese punto convirtiéndose en un multiplicador de esfuerzos, por lo cual con el pasar del tiempo y la aplicación cíclica de cargas, ocurre la falla.

- **Flotación de las cabillas**

Esta condición tiene lugar cuando la sumatoria de las cargas friccionales (tubería-cabillas, cabillas-fluidos, y barril-pistón) es igual o mayor al peso de la sarta en el fluido (durante la carrera descendente), es decir, que el balancín (unidad de bombeo) baja más rápido que la sarta de cabillas. Lo cual puede originar: rompimiento de la guaya del balancín, desplazamiento de la grampa de la barra pulida, falla de la barra pulida, falla en las cabillas, entre otras complicaciones locales del campo ^[23].

- **Problemas combinados**

En un mismo sistema, se pueden estar presentando diversos problemas al mismo tiempo, algunos se pueden observar en la carta dinográfica, por ejemplo: interferencia de gas a la vez que se produce un fluido muy viscoso, desgaste de la bomba e interferencia de gas, desgaste de la bomba y golpe de fluido, etc. Todo depende de las condiciones de cada pozo. Se deben tomar las acciones necesarias para prevenir estos problemas y revisar constantemente el funcionamiento del sistema para identificarlos y eliminarlos o al menos minimizar su impacto en todo el sistema y por consiguiente, en la producción.

2.11.5 Ventajas del método de Bombeo Mecánico ^{[6], [18], [21]}

- Puede cambiarse fácilmente la tasa de producción cambiando la velocidad de bombeo o la longitud de la carrera.

- Se puede disminuir la presión de entrada de la bomba para maximizar la producción.
- Usualmente es el método de levantamiento artificial más eficiente.
- Pueden intercambiarse fácilmente las unidades de superficie.
- Pueden utilizarse motores a gas si no hay disponibilidad eléctrica.
- Puedes usar controladores de bombeo para minimizar golpe de fluido, costos de electricidad y fallas de cabillas.
- Puede ser monitoreado de manera remota con un sistema controlador de bombeo.
- Puedes usar modernos análisis dinamométricos de computadora para optimizar el sistema.

2.11.6 Desventajas del método de Bombeo Mecánico ^{[6], [18], [21]}

- Es problemático en pozos desviados.
- No puede usarse costa afuera por el tamaño del equipo de superficie y la limitación en la capacidad de producción comparado con otros métodos.
- No puede manejar producción excesiva de arena.
- La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se maneja gas libre.

- Las tasas de producción caen rápido con profundidad comparada con otros métodos de levantamiento artificial.
- No es oportuno en áreas urbanas.

2.12 Bombeo de Cavidades Progresivas

El sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas (BCP) representan un método de producción aplicable para cualquier tipo de crudo, tomando las consideraciones pertinentes, ya que a lo largo del tiempo se han desarrollado diversos modelos y componentes para adaptar este método a una amplia gama de condiciones. Se considera un método versátil, eficiente y de bajo costo ^[23].

Sin embargo, a pesar de algunos avances y adaptaciones, las limitaciones de este método continúan siendo altas temperaturas, crudos livianos con bajo corte de agua y alto contenido de aromáticos, medianos a altos volúmenes de gas libre (el gas afecta la bomba de dos maneras, atacándolo directamente y por el calor que se genera al ser sustituido los líquidos por la mezcla gaseosa). De igual forma, desde el punto de vista mecánico, las cabillas representan un elemento con una capacidad limitada al esfuerzo combinado al torque y tensión. En cuanto a su compatibilidad entre modelos y marcas, ni los estatores ni los rotores son intercambiables ^[25].

En lo referente a la tasa de producción y profundidad de la bomba, en Venezuela se has alcanzado tasas superiores a los 2500 bnd (en Cerro Negro) y profundidades de 8000 pies (en el campo Boscán).

2.12.1 Componentes del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas

En la figura 2.18 se muestra un sistema de bombeo de cavidades progresivas típico y se señalan todos sus componentes, que se dividen en componentes de superficie y de fondo.

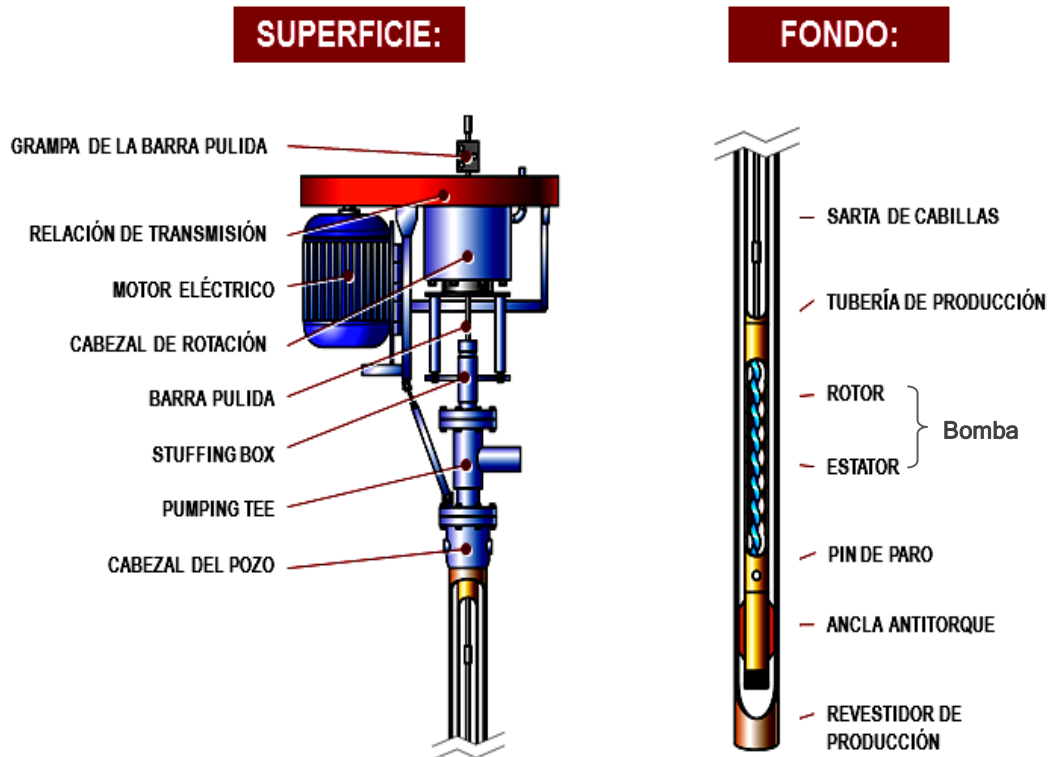


Figura 2.18. Sistema típico de bombeo de cavidades progresivas^[26]

A continuación se presenta una breve descripción de los principales componentes de este sistema de levantamiento artificial.

- **Cabezal de rotación^[24]**

Es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que

puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo, y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque (*stuffing box*) para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas. En la figura 2.19 se muestran tres modelos de cabezales de rotación.

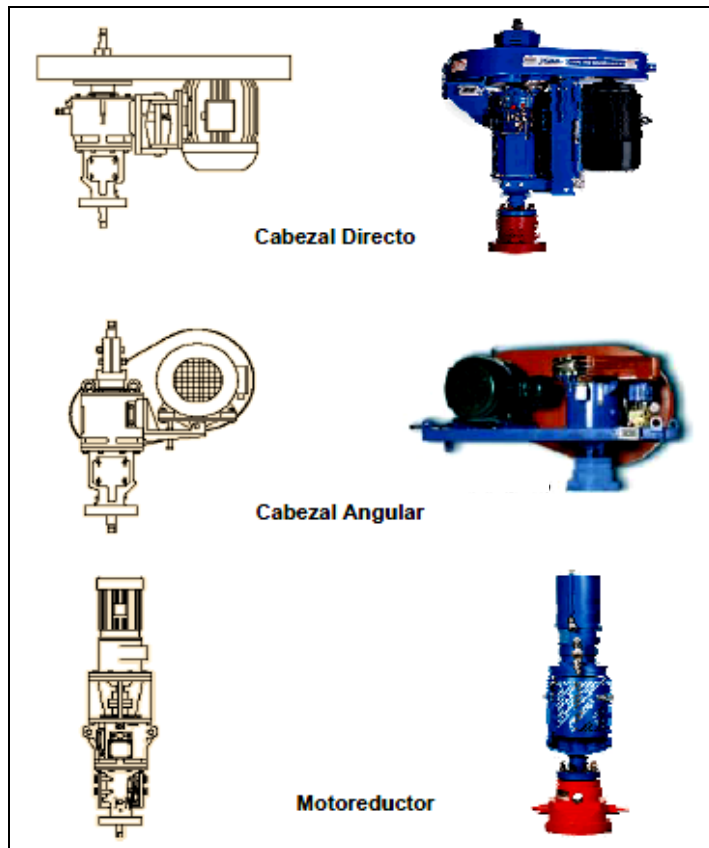


Figura 2.19. Modelos de cabezales rotatorios ^[24]

- **Niple o Pin de paro** ^{[24], [25]}

Es parte componente de la bomba y va enroscado al extremo inferior del estator. Los más usuales son de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va enroscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior.

Sus principales funciones son:

- Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo.
- Brindar un espacio libre al rotor de manera de permitir la libre elongación de la sarta de cabillas durante la operación del sistema.
- Impedir que el rotor y/o las cabillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
- Servir de punto de conexión para accesorios tales como Anclas de Gas o Anti-torque, Filtros de Arena, etc.

- **Ancla Antitorque** ^[25]

El ancla antitorque evita el desprendimiento de la tubería de producción, ya que al girar la sarta de cabillas hacia la derecha (vista desde arriba) la fricción entre el rotor y el estator hace que la tubería también tienda a girar hacia la derecha, en el sentido de su desenrosque. Este equipo se conecta debajo del niple de paro y se fija al revestidor por medio de cuñas verticales. Al arrancar la bomba el torque generado hace que las cuñas se aferren al revestidor impidiendo el giro del estator.

- **Bomba de cavidades progresivas** ^{[24], [25]}

Está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal. Estas dos piezas son el rotor y el estator.

Rotor: es la única parte móvil de la bomba, es de acero de alta resistencia torneado como una hélice con “n” lóbulos. Es construido de aceros al carbón resistentes al torque, comúnmente se utiliza un cubrimiento de cromo duro en la superficie del

rotor, para aumentar su resistencia al desgaste por abrasión, causado principalmente por los finos de arena.

Estator: es la parte externa de la bomba, constituido por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, con “ $n + 1$ ” lóbulos.

El estator se baja al fondo del pozo formando parte del extremo inferior de la columna de tubos de producción, mientras que el rotor es conectado y bajado junto a la sarta de cabillas, en su extremo inferior también. La rotación del rotor dentro del estator es transmitido por las cabillas, cuyo movimiento es generado en superficie por el cabezal rotatorio.

En la figura 2.20 se muestra por separado, las partes de la bomba de cavidades progresivas.

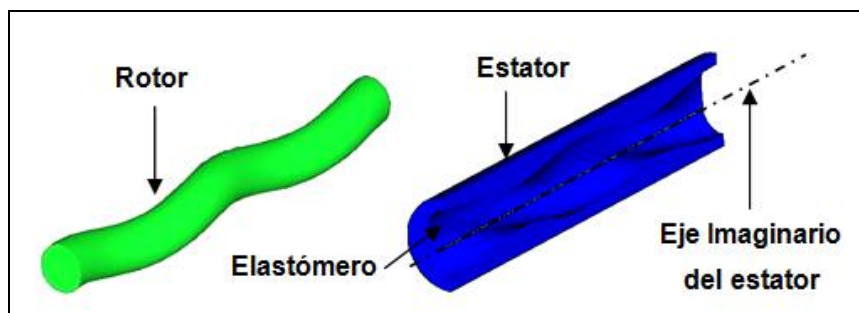


Figura 2.20. Principales componentes de una bomba de cavidades progresivas^[26]

Geometría de las bombas de cavidades progresivas

Existen distintas geometrías en bombas de cavidades progresivas, las cuales están directamente relacionadas con el número de lóbulos del estator y rotor. En la figura 2.21 se puede observar un ejemplo para ilustrar este aspecto.

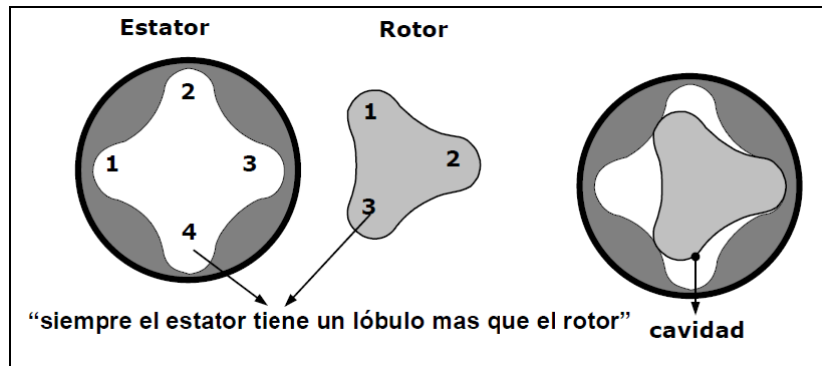


Figura 2.21. Bomba de cavidades progresivas de geometría 3:4 ^[24]

La relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator permite definir la nomenclatura que indica la geometría de la bomba, por ejemplo:

- Número de lóbulos del rotor: 3
- Número de lóbulos del estator: 4
- Por lo tanto, **la geometría es 3:4**

Tipos de bombas de cavidades progresivas ^{[23], [25]}

- **Bomba de cavidades progresivas insertable:** está conformada por un estator y rotor en forma integral, más una zapata de asentamiento acoplada a la tubería de producción, después de bajar la toda la sarta de tubería de producción, se procede a conectar la sarta de cabillas con el conjunto estator-rotor (bomba insertable).
- **Bomba de cavidades progresivas de tubería o tubular:** está conformada por el estator que se acopla a la tubería de producción y el rotor que se acopla a la sarta de cabillas.
- **Singlelobe o Simple Lóbulo:** bomba con rotor de un lóbulo, bomba de geometría 1:2

- **Multilobe o Multilóbulo:** bomba con rotor de dos o más lóbulos, bomba de geometría 2:3, 3:4, etc.
- Adicionalmente, en la actualidad también se cuenta con bombas de alto caudal y bombas de gran altura (*head*).

Nomenclatura de las bombas de cavidades progresivas

En general, los fabricantes han desarrollado nomenclaturas que reflejan la capacidad hidráulica de las bombas, presentando por ejemplo el caudal teórico (desplazamiento volumétrico) para 500 ó 100 rpm y la altura hidráulica (o *head*) máximo de operación.

A continuación, en la tabla 2.2 se presenta la nomenclatura de algunas bombas de cavidades progresivas para distintos fabricantes.

Tabla 2.2. Nomenclatura de bombas según el fabricante ^[23]

Fabricante	Tipo de bomba	Ejemplo	Significado
Brasileño	CTR Tubular	8-CTR-32	8 = presión máxima en MPa CTR = espesor de elastómero constante 32 = tasa de 32 m ³ /d a 100 rpm y 0 head
	CTR Insertable	8-CTR-32IM	Igual a la anterior excepto que modelo es una bomba insertable con zapata de anclaje modificada (IM)
	Tubular	18.40-1500	18 = 18 etapas o 1800 lpc de diferencial máximo de presión. 40 = diámetro del rotor en mm 1500 = tasa máxima en bbl, a 500 rpm y 0 head.

Tabla 2.2. Nomenclatura de bombas según el fabricante ^[23] (continuación)

Fabricante	Tipo de bomba	Ejemplo	Significado
Estados Unidos de América	Geometría simple	60N095	60 = 6000 head máximo en pies de agua 095 = tasa en bnd a 100 r.p.m. y 0 head.
Canadá	Geometría simple	40-200	40 = 4000 head máximo en pies de agua 200 = tasa en bnd a 100 r.p.m. y 0 head.
Francés	Geometría simple	60TP1300	60 = tasa de 60 m ³ /d a 500 r.p.m. y 0 head. TP = <i>Tubing Pump</i> (bomba tipo tubular) 1300 = <i>Head</i> máximo en metros de agua.
	Multilobulares	840ML1500	Igual a la anterior, la diferencia está en el tipo de geometría. ML significa “Multi Lobular”

2.12.2 Propiedades de los elastómeros ^{[23], [24]}

Dureza: es la fuerza requerida para deformar la superficie del elastómero. En los elastómeros la dureza varía desde 48 puntos *Shore-A* hasta 82 puntos *Shore-A*.

Resistencia a la ruptura: es el máximo esfuerzo que soporta el material antes de romperse al ser sometido a tracción. La resistencia a la tracción de un elastómero depende del contenido de cargas reforzantes en su formulación y del grado de vulcanización del elastómero.

Elongación de ruptura: es la máxima elongación que sufre el material antes de ceder o romperse.

Resistencia al desgarrar: es la fuerza por unidad de longitud requerida para producir el desgarramiento de un material de dimensiones específicas.

Resistencia a la fatiga: se refiere a la resistencia del material cuando es sometido a un estado de esfuerzos cíclicos prolongados. La determinación de esta propiedad es de gran importancia para la evaluación de estatores de bombas de cavidades progresivas, debido a que durante el giro del rotor el material está sometido a la acción de esfuerzos cíclicos que ocasionan fatiga en el material. El elastómero se considera satisfactorio si resiste más de 55.000 ciclos en una máquina de flexión sin romperse.

Deformación permanente: esta propiedad está relacionada con la capacidad de recuperación elástica que posee el material y los fenómenos de disipación de energía asociados con el proceso de deformación, esta propiedad determina la capacidad del estator de mantener el ajuste de la bomba (interferencia rotor-estator) durante su operación. Mientras mayor es la energía disipada mayor es la deformación permanente en el elastómero.

Resistencia a la abrasión: esta propiedad implica la resistencia del elastómero a materiales abrasivos. La determinación de esta propiedad es de particular relevancia para el caso de bombas de cavidades progresivas en las cuales se requiera el manejo de crudos con altos contenidos de arena.

Resiliencia: es la capacidad de recuperación elástica del elastómero para volver a su forma original y sellar las cavidades.

Vulcanización: es el proceso por el cual se introduce una red de enlaces cruzados. Mediante este proceso se transforma a un elastómero desde una masa termoplástica débil sin propiedades mecánicas útiles, en un caucho fuerte, elástico y tenaz.

Tipos de elastómeros

Existen diversos tipos de elastómeros, cada uno con propiedades y características específicas, en la tabla 2.3 se muestran algunos tipos según el material usado en su elaboración y se indican sus aplicaciones.

Tabla 2.3. Cuadro comparativo de diversos materiales de elastómeros^[24]

Características	Nitrilo Convencional	Nitrilo Alto Contenido de ACN	Nitrilo Hidrogenado	Fluoro - elastómero
Propiedades Mecánicas	Muy Buena	Moderada	Muy Buena	Pobre
Resistencia a Abrasivos	Buena	Moderada	Buena	Pobre
Resistencia a Aromáticos	Buena	Buena	Pobre	Muy buena
Resistencia a H ₂ S	Moderada	Muy Pobre	Buena	Moderada
Resistencia al Agua Caliente	Pobre	Pobre	Moderada	Buena
Máxima Temperatura	200 °F	200 °F	400 °F	500 °F
Resistencia a las ampollas por gas	Moderada	Buena	Buena	Moderada

2.12.3 Funcionamiento del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas

La bomba de cavidades progresivas es de desplazamiento positivo, con una geometría que permite la formación de dos o más cavidades separadas y en forma de espiral. Cuando el rotor gira a la derecha, las cavidades se mueven y la presión se incrementa desde la succión hasta la descarga de la bomba.

El cabezal rotatorio proporciona el movimiento de rotación desde la superficie y lo transmite al rotor a través de la sarta de cabillas, a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se forman una serie de cavidades selladas, las cuales progresan desde la succión hasta la descarga durante el funcionamiento de la bomba. Dichas cavidades se encuentran geométricamente separadas por un ángulo de 180° o 120° y poseen una sección transversal constante. Cuando ocurre la apertura de una cavidad, su cavidad opuesta se cierra simultáneamente y el área de flujo de la cavidad permanece invariable, independiente de la posición del rotor en la cavidad. Esto genera un flujo de desplazamiento positivo constante y no-pulsante. El desplazamiento durante el bombeo depende de la velocidad de rotación y de tres factores geométricos: el diámetro de la sección transversal del rotor (d_r), la excentricidad o el radio de la hélice (e) y el paso del estator (P_s), en la figura 2.22 se observan dos bombas de geometría diferente y el factor P_s en cada una de ellas (donde P_r es el paso del rotor).

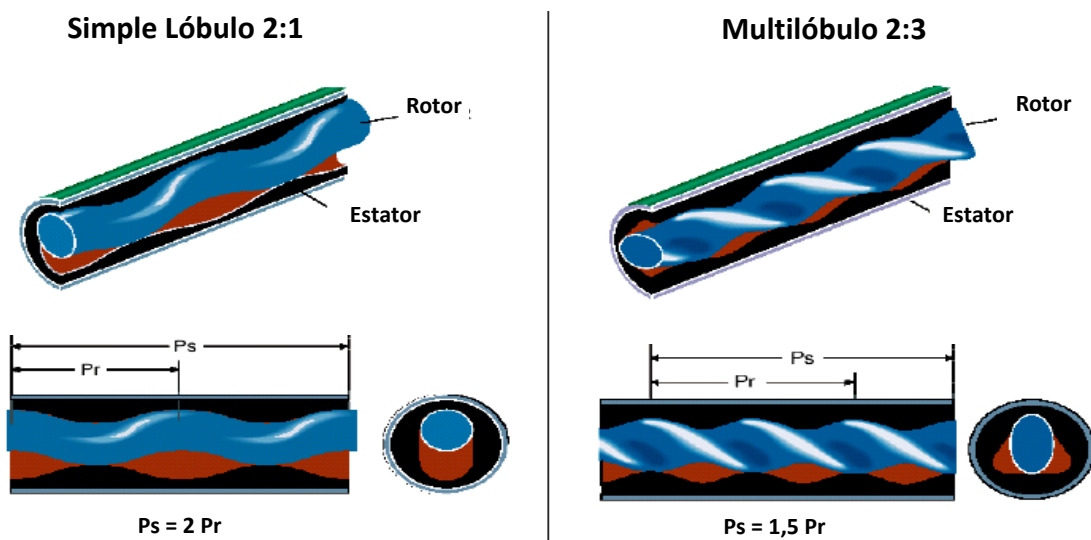


Figura 2.22. Ejemplos de bombas, una simple lóbulo y una multilóbulo ^[23]

Ahora, en la figura 2.23 se presenta una sección transversal de una bomba indicando los factores geométricos d_r y e (donde D es el diámetro mayor del rotor o diámetro nominal).

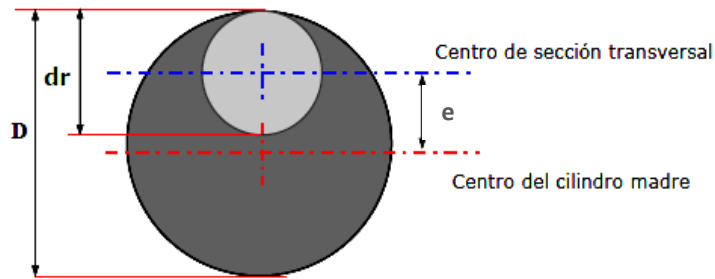


Figura 2.23. Sección transversal de una bomba de cavidades progresivas ^[24]

Desplazamiento de la bomba: se define, en forma unitaria, como el volumen generado por la bomba a cero altura por una revolución completa del rotor. Considerando que el área del fluido en una sección de la bomba es igual a 4 veces el diámetro menor del rotor por la excentricidad, entonces el desplazamiento se puede calcular mediante la ecuación 2.32.

Ecuación 2.32
$$Vd = 4 \times dr \times e \times Ps$$

Donde:

$$Vd = \text{Desplazamiento teórico de la bomba} \left(\frac{\text{cm}^3}{\text{rpm}} \right)$$

dr = Diámetro menor del rotor (cm)

e = Excentricidad del rotor (cm)

Ps = Paso del rotor (cm)

Altura de descarga (*head*): La altura de descarga o head de la bomba, es la capacidad de la misma para vencer la presión hidrostática y transportar los fluidos hasta las instalaciones de superficie. El *head* se puede expresar de dos maneras: como presión (lpc, bar, etc) o como altura de fluido (m, pies, etc.). El *head* es función directa del número de etapas de la bomba, debido a que cada etapa genera una presión diferencial en sus extremos, entre una cavidad y la siguiente, de modo que la presión

diferencial se incrementa de una etapa a otra dentro de la bomba. Por otro lado, la longitud de una etapa es igual a la longitud de una cavidad. La presión de descarga de una etapa varía de 70 a 100 lpc, según los modelos de bombas y fabricantes, por ejemplo: una bomba modelo 18.40-1500, está diseñada para 1800 lpc de presión de descarga (también, la cifra al comienzo del modelo es “18”, significa que la bomba es de 18 etapas).

En la figura 2.24 se muestran las curvas de comportamiento de cuatro bombas de distintas capacidades de elevación (número de etapas) y la misma capacidad de desplazamiento (caudal por rpm). Se puede apreciar que el escurrimiento disminuye a medida que aumenta el número de etapas de la bomba, es decir la capacidad de elevación, debido a que cada cavidad soporta menor presión, y en consecuencia, disminuye la diferencia de presión por cada línea de sello, es decir, a mayor número de etapas, menor escurrimiento, mayor eficiencia volumétrica y mayor tasa de producción.

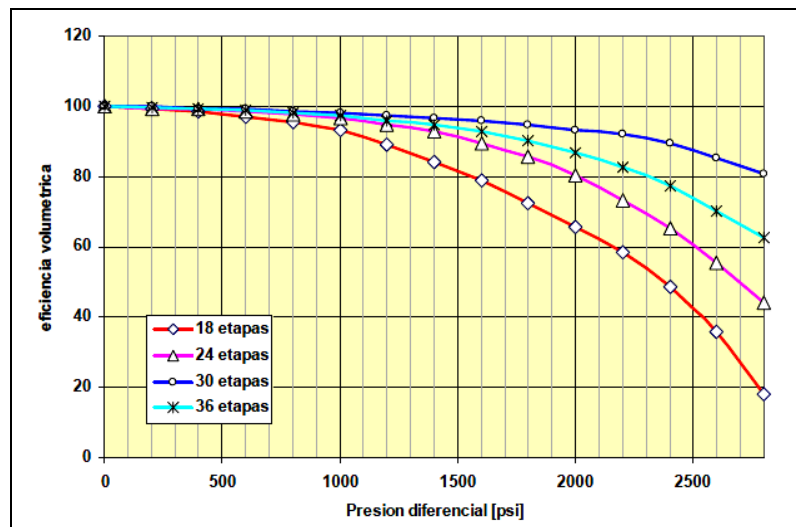


Figura 2.24. Efecto del número de etapas sobre la eficiencia volumétrica ^[24]

Eficiencia volumétrica: se define como la tasa de producción real entre la tasa de producción teórica, ambas a una determinada velocidad de bombeo y un determinado

head. Aparte de la velocidad de bombeo y el *head*, la eficiencia volumétrica de la bomba también es afectada por otros factores como interferencia, escurrimiento

Interferencia: es la diferencia entre el diámetro del rotor y el diámetro menor de la cavidad del estator, esta garantiza que exista el sello entre las cavidades que permite la acción de bombeo. Si la interferencia es muy pequeña el sello se rompe fácilmente, lo cual produce un escurrimiento excesivo y una baja eficiencia volumétrica. A su vez, si la interferencia es excesiva, se producirá un torque de fricción muy alto que podría conducir eventualmente a la destrucción del estator (elastómero).

Escurrecimiento (resbalamiento): ocurre cuando la bomba es sometida a una diferencia de presión entre su succión y su descarga, y el fluido trata de romper cada sello para regresar a las cavidades anteriores. Es función de la interferencia de la bomba a condiciones de operación, del diferencial de presión en la bomba y de la viscosidad del fluido.

2.12.4 Factores que afectan el funcionamiento del sistema de BCP

A continuación se describen brevemente los principales factores que afectan el funcionamiento de un sistema de BCP.

- **Ambiente químico** ^{[23], [24]}

Los crudos varían ampliamente en apariencia, propiedades y características dependiendo de su composición química. De las especies químicas presentes en el crudo, los componentes aromáticos son aquellos que se consideran más agresivos debido a su compatibilidad química con los elastómeros comúnmente utilizados en la fabricación de estatores para aplicaciones petroleras. El análisis de aromáticos del crudo se realiza generalmente por métodos cromatográficos, estos compuestos producen hinchamiento y por consiguiente, el deterioro en las propiedades mecánicas

del material. Si la proporción de compuestos aromáticos presentes en el crudo es elevada, los materiales elastoméricos más adecuados para manejar el fluido son cauchos nitrilo con altos contenidos de acrilonitrilo (ACN), si las condiciones son muy críticas se recomiendan los fluoro-elastómeros.

Otro factor a considerar es el contenido de CO₂ y H₂S en el pozo. El CO₂ en estado líquido o gaseoso tiende a hinchar al elastómero. El H₂S, por el contrario, es capaz de atacar químicamente al material, específicamente en el caso de los cauchos nitrilo, este agente produce fragilización y pérdida de propiedades elásticas. Para el manejo de crudos con elevados contenidos de CO₂ se recomienda el uso de cauchos nitrilos de alto contenido de ACN, mientras que para crudos con altos contenidos de H₂S, deben utilizarse cauchos nitrilo hidrogenados, los cuales son más resistentes al ataque químico causado por este compuesto.

Un corte elevado de agua también puede producir efectos negativos, ya que por su naturaleza polar, el agua puede ocasionar problemas de hinchamiento del elastómero.

- **Temperatura del crudo al nivel de la bomba** ^[23]

La temperatura de operación de la bomba es otro factor que debe ser tomado en cuenta en la selección del elastómero, ya que éste, por ser un compuesto de naturaleza orgánica, presenta limitada estabilidad térmica. Dicha estabilidad depende directamente de la estructura química del material.

- **Presión de trabajo** ^[23]

Una presión excesiva por etapa (lo cual es resultado de presiones hidrostáticas o fricción excesiva) puede originar una fragilización y desgarramiento del elastómero. Adicionalmente, este factor favorece la comunicación entre las cavidades selladas, lo cual genera una disminución de la eficiencia de la bomba.

- **Niveles de abrasión** ^[23]

El contenido de arena y materiales abrasivos afectan el desempeño del material elastomérico. El manejo de crudos con altos contenidos de arena requiere que el elastómero se deforme de manera reversible para permitir el paso de partículas de arena sin causar el desgarramiento del estator. Adicionalmente, si el elastómero no posee capacidad de recuperación elástica (elevada resiliencia) el material se deforma permanentemente y se pierde el ajuste entre el rotor y el estator.

- **Relación de gas libre al nivel de la bomba** ^[23]

A diferencia de otros sistemas de bombeo, las bombas de cavidades progresivas permiten el manejo de fluidos con altos contenidos de gas, sin embargo, no pueden operar en seco debido a que la fricción entre el rotor y el estator produce fragilización y quemadura del estator. El funcionamiento de la bomba requiere de una cantidad de fluido que actúe como lubricante, lo cual disminuye la fricción y el calor generado por dicho afecto. El manejo de fluidos con alta relación de gas requiere utilizar diseños con alta capacidad volumétrica y bajos diferenciales de presión por etapas (mayor número de etapas en la bomba).

- **Sumergencia de la bomba** ^[25]

Es un factor importante a la hora de realizar ajustes para la optimización del sistema, no es aconsejable ajustar en un solo paso la velocidad necesaria para obtener la sumergencia mínima de la bomba, ya que en muchos casos el comportamiento de afluencia de los pozos no es bien conocido y se corre el riesgo de dañar el sistema si se aumenta la velocidad hasta un valor que provoque el “achique” del pozo y por ende un bombeo en vacío, por lo tanto se recomienda realizar al menos dos pasos, con el objetivo de obtener mayor información para estimar la curva de afluencia del pozo y con ello poder establecer los parámetros de funcionamiento para la tasa máxima.

En teoría, un sistema bien diseñado permitirá alcanzar una sumergencia de 200 a 300 pies y por ende la tasa máxima del pozo, sin embargo, cabe destacar que esta sumergencia es un valor relativo y depende en gran medida de los fluidos en el anular revestidor-educor, cuyo gradiente determinará la presión en la entrada de la bomba. Lo ideal sería contar con un sensor de presión instalado en la entrada de la bomba, no obstante si el pozo es muy bajo productor, podría no justificarse esta inversión adicional.

- **Viscosidad del crudo**

Es un factor importante ya que a medida que aumenta su valor, contribuye a disminuir el escurrimiento y aumentar la eficiencia volumétrica de la bomba. En la figura 2.25 se observa, al inicio, una eficiencia relativamente baja en el caso de fluidos más viscosos, esto se debe a que el área de flujo transversal se ve afectada por la adherencia del elemento viscoso a las paredes tanto del estator como del rotor, no obstante, luego se observa que la eficiencia se mantiene constante a mayores presiones para fluidos viscosos.

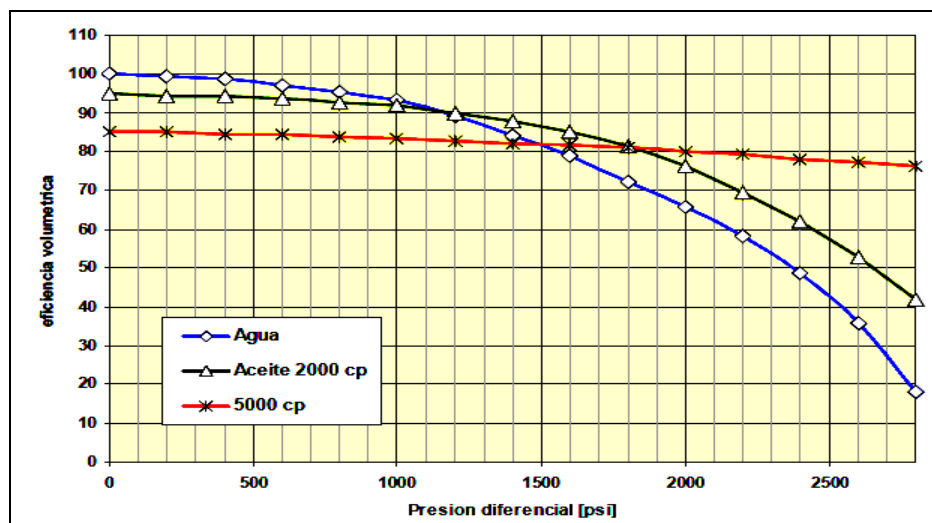


Figura 2.25. Efecto de la viscosidad e la eficiencia volumétrica ^[24]

- **Espaciamiento del rotor**

La longitud del rotor es ligeramente superior a la longitud del estator, esto tiene la finalidad de proporcionar un factor de seguridad para garantizar que se aproveche toda la longitud del estator para formar todas las cavidades de la bomba ya que por cada cavidad que se deje de formar se actuará en detrimento de la eficiencia de la bomba en cuanto a la altura o Head.

El espaciamiento del rotor es la distancia necesaria entre el pasador del niple de paro y el extremo inferior del rotor, para garantizar la formación de todas las etapas posibles y evitar el contacto del rotor con el niple de paro en condiciones de operación.

2.12.5 Problemas Comunes en un Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas

- **Abrasión**

Ocurre en el rotor y en el elastómero, se presenta un desgaste en la superficie de ambos. Las causas están asociadas con el desgaste normal por efecto de la operación, sin embargo, su efecto se acentúa si el fluido posee altos contenidos de sólidos. En este caso se recomienda utilizar bomba de mayor capacidad y cromar el rotor para reutilizarlo. En la figura 2.26 se muestran un rotor y un elastómero afectados por la abrasión, arriba y abajo respectivamente.

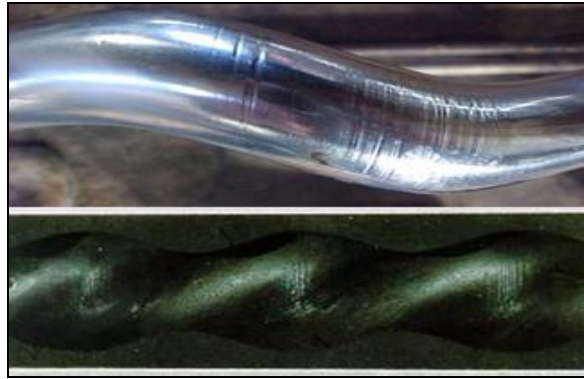


Figura 2.26. Efecto de la abrasión en un rotor y un elastómero ^[25]

- **Ataque químico**

En el rotor puede ocurrir un ataque ácido en la superficie, quedando de un color grisáceo y puede haber hoyos en la base metálica, el daño depende de la velocidad de bombeo, la presión y la temperatura. Para evitar estas complicaciones se recomienda circular el pozo y desalojar cualquier ácido antes de instalar la bomba. Por otro lado, el elastómero es gravemente afectado por diversas sustancias, por ejemplo, aromáticos o crudos livianos que suavizan la goma, el elastómero queda más suave y con ampollas. Se recomienda utilizar otros elastómeros aptos para esas condiciones. En la figura 2.27 se muestran un rotor y un elastómero afectados por un ataque químico, arriba y abajo respectivamente.

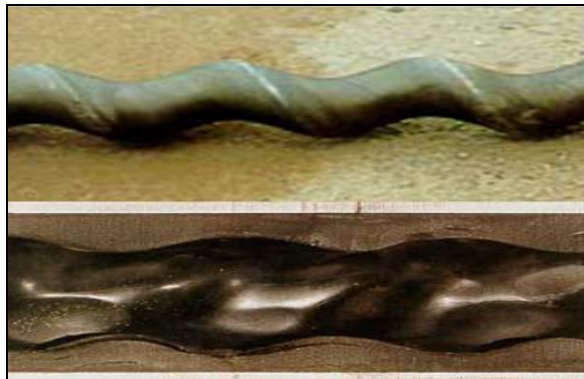


Figura 2.27. Efecto de ataque químico en un rotor y un elastómero ^[25]

- **Presión excesiva por etapa**

En este caso, la superficie del elastómero se torna dura en extremo y brillante con terminaciones ampolladas y goma desprendida. La causa de este fenómeno está asociada a presiones hidrostáticas o fricción excesivamente altas, lo cual puede ser producido por obstrucción de la descarga de la bomba o de la línea de flujo por altos coeficientes de producción de fluidos viscosos. Se recomienda revisar diseño de la bomba y eliminar taponamientos. En la figura 2.28 se muestra un elastómero afectado por esta condición.



Figura 2.28. Elastómero afectado por una presión excesiva por etapas ^[25]

- **Invasión de gas**

Este tipo de fenómeno se manifiesta por la presencia de burbujas y ampollas en el estator. Los fluidos líquidos o gaseosos a alta presión son capaces de difundir la matriz de la goma.

- **Arrastre de alta presión**

Este tipo de fallas se caracteriza por la aparición de hoyos en forma de lombriz o rasgaduras en sentido contrario al flujo. La causa principal está asociada a partículas de arena de gran tamaño que se depositan en el elastómero causando deformación permanente. Tal hecho produce orificio pequeño por medio del cual los fluidos a alta

presión pasan, arrastrando consigo la goma del estator. En la figura 2.29 se muestra un elastómero afectado por esta condición.



Figura 2.29. Elastómero afectado por arrastre de alta presión ^[25]

- **Separación del elastómero**

La separación del elastómero del tubo del estator ocurre debido a fallas en la adherencia como consecuencia de un ataque químico o un posible problema de fabricación. En tal sentido, si la adherencia metal elastómero es débil y existe ataque químico que origina un hinchamiento de la goma, los esfuerzos de corte que genera el giro del rotor (sobre ajustado) pueden llegar a desprender el elastómero del tubo.

Una interferencia mayor a la óptima, generada por un excesivo hinchamiento del material, produce un incremento del torque de la bomba, que en los casos más drásticos, puede incluso generar el desgarramiento del elastómero. Por el contrario, una holgura inapropiada entre el rotor y el estator provoca el escurrimiento del fluido entre cavidades debido a la pérdida de sello entre las mismas.

2.12.6 Ventajas del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas ^{[23], [24], [25]}

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.

- No se bloquea al producir con altos porcentajes de gas libre.
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajos costos de energía.
- No hay fluctuaciones en el consumo de energía.
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones.
- Bajo nivel de ruido.

2.12.7 Desventajas del sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas^{[23], [24], [25]}

- Resistencia a la temperatura máxima de 350 °F o 178 °C.
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos ya que los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo (aromáticos, aminas, H₂S, CO₂, etc.).

- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables evitando una buena lubricación.
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores.
- Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.

CAPÍTULO III

ÁREA DE ESTUDIO

3.1 Ubicación Geográfica y Generalidades

El Campo Orocuál está ubicado al norte del estado Monagas, en el municipio Piar, a unos 20 Km hacia el noroeste de la ciudad de Maturín, se trata de un campo maduro con amplia variedad en sus yacimientos en cuanto a características petrofísicas, geológicas y fluidos contenidos ^[27]. Seguidamente en la figura 3.1 se representa la localización geográfica del campo Orocuál, en el cual se ubica el Centro Operativo Orocuál que está compuesto por cinco estaciones de flujo donde se llevan a cabo todas las operaciones de manejo, procesamiento y distribución del crudo y de los productos secundarios, como gas y agua, obtenidos en los diversos procesos.



Figura 3.1. Ubicación Geográfica del Campo Orocuál ^[27]

El campo Orocuál abarca un área productiva de 658.278.720 pies² lo que equivale a 15.112 Acres, el Petróleo Original en Sitio (POES) estimado es de 5.425 MMBN con

un factor de recobro promedio (FR) de 28%. Las reservas de los yacimientos estudiados del campo se muestran en la tabla 3.1 (donde N_p es el petróleo producido acumulado)^[28].

Tabla 3.1. Datos volumétricos de los yacimientos estudiados^{[28], [29]}

Yacimiento	POES (MMBN)	FR (%)	Reservas Recuperables (MMBN)	N_p (MMBN)	Reservas Remanentes (MMBN)
R ORS 4	131,9	28	36,9	8,4	28,5
S ORS 1	181,4	28	50,8	8,6	42,2
S ORS 41	2,9	28	0,8	0,4	0,4

La producción total para el año 2012 se encontró en el orden de los 20.000 bnd de crudo con unos 115 MMpcnd de gas asociado^[30]. La producción diaria proviene de todos los pozos activos del campo, que drenan de la formación Las Piedras y la formación San Juan. A continuación, en la tabla 3.2 se muestra el total de pozos del campo Orocuál y sus estados.

Tabla 3.2. Total de pozos del campo Orocuál y su estado^[30]

Estado	Número de Pozos
Activos	46
Inactivos	27
Total	73

Una de las características de este campo es que los crudos pesados y extrapesados en su mayoría son espumosos, tienen en muchos casos una alta RGP, con valores que van de unos 100 pcn/bn a más de 10.000 pcn/bn^[30], esta situación aunado a las altas viscosidades genera diversos problemas que en definitiva afectan negativamente la

producción del campo, por ello, constantemente se realizan estudios para buscar soluciones factibles y con un mayor beneficio económico.

Todos los pozos productores de crudos pesados y extrapesados producen por Métodos de Levantamiento Artificial (MLA), sumándose a ellos solo un pozo productor de crudo liviano donde se emplea Levantamiento Artificial por Gas (LAG). Los MLA tradicionalmente empleados en el campo Orocuál son Bombeo Mecánico (BM), Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) y LAG, a pesar de que, entre los años 1.998 y 2.000, se emprendió una campaña de instalación y aplicación de Bombeo Electrosumergible (BES) en determinados pozos pilotos, sin embargo, no se obtuvo el éxito deseado y aquellas bombas electrosumergibles fueron reemplazadas por bombas de cavidades progresivas. Más tarde, en diciembre del año 2012, se inició una nueva campaña para la producción por BES la cual ha dado buenos resultados y a la fecha se mantiene en desarrollo.

Las cinco estaciones de flujo con las que cuenta el Complejo o Centro Operativo Orocuál procesan y distribuyen la producción diaria del campo, éstas son la EF-1, EF-2, EF-3, EF-4 y Manresa.

La estación Manresa recibe la producción del campo homónimo que fue descubierto en 1954, originalmente se producía crudo liviano ^[31], sin embargo actualmente solo se obtienen unos 1000 bnd de crudo pesado que es extraído por los tres pozos que quedan activos en el campo ^[30], por tales condiciones y razones administrativas internas de PDVSA, esta producción es agregada a la producción total del campo Orocuál, otra referencia del campo Manresa es que actualmente se obtiene un alto corte de agua, lo cual representa su principal problema.

Todas las estaciones están dotadas para llevar a cabo los procesos de recolección de fluido multifásico, separación líquido-gas, separación agua-petróleo, depuración de gas, almacenamiento de crudo y bombeo, manejando las distintas fases involucradas:

crudo, agua y gas. El crudo es transportado a través de líneas de flujo hacia las estaciones, considerando la cercanía pozo-estación y niveles de presión de cabezal disponibles. Una vez en la estación, la mezcla de gas y líquido pasa en primer lugar por los separadores, luego de separar el gas, el crudo es bombeado (o transportado en camiones *vacuum*) hasta los tanques de almacenamiento en la estación respectiva, donde se separa del agua por segregación gravitacional, luego este crudo “libre” de agua (cumpliendo con las especificaciones de calidad para la venta), se envía a un tanque común en la EF-1 donde la producción total del campo es contabilizada y bombeada al patio de tanques de Jusepín, a través de un oleoducto de 20 pulgadas de diámetro y 27 km de longitud, aproximadamente. Este proceso se repite diariamente.

El agua obtenida es enviada a través de líneas o camiones *vacuum* hacia los pozos de inyección para su disposición final. Cuando se transporta con *vacuum*, el agua se pasa a un tanque específico y de ahí se bombea a los pozos inyectoros. Por su parte, el gas separado se dirige a través de líneas para su venteo o para el uso interno en el campo, por ejemplo: inyección en el método de levantamiento artificial por gas.

3.2 Reseña Histórica

3.2.1 Área Norte de Monagas

El Norte de Monagas comprende el campo El Furrial (actualmente el más importante del país debido a la producción que aporta a la cuota diaria nacional ^[32]), el campo Orocuai, Jusepín, Muri, Mulata, El Tejero, Santa Bárbara, Travieso, Mata Grande, Tácata, y Pirital, entre otros.

Desde los inicios de la actividad petrolera en Venezuela, a principios del siglo pasado, el Norte de Monagas fue considerado un área de gran interés para la búsqueda de hidrocarburos, debido a la existencia de numerosos menes de petróleo y

gas en la región, lo cual dirigió dicha búsqueda a yacimientos poco profundos del Terciario Tardío.

Desde 1923 se perforaron numerosos pozos exploratorios en la región oriental de Venezuela y fue en junio de 1928 cuando se hizo el primer hallazgo de producción comercial en la parcela Moneb, con el pozo Moneb-1 que más tarde sería denominado Quiriquire-1, con profundidad de 549 metros y productor de petróleo pesado por flujo natural, iniciando la explotación del Mioceno en el entonces recién descubierto campo gigante Quiriquire, al cual le siguieron en sus descubrimientos otros como Orocuál en 1933, Jusepín en 1938, Manresa en 1954, Furrial en 1986 y Santa Bárbara en 1994.

En 1985, gracias a una exploración sísmica más moderna y a los avances en tecnología de perforación, se lograron descubrir y alcanzar estructuras profundas, encontrándose excelentes productores en la alineación El Furrial-Boquerón, en Orocuál, Manresa, Pirital y Santa Bárbara, incrementando las perspectivas exploratorias y de producción ^[31].

3.2.2 El Campo Orocuál

En 1912 se le otorgaron concesiones a la *Caribbean Petroleum Company* (Grupo *Shell*) sobre el área del campo Orocuál que aún no era descubierto para aquel entonces. En 1918 esta empresa realizó dos perforaciones en el área, el primer pozo fue Molestia-1, con el que solo se alcanzaron 309 pies de profundidad y terminó su perforación con un reventón, este pozo fue nombrado así por la cantidad de complicaciones que se dieron durante su perforación, el segundo también tuvo varios problemas pero se logró un mayor avance que con el primero, fue el Molestia-2, con 3240 pies de profundidad, la mayor alcanzada en Venezuela para la época, con este último pozo se obtuvieron algunas muestras de petróleo pesado y bitumen, sin

embargo, este tipo de crudo fue considerado no comercial y ambos pozos fueron abandonados.

El campo fue descubierto en el año 1933 por la *Caribbean Petroleum Company* con la perforación del pozo ORS-1, se encontró petróleo a 3040 pies de profundidad, en la formación Las Piedras (actualmente perteneciente a la división administrativa Orocuál Somero), más tarde en 1944 fueron perforados nuevos pozos, sin embargo, fue en el año 1958 que comenzó propiamente el desarrollo del campo cuando la concesionaria *Creole* descubre a Orocuál Profundo con la perforación del pozo ORC-15 al nivel de la Formación San Juan, donde se encuentran los crudos medianos, livianos y condensados.

Estos descubrimientos en el campo Orocuál como los del Furrial, hicieron que el Área Norte de Monagas surgiera como una importante área productora. A ello se puede agregar que la mezcla de crudos proveniente de Orocuál se usa hoy en día como diluyente en Morichal. Orocuál es un campo maduro que al año 2013 tiene 55 años de explotación ^[31].

3.3 Descripción Geológica

3.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela

Se encuentra en la zona Centro-Este de Venezuela, la cual forma una depresión topográfica-estructural limitada al norte por la Serranía Interior Central y Oriental, al sur por el Escudo de Guayana, al este por la corteza oceánica del Atlántico ecuatorial y al oeste por el arco de El Baúl. Esta cuenca tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido oeste-este, un ancho promedio de 200 Km de norte a sur y un área aproximada de 165.000 Km², es una cuenca alargada y asimétrica con más de 8 Km

de espesor de sedimentos terciarios [33]. En el mapa de Venezuela mostrado en la figura 3.2 se han diferenciado las cuencas y subcuencas existentes en el país.

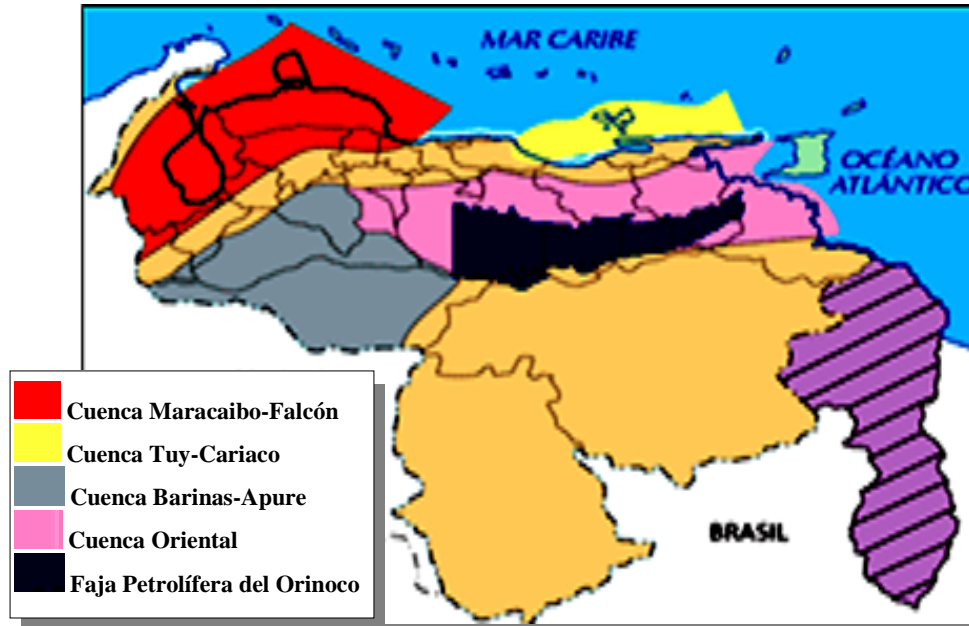


Figura 3.2. Cuencas petrolíferas de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela (COV), como se muestra en la figura 3.2, abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte de Sucre, incluye la Faja Petrolífera del Orinoco, sin embargo ésta se ha tomado como un caso aparte debido a la importancia de esta zona. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas. Esta depresión está compuesta de dos subcuencas, la subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín, las cuales están separadas por el Arco de Úrica, siendo la subcuenca de Maturín su principal unidad petrolífera y es donde se encuentra la formación Las Piedras que forma parte del campo Orocuai, y se destaca como elemento fundamental en la base del presente estudio.

3.3.2 Campo Orocual

El campo petrolífero Orocual se ubica en el flanco norte de la subcuenca de Maturín, en la zona septentrional de la COV, limita al sudoeste con el campo Jusepín y al Noreste con el campo Quiriquire, como se observa en la figura 3.3 donde además pueden ser ubicados los campos cercanos.

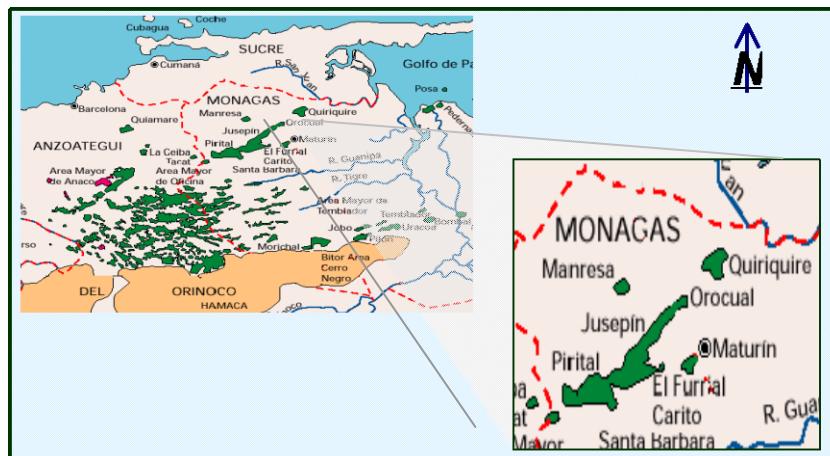


Figura 3.3. Ubicación del Campo Orocual y campos cercanos ^[27]

Orocual consta de ocho formaciones: Mesa, Las Piedras, Carapita, Los Jabillos, Areo, Caratas, Vidoño y San Juan, nombradas en orden de menor a mayor con relación a la profundidad. La tabla 3.3 es demostrativa de una breve descripción litológica de las formaciones antes mencionadas, en dicha tabla también se indican las edades geológicas respectivas (que van desde el cretáceo hasta el reciente). Cabe resaltar que Las Piedras es la formación de mayor interés para el desarrollo de esta investigación, ya que de ella provienen los tipos de crudo estudiados.

Tabla 3.3. Breve descripción litoestratigráfica del campo Orocual ^[27]

Edad	Formación	Litología
Pleistoceno	Mesa	Arenas, conglomerados y arcillas
Plioceno	Las Piedras	Lutitas, arcillas, lignitos y areniscas
Mioceno	Carapitas	Lutitas grises
Oligoceno	Areo	Areniscas de granos medios a finos
Oligoceno	Los Jabillos	Calizas
Eoceno	Caratas	Lutitas glauconíticas
Paleoceno	Vidoño	Calizas glauconíticas
Cretáceo	San Juan	Areniscas calcáreas.

El campo fue dividido estratégicamente y con carácter administrativo, en Orocual Somero y Orocual Profundo, el primero, comprende la formación Mesa y la formación Las Piedras, con edades desde el Plioceno hasta el Reciente, dichas formaciones son productoras de crudos con gravedades API menores a 20° y las profundidades varían desde 1.000 a unos 5.000 pies, en este caso, la mayoría de los pozos están perforados en las diversas arenas de la formación Las Piedras donde los yacimientos encontrados contienen petróleo pesado y extrapesado.

En cuanto a Orocual Profundo, está constituido por las formaciones: San Juan, Vidoño, Caratas, Los Jabillos, Areo y Carapita en orden de mayor a menor profundidad, con edades que van del Cretáceo al Mioceno y profundidades entre 5.000 y 16.000 pies, en esta división se encuentran crudos medianos, livianos y condensados ^[27]. Actualmente en esta partición solo se produce de la formación San Juan, los condensados que de ella se obtienen fueron los que le dieron el auge al campo en sus inicios y actualmente siguen siendo de gran importancia ya que la mezcla resultante de toda la producción del campo Orocual es enviada como diluyente al campo Morichal, y anteriormente también era enviada al Furrial.

3.3.2.1 Formación Las Piedras

Las Piedras contiene crudos pesados y extrapesados, la acumulación se desarrolla por la combinación de trampas estructurales y estratigráficas, y los topes de los horizontes productores van desde 2.000 pies de profundidad hasta más de 4.000 pies ^{[33], [34]}. Es la principal formación productora de la división Orocuál Somero, a esta división también se le suma cierta cantidad de petróleo producido de unos tres pozos con perforaciones en la formación El Cantil pero ésta pertenece al campo Manresa y es productora de crudo pesado a mediano, por lo que no se incluyó como área de estudio.

En cuanto a la geología estructural, la zona representa un arreglo plano, sin embargo está marcada en su centro por una zona deprimida, lo que se conoce más formalmente como una estructura de colapso, en este caso se encuentra a lo largo de una falla normal de dirección Norte 40°, en esta zona se presenta la mayor cantidad de problemas por su complejidad y características únicas, presenta fallas concéntricas, escalonadas y muy verticales, con desplazamientos entre 100 pies y 1000 pies que la dividen en bloques diferentes, lo que da lugar a yacimientos compartimentalizados donde se puede necesitar diferentes métodos de levantamiento artificial para pozos vecinos y a poca distancia ^{[33], [34]}. Los yacimientos de la zona deprimida deben ser estudiados cuidadosamente y se deben buscar diversas referencias de sus propiedades para constatarlas y tener datos suficientes y confiables en el caso que se necesite hacer correlaciones entre pozos.

Una de las teorías de la formación de la estructura de colapso es que se debe al diapiro alargado que se encuentra justo a un lado. El diapiro está definido por un anticlinal (que a su vez es afectado por un sistema de fallas verticales), el cual se considera que generó una zona de desplazamiento, lo que eventualmente controló el ascenso de las arcillas de la formación Carapita, produciendo el anticlinal, este movimiento de las arcillas dejó una zona de debilidad bajo la formación Las Piedras

provocando un inminente colapso al no soportar el peso del cuerpo rocoso suprayacente, generando la estructura de colapso existente hoy en día^[34].

A continuación, en la figura 3.4 se expone una representación tridimensional de la formación Las Piedras, donde se observa el diapiro antes mencionado y la estructura de colapso, contrastando con el área plana de esta formación.

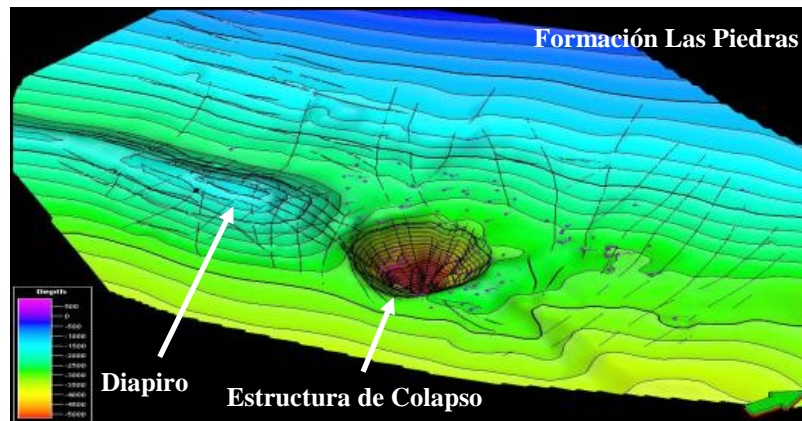


Figura 3.4. Formación Las Piedras^[27]

En la figura 3.5 se muestra la posición de la formación Las Piedras con respecto a la formación San Juan, siendo ambas las dos formaciones actualmente en desarrollo del campo Orocuál.

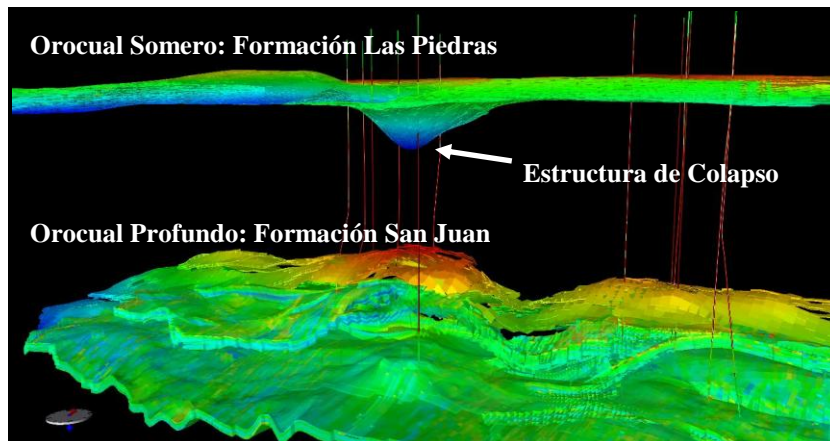


Figura 3.5. Posición de la formación Las Piedras con respecto a la Formación San Juan^[27]

La formación Las Piedras se considera la equivalente lateral de la formación Quiriquire, sin embargo esta concepción no implica que sean una misma unidad litoestratigráfica, éstas son diferenciadas debido a la textura de las capas clásticas que presentan, ya que la formación Quiriquire consiste principalmente de arcilitas y limolitas macizas presentándose como una facie piemontina, mientras que la formación Las Piedras tiene un carácter estratificado y laminado, con granos desgastados ^[34].

Con respecto a la edad geológica, la formación no contiene fósiles datadores, solo se observan algunos foraminíferos, restos de peces, plantas y moluscos de agua dulce o salobre. Sin embargo se le ha atribuido una edad Mioceno Tardío – Plioceno debido a su relación estratigráfica con la formación subyacente Carapita, con la cual tiene una discordancia ^[34]. Con la información recogida de los afloramientos, se concluyó que el ambiente de depositación de esta formación es fluvio-deltáico a próximo costero. Litológicamente está compuesta de areniscas no consolidadas de grano medio a fino y muy fino, micáceas, friables, bien desarrolladas e interlaminadas con lutitas, arcillas plásticas hidratables, lutitas ligníticas y lignitos, también se encuentran algunas calizas arenosas ^[34].

El espesor de la formación Las piedras alcanza un máximo de más de 5.000 pies (1.370 m) a lo largo del eje de la cuenca de Maturín, decreciendo su valor hacia los flancos principalmente, información que fue obtenida de cortes transversales publicados de los campos petrolíferos en la cuenca y recopilaciones anteriores ^[34]. La conforman once paquetes arenosos: H, I, J, K, L, M, O, Q, R, S, T ordenados de menor a mayor profundidad, las arenas T y S se caracterizan por su continuidad definida, mientras que el resto de las arenas son discontinuas.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

Todo trabajo de investigación lleva implícita una serie de procedimientos que son llevados a cabo para lograr su objetivo principal, que en general es la adquisición de un conocimiento necesario e importante para la comunidad académica o laboral en la cual se desarrolla, estos procedimientos forman parte de la Metodología.

La Metodología incluye todos los pasos y la forma en que son ejecutados para lograr el objetivo general o principal, por tanto, es conveniente definir el Tipo y Diseño de la investigación, lo cual permite ubicar el trabajo en el contexto respectivo e indicar las técnicas de recolección y procesamiento de la información. El tipo y diseño de la investigación depende principalmente de los objetivos, también de la información y el conocimiento disponible sobre el tema, el enfoque del investigador, la manera en que se ejecuta la recolección de datos y del análisis e interpretación de éstos.

4.1. Tipo de investigación

En conformidad con los objetivos determinados, la presente investigación corresponde a lo que Ballestrini ^[35] define como un estudio de tipo Evaluativo, ya que de modo específico, se recolectó la información referente a los pozos con métodos de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas, siguiendo la evaluación del funcionamiento del método y la producción obtenida, la identificación de los factores involucrados y las mejoras necesarias, cuyos resultados dieron paso a un cuerpo de sugerencias para la Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocual.

4.2. Diseño de la Investigación

Con relación al diseño investigativo, es de Campo, de acuerdo al Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador ^[36], el cual describe esta modalidad como un análisis sistemático de problemas que ocurren en la realidad en estudio y en donde se utilizan para dicho análisis datos originales. Por su parte, Ballestrini ^[35] define los datos obtenidos por la aplicación de un diseño de campo como “datos primarios” ya que éstos son observados y recolectados directamente de la realidad, en su situación natural. Este trabajo de investigación se realizó en las instalaciones del Complejo Operativo Orocuai, donde se encuentran los pozos en estudio, y los datos empleados fueron obtenidos directamente de cada pozo y almacenados ya sea en carpetas físicas o electrónicas para el análisis respectivo.

El diseño en referencia es clasificado, desde el punto de vista metodológico, en dos subdivisiones principales: los experimentales y no experimentales. El determinado por la modalidad de este trabajo corresponde al no experimental, ya que “se observaron los hechos estudiados tal como se manifiestan en su ambiente natural, y en este sentido, no fueron manipulados” ^[35]. En resumen, el presente estudio es de tipo Evaluativo con diseño de Campo no Experimental.

Luego de establecer el tipo y diseño de la investigación es conveniente conocer la población sobre la cual se realiza la investigación, los equipos y herramientas de trabajo, y los pasos a seguir para lograr los objetivos planteados.

4.3. Población o Universo de Estudio

La población o universo de estudio se refiere al conjunto de elementos para el cual serán válidas las conclusiones realizadas luego de la investigación, incluye todos los

elementos que se encuentran en el área de estudio y que se desean investigar para conocer o entender determinados fenómenos, procesos o características en los cuales están envueltos ^[37].

En este caso, la población o universo de estudio está conformada por todos los pozos con sistemas de levantamiento artificial por BM y BCP, productores de crudo pesado y extrapesado del campo Orocuál, los cuales conforman una población finita de 31 pozos divididos en dos grupos como se indica la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Población estudiada ^[30]

Número de Pozos	Método
20	BM
11	BCP

A fines explicativos, en las tablas 4.2 y 4.3 han sido identificados por MLA los pozos del campo Orocuál que conforman la población y su estado desde el punto de vista operacional.

Tabla 4.2. Pozos con BM ^[30]

Pozos	Estado	Pozos	Estado
ORC-7	Activo	ORS-89	Activo
ORC-19	Inactivo	ORS-93	Activo
ORC-20	Activo	ORS-94	Activo
ORS-23	Inactivo	ORS-96	Activo
ORS-30	Activo	ORS-99	Activo
ORC-39	Activo	ORS-100	Activo
ORS-41	Activo	ORS-102	Inactivo
ORS-78	Activo	ORS-103	Inactivo
ORS-82	Activo	ORS-104	Inactivo
ORS-85	Activo	ORS-108	Activo

Tabla 4.3. Pozos con BCP ^[30]

Pozo	Estado	Pozo	Estado
ORC-22	Inactivo	ORS-86	Activo
ORC-28	Inactivo	ORS-91	Activo
ORS-38	Activo	MR-1	Inactivo
ORS-40	Activo	MR-9	Inactivo
ORS-45	Activo	MR-16	Activo
ORS-47	Activo		

4.4. Muestra de Estudio

En una investigación donde se tiene una población relativamente extensa, en términos de tiempo, recursos y la propia disposición del investigador, se hace necesaria la selección de una muestra, un número de elementos reducido convenientemente y además representativo de toda la población, en otras palabras, la muestra de estudio es un subconjunto representativo de la población ^[37].

En conformidad con los objetivos de la presente investigación, se realizó un muestreo de tipo no probabilístico, definido por Arias como un procedimiento de selección en el cual no se conoce la probabilidad que tienen los elementos de la población para integrar la muestra ^[37], y siguiendo con esta clasificación, el muestreo fue no probabilístico intencional, ya que se seleccionaron los pozos en base a ciertos criterios establecidos previamente y a los datos necesarios para el estudio en las diferentes etapas de la investigación.

A tales fines, se tomaron dos muestras, la primera, llamada “muestra 1” es de 16 pozos y se especifica en la tabla 4.4, sobre ella se realizó el primer estudio de comportamiento. La segunda muestra, llamada “muestra 2” es de 12 pozos y fue tomada luego del diagnóstico realizado en base al primer estudio de comportamiento,

sobre ella se llevó a cabo el segundo estudio de comportamiento. La muestra 2 se detalla en la tabla 4.5.

Tanto para la muestra 1 como para la muestra 2, solo fueron escogidos aquellos pozos que cumplieron con los criterios de selección establecidos en cada caso, los cuales serán explicados más adelante en las etapas de desarrollo correspondientes.

Tabla 4.4. Muestra 1(Primera Selección)

Método	
BM	BCP
11 pozos	5 pozos
ORC-7	ORS-38
ORC-20	ORS-40
ORS-30	ORS-45
ORS-41	ORS-47
ORS- 78	ORS-91
ORS-82	-----
ORS-93	-----
ORS-94	-----
ORS-96	-----
ORS-99	-----
ORS-100	-----

Tabla 4.5. Muestra 2 (Segunda Selección)

Método	
BM	BCP
7 pozos	5 pozos
ORC-7	ORS-38
ORC-20	ORS-40

Tabla 4.5. Muestra 2 (Segunda Selección) (continuación)

Método	
BM	BCP
ORS-41	ORS-45
ORS-78	ORS-47
ORS-82	ORS-91
ORS-93	-----
ORS-96	-----

Se tomó como fecha tope para efectuar el primer muestreo el día viernes 16/11/2012, con el propósito de procurar la asignación de períodos de tiempo adecuados a cada etapa de desarrollo de la investigación y de esa manera cumplir con los objetivos planteados en el tiempo establecido para su desarrollo (seis meses).

4.5. Equipos y herramientas de trabajo

Se utilizaron para la investigación diferentes herramientas computacionales. Para llevar a cabo las simulaciones de BCP se utilizó el programa *PCPump*, para las simulaciones de BM se utilizó *Rodstar* y *Nodalb*, facilitados por PDVSA en sus propias instalaciones y con sus equipos de computación.

Las temperaturas y presiones de cabezal se obtuvieron de la aplicación funcional CENTINELA® de PDVSA, sin embargo éstas fueron corroboradas personalmente en campo con el uso de termómetros y manómetros respectivamente instalados en cada pozo.

Para la toma de niveles de fluido y de cartas dinagráficas se usó el equipo *Echometer*, el cual cuenta con la herramienta computacional *Total Well Management*© para

visualizar los resultados obtenidos con el equipo, esta herramienta al igual que el uso del equipo fue proporcionado por PDVSA en sus instalaciones y pozos evaluados.

Los variadores de frecuencia instalados en los pozos con BCP sirvieron como fuente de información.

4.6. Etapas de desarrollo

Para dar cumplimiento a los objetivos de esta investigación se aplicó un plan de acción basado en nueve etapas de desarrollo, ordenadas como se muestra en la figura 4.1 que representa el esquema adoptado.



Figura 4.1. Esquema con las etapas de desarrollo de la investigación

A continuación se describen detalladamente las diferentes etapas de desarrollo:

4.6.1 Revisión Bibliográfica

Se realizó una revisión bibliográfica referente a los aspectos teóricos necesarios para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado (TEG), la cual se fundamentó en la búsqueda de información y análisis de documentos afines al tema y al área de estudio. Para garantizar su rápida comprensión, PDVSA a través de diversos documentos físicos y electrónicos, aportó las herramientas necesarias para cumplir con esta fase. También se contó con el apoyo de la Biblioteca de la Escuela de Petróleo en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela (UCV) y se consultaron artículos técnicos de la *Society of Petroleum Engineers* (SPE por sus siglas en inglés).

4.6.2 Datos Operacionales

Se revisó con la aplicación CENTINELA®, a través de su programa integrado POZO, el estado actualizado de los pozos, método de producción, su condición según el estado activo o inactivo y sus datos de producción (tasa petróleo y tasa de agua, gravedad API, relación gas-petróleo, porcentaje de agua y sedimentos, gas producido, presión de cabezal, presión de revestidor, etc.). Con base en los reportes de producción generados se realizó un análisis generalizado del estado actual del campo y se hizo énfasis en la división Orocal Somero.

Usando la aplicación CENTINELA® también se recolectaron datos sobre los yacimientos en cuestión, se tomaron datos como presión del yacimiento, producción acumulada de petróleo (Np), petróleo original en sitio (POES) y temperatura, estos datos luego fueron revisados y actualizados con información emanada de la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos Oriente de PDVSA.

Así mismo, se revisaron las fichas y notas técnicas de los pozos, sus cartas *post-mortem* y otros documentos suministrados por personal de la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos y de la Gerencia de Optimización Oriente de PDVSA, para constatar y recoger toda la información necesaria para el estudio de los pozos en cuanto a la configuración mecánica, tipo y características del método de levantamiento artificial empleado, geometría, completación, etc. De modo similar, se comparó e integró la información sobre los yacimientos respectivos y sus características observadas en cada pozo, en este sentido se definieron los datos necesarios como la presión actual de los yacimientos, características petrofísicas (porosidad, permeabilidad, saturación, espesor neto petrolífero, etc.) y características de los fluidos contenidos como factor volumétrico de formación del petróleo, viscosidad y gravedad API, entre otros.

En los casos donde eran desconocidos ciertos datos como la viscosidad, la permeabilidad o la presión actual del yacimiento, los pozos en cuestión fueron comparados con los pozos cercanos, para lo cual se contó con su ubicación en mapas estructurales, gráficos de cortes estructurales identificando y correlacionando horizontes productores y también se emplearon gráficas de los radios de drenaje de los pozos. De esta manera se determinó la cercanía entre pozos, su relación y el posible cambio de las propiedades petrofísicas y de los fluidos hacia determinadas direcciones.

Por otro lado, se confirmaron en campo los datos operacionales y de producción reportados de la siguiente forma:

- Las presiones de tubería fueron recabadas por observación directa en los manómetros, pozo por pozo, dichas presiones coincidieron con las reportadas en CENTINELA®.

- Las temperaturas de superficie de los pozos se tomaron también por observación directa en el termómetro en la línea de cada pozo y fueron corroboradas exitosamente con las reportadas en CENTINELA®.
- Para constatar la velocidad de bombeo de los balancines, ésta fue estimada observando el movimiento del mismo de manera cronometrada y se comparó con la registrada por el equipo *Echometer*, coincidiendo ambas.
- La velocidad de los sistemas de cavidades progresivas fue estimada observando el movimiento de la cabilla en superficie de manera cronometrada, también se midió usando un tacómetro, encontrándose coincidencia con la registrada por los variadores de frecuencia, con estos variadores también se conoció la información del amperaje y potencia empleados por la bomba, sin embargo, cabe señalar que no se pudieron leer todos los variadores porque algunos no funcionaban correctamente y otros no estaban al alcance.
- Las condiciones mecánicas de los balancines fue examinada mediante observación directa pozo por pozo, se tomó nota de la carrera, identificación y características de la unidad de bombeo, pesas empleadas para el balanceo de la unidad y manivelas utilizadas. En algunos pozos no se obtuvo información de las pesas o manivelas ya que no presentaban dicha descripción, en estos casos se trabajó usando el contrabalance calculado con la herramienta computacional, específicamente *Rodstar*, se hicieron los cálculos y de igual forma se realizó el cotejo con el comportamiento de producción.

El procedimiento anterior permitió conocer las características de los pozos y sus parámetros operacionales, para de esta forma tener una base firme para la primera selección del grupo acorde con los criterios investigativos, siendo uno de los más importantes contar con información suficiente para la creación de los modelos, su evaluación y la generación de un cuerpo de sugerencias para la optimización de la

producción de crudo pesado y extrapesado en pozos con levantamiento artificial por bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas del Campo Orocual.

4.6.3 Primera Selección

Se consideraron todos los pozos con BM y BCP, para revisar sus condiciones y realizar un sondeo pozo por pozo de la información disponible para su estudio, y si faltaba información: cuál se podría obtener y en cuánto tiempo. Para estudiar los pozos inactivos se necesitaban nuevas pruebas de nivel de fluido o de presión para determinar la presión de fondo fluyente del pozo (P_{wf}) o la presión estática del yacimiento (P_e), (y toma de cartas dinagráficas en el caso de BM) representativas de las condiciones del pozo ya que, con anterioridad a este trabajo, se habían realizado cambios mecánicos y operacionales y los datos habían cambiado desde las últimas pruebas realizadas, se evaluó entonces si los datos necesarios podrían ser obtenidos dentro de un tiempo prudencial en la investigación.

Por lo antes expuesto, se tomó como fecha tope el 16/11/2012 para reunir toda la información necesaria y realizar la primera selección. Por ello, los pozos todavía inactivos para esa fecha fueron descartados en el muestreo, ya que no se contó con la información operacional representativa y necesaria para llevar a cabo los estudios de comportamiento mediante las simulaciones previstas, tomando en cuenta que dichos estudios fueron planteados al inicio de la investigación y representaron una parte fundamental del trabajo. Cabe destacar que los pozos inactivos excluidos en la fecha tope se mantenían en ese estado por tiempo prolongado, lo cual configuró una de las limitaciones confrontadas para realizar las pruebas pertinentes dentro del tiempo correspondiente.

Se analizó la información y datos operacionales de los pozos, una vez definida sus condiciones, se realizó una selección adecuada para el primer estudio de simulación con las herramientas computacionales respectivas según el MLA empleado.

Los criterios de selección empleados fueron:

- Pozos productores de crudo con gravedad API menor o igual a 14°, por tratarse de casos extremos de crudos pesados y extrapesados.
- Pozos con datos suficientes y representativos para el estudio.

4.6.4 Primer Estudio de Comportamiento de Producción

Se revisaron los resultados de la toma de nivel de fluidos que se le realizó a los pozos en estudio, así mismo se analizaron las cartas dinagráficas obtenidas en los casos de bombeo mecánico, cuyos resultados fueron considerados para la creación de los modelos de comportamiento con las herramientas computacionales respectivas a cada MLA empleado en cada pozo. Con el valor del nivel de fluido dinámico del pozo estimado con la herramienta utilizada (*Echometer*) ésta reporta la presión de fondo fluyente (Pwf) respectiva.

Le herramienta computacional TWM reporta las mediciones del *Echometer* y se obtiene el nivel de fluido en el pozo. El “nivel de líquido” en el pozo se diferencia del “nivel de fluido” reportado ya que el último indica el tope del líquido más el gas mezclado en forma de espuma, y el “nivel de líquido” indica el tope donde (según las mediciones del *Echometer*) la herramienta computacional TWM indica que comienza la columna de líquido sin espuma. De manera tal que el nivel de líquido fue calculado posteriormente según la ecuación 4.1.

Ecuación 4.1
$$NI = Nt + (St - Sl)$$

Donde:

NI = nivel de líquido medido desde la superficie (pies)

Nt = nivel de fluido (líquido + espuma) medido desde superficie (pies)

St= sumergencia de la bomba en líquido más espuma (pies)

Sl = sumergencia de la bomba en líquido sin espuma (pies)

En la figura 4.1 se observa una representación gráfica que muestra las relaciones entre St, Sl, Nt y NI en el pozo con respecto a la bomba (bien sea mecánica o de cavidades progresivas). Donde TP significa tubería de producción.

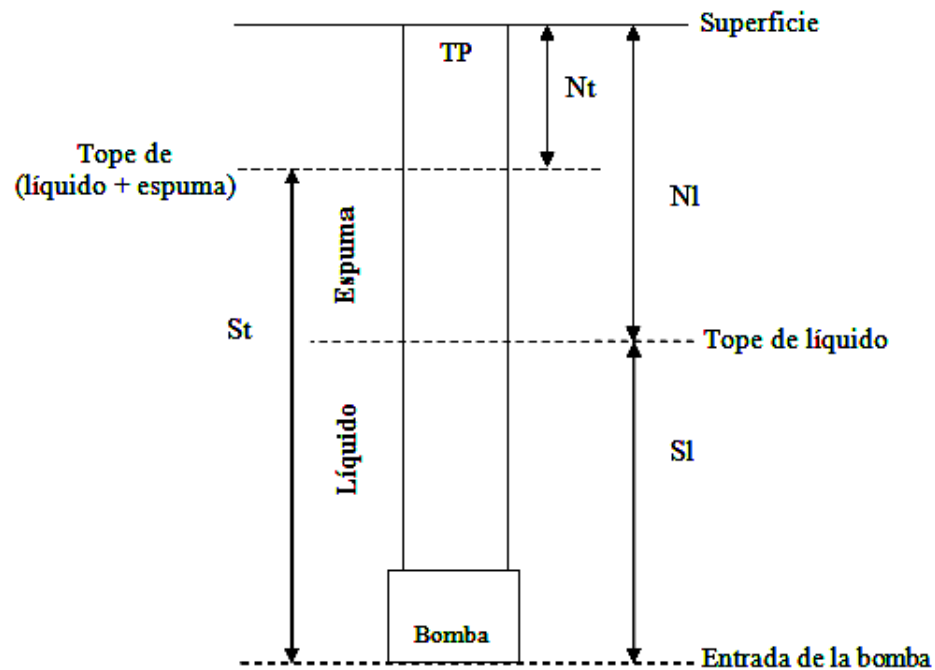


Figura 4.2. Representación gráfica de la sumergencia de la bomba, el nivel de fluido y el nivel de líquido en el pozo.

Se analizaron nuevamente las pruebas de producción de los pozos para relacionarlas con las pruebas de nivel de fluidos y las cartas dinográficas en los casos de BM, lo

cual permitió constatar la confiabilidad y representatividad de los datos reportados y las pruebas realizadas, un idéntico procedimiento se llevó a cabo en los casos de BCP, exceptuando el uso de cartas dinagráficas.

El presente trabajo se enfocó en tres yacimientos del campo Orocual, ya que de ellos producen los pozos en estudio, y son: R-ORS-4, S-ORS-1 y S-ORS-41. La primera letra del nombre del yacimiento corresponde a la arena a la cual pertenece, ya sea R o S.

Los valores de arena neta petrolífera (ANP), presión actual del yacimiento (Pact), al igual que otras propiedades petrofísicas y de los fluidos, fueron estudiados de manera particular en cada pozo, con el propósito de conocer las características que se presentan en su vecindad, ya que esto afecta directamente su productividad.

Los índices de productividad de los pozos de geometría vertical se calcularon usando el modelo de Vogel ^[9]. Con respecto al cálculo de los índices de productividad de los pozos horizontales, se usó el modelo de Joshi ^[8]. Se tomaron en cuenta las consideraciones de cada modelo.

Se usó la ecuación de Joshi para calcular los IP de los pozos horizontales, ya que considera parámetros como la anisotropía del yacimiento y sus propiedades petrofísicas, la sección horizontal del pozo y las propiedades del fluido, los cuales afectan de manera significativa la productividad en los pozos horizontales. Sin embargo, el IP calculado según Joshi se introdujo como IP característico en la ecuación de Vogel para generar el IPR, debido a las altas RGP presentadas, indicando yacimiento saturado, aparte de que se trata de un campo maduro y la presión de burbuja se considera alrededor de 1315 lpc para los yacimientos de Las Piedras. Hay que mencionar además, que las ecuaciones de Vogel y de Joshi han sido ampliamente utilizadas en el campo Orocual, tanto en trabajos rutinarios como en trabajos de

investigación, siendo las que mejor se adaptan a las características del campo, arrojando cotejos exitosos con los datos de producción obtenidos.

El IP de los pozos fue de mucha importancia, tomando en cuenta que los pozos con un bajo índice no tienen la capacidad para brindar altas tasas de producción, esta situación se refleja en los reportes de producción y en los valores obtenidos luego de cada simulación, situación que se debe considerar en la toma de decisiones si se quiere aumentar o mantener la producción, ya que se podrían obtener resultados adversos. De esta manera el IP se tomó como un parámetro primordial al momento de realizar sugerencias que promuevan la optimización, lo que sugiere posibles cambios operacionales y/o mecánicos en el pozo. Añadiendo que todos los cálculos fueron realizados considerando la presión de fondo fluyente correspondiente al nivel de fluido obtenido en las pruebas realizadas con el *Echometer* y la tasa de producción del pozo estimada para ese momento mediante las pruebas de producción.

Posteriormente, en cuanto a los pozos con BM, se ingresaron los datos en los programas *Rodstar* y *Nodalb* por separado, para construir el modelo de comportamiento de cada pozo. Se usaron estas dos herramientas ya que aunque usan las mismas ecuaciones, tienen enfoques diferentes, *Rodstar* se inclina más hacia el aspecto mecánico de la unidad y *Nodalb* hacia el análisis nodal sin dejar de lado el aspecto mecánico. Se realizó el cotejo con la producción del pozo para comprobar la representatividad de los modelos generados.

De modo diferenciado, se usó el programa *PCPump* para los pozos con BCP, se introdujeron los datos y se generaron los modelos de comportamiento coincidentes. Se verificó con los datos de producción que los resultados de la simulación se ajustaban a la realidad.

4.6.5 Diagnóstico

El IP fue uno de los principales indicadores del estado del pozo y su producción, de manera tal que teniendo este valor y la respectiva curva IPR para los pozos, se tuvo una idea bastante clara sobre las condiciones productivas del pozo. Se evaluó así, la producción del pozo y su capacidad, es decir, si se estaba aprovechando su potencial, si se estaba produciendo más de lo debido o si eran necesarios ajustes que permitieran obtener un beneficio mayor y hasta qué punto se podría mejorar la tasa de producción.

El nivel de fluido dinámico de cada pozo, determinado con la herramienta *Echometer*, sirvió para calcular la sumergencia de las bombas, tanto de BM como de BCP, teniendo así una buena idea del aporte del yacimiento, también con el nivel dinámico se estima la presión de fondo fluyente. De esta manera se conoció la caída de presión (*drawdown*) existente en el fondo de los pozos.

Analizando las cartas dinagráficas se determinó la eficiencia volumétrica del BM, también los problemas o complicaciones en los pozos con este sistema. Con los reportes de producción se identificaron los pozos con mayor producción de gas, lo que afecta negativamente la producción de líquido, en dicho caso se observó la relación de la RGP con las cartas dinagráficas obtenidas para evidenciar el efecto mencionado, dicho efecto negativo en la producción de líquido también se estudió en los pozos con BCP.

Las herramientas computacionales sirvieron para generar el modelo de comportamiento de los pozos y observar los efectos de la presión, producción de gas, producción de agua, condiciones mecánicas y el resto de la información recogida en la segunda etapa de la investigación, por lo cual se obtiene como resultado la producción de líquido respectiva a cada pozo. Con el fin de verificar la

representatividad de los modelos, cotejó el resultado obtenido en las simulaciones con las pruebas de producción en campo.

En todos los casos se relacionaron las causas probables con los problemas observados, lo que a *priori* da una idea de las posibles soluciones y que más adelante en la investigación serviría de apoyo para realizar el análisis de sensibilidades.

Los procedimientos descritos permitieron realizar el diagnóstico de cada pozo y el avance a la siguiente etapa.

4.6.6 Segunda Selección

Sobre la base del diagnóstico, se seleccionaron los pozos para el segundo estudio de comportamiento de la producción con la herramienta computacional respectiva según el MLA empleado, para su optimación.

Fueron seleccionados según los siguientes criterios:

- Pozos cuyos modelos de comportamiento fueron cotejados exitosamente con las tasas obtenidas en las pruebas de producción en campo.
- Pozos para los cuales su producción no fuera concordante con su potencial y el diagnóstico haya revelado que podría producir en mejores condiciones.

4.6.7 Segundo Estudio de Comportamiento de Producción.

Se planteó el estudio principalmente de la tasa de producción como resultado de la variación de ciertos parámetros operacionales, incluso cambio de bomba de ser

necesario, esto nuevamente utilizando la herramienta computacional respectiva según el MLA empleado en cada pozo escogido en la segunda selección y aplicando los modelos ya validados.

Se realizó el análisis de diferentes sensibilidades para determinar los cambios necesarios que permitan optimizar la producción de crudo del pozo y al mismo tiempo obtener una mayor eficiencia del sistema de levantamiento artificial.

Los parámetros para los cuales se hizo el análisis de sensibilidades fueron:

- En el caso de BM: velocidad de bombeo, diámetro del pistón y separación de gas en fondo.
- Para el caso de BCP: velocidad de bombeo.

Este análisis de sensibilidad fue la base para definir si el pozo podía producir más con los cambios operacionales, en búsqueda de la optimización de la producción, para lo cual no solo se buscó el aumento de la tasa sino su sostenibilidad en el tiempo y un mejor funcionamiento del sistema de producción.

4.6.8 Volúmenes Adicionales

En este punto de la investigación se calcularon los volúmenes adicionales en barriles de petróleo que se podrían recuperar con cada pozo luego de la optimización.

Para esto se utilizó la tasa de producción de petróleo actualizada de cada pozo y se comparó con la tasa que podría ser obtenida aplicando los cambios operacionales tomados en cuenta para los análisis de sensibilidades.

Se debe recordar en este punto, que las tasas esperadas con cada cambio fueron las obtenidas como resultado de las simulaciones al utilizar las herramientas computacionales ya referidas, para lo cual se emplearon los datos mecánicos y operacionales de cada pozo en estudio y las condiciones de los yacimientos respectivos, y cuyo modelo fue cotejado con el comportamiento real de cada pozo reflejado en los reportes de producción diarios.

4.6.9 Elaboración del Cuerpo de Sugerencias

En esta fase se llevó a cabo la definición y redacción del cuerpo de sugerencias para la optimización de la producción de crudo pesado y extrapesado en pozos con bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas del campo Orocual.

Se tomaron en cuenta los volúmenes adicionales obtenidos con el análisis de sensibilidades, sin embargo, no solo se consideró la obtención de una mayor tasa sino también la capacidad para ser entregada por el yacimiento y producida por el pozo respectivo, y luego su sostenibilidad en el tiempo a la par de un mejor funcionamiento del método de producción.

Fueron recogidos y conciliados todos resultados de los estudios de simulación y los análisis de datos reales en cada pozo para brindar conclusiones lo más realistas posibles y llegar a soluciones factibles y provechosas para el campo, resultando finalmente en un cuerpo de sugerencias para la Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocual.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los análisis respectivos de los resultados obtenidos en los diferentes estudios llevados a cabo para el desarrollo del presente trabajo investigativo, los cuales influenciaron directamente en la generación de un cuerpo de sugerencias para la Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesados de los Pozos con Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocuál (Norte de Monagas).

5.1 Primer Estudio de Comportamiento

El primer estudio de comportamiento fue realizado sobre la muestra 1, para la cual se recopilaron todos los datos necesarios, se llevaron a cabo las pruebas de nivel de fluido para todos los elementos y en el caso de BM también se tomaron las cartas dinográficas. Del mismo modo, fueron calculados los IP respectivos y se configuró el modelo de comportamiento de cada pozo en el simulador respectivo según el MLA empleado.

5.1.1 Recopilación de datos operacionales, propiedades de los fluidos y evaluación de las propiedades petrofísicas del yacimiento

El primer paso para realizar el modelo de comportamiento de cada pozo y los análisis propuestos fue llevar a cabo una recolección de datos, incluyendo los datos operacionales de los pozos, datos de producción, configuración mecánica, propiedades de los fluidos y características de los yacimientos estudiados. En esta sección se exponen los resultados de dicha recolección.

En la tabla 5.1 se muestran los resultados de las pruebas de producción de los pozos, cuyos datos se obtuvieron por búsqueda particularizada en la aplicación funcional CENTINELA® de PDVSA. A su vez, los datos de presión de línea (Plín) y temperatura de línea (Tlín) fueron corroborados personalmente en campo.

Tabla 5.1 Datos de producción

Pozo	Ql (bnd)	Qo (bnd)	Qw (bnd)	Qg (Mpcnd)	AyS (%)	RGP (pcn/bn)	°API	Plín (lpc)	Tlín (°F)
ORC-7	95	91	4	163	4,2	1.125	11,3	70	70
ORC-20	104	101	3	168	2,9	1.264	12,9	80	90
ORS-30	122	112	10	89	8,2	802	11,4	130	90
ORS-38	316	315	1	157	0,3	512	12,3	75	85
ORS-40	18	15	3	155	16,7	5.135	8,7	100	90
ORS-41	205	198	7	143	3,4	726	10,6	115	85
ORS-45	244	243	1	128	0,4	610	11,7	100	90
ORS-47	337	325	12	160	3,6	748	10,3	150	90
ORS-78	34	33	1	85	2,9	946	8,4	50	80
ORS-82	307	303	4	133	1,3	617	11,3	80	99
ORS-91	259	258	1	102	0,4	595	11,9	55	85
ORS-93	612	340	272	435	44,4	1.120	8,2	160	115
ORS-94	184	176	8	84	4,3	657	13,4	100	90
ORS-96	303	296	7	95	2,3	321	11,4	100	100
ORS-99	72	71	1	550	1,4	7.857	12,3	220	90
ORS-100	300	279	21	214	7,0	770	10,5	250	85

Como se puede observar en la tabla 5.1, los pozos con mayor RGP son: ORS-99, ORS-40, ORC-20, ORC-7 y ORS-93, en orden decreciente, también se observó que todos los pozos producen con una RGP por encima de 400 pcn/bn, a excepción del ORS-96 que presenta 321 pcn/bn. El pozo con mayor producción es el ORS-93 con 612 bnd como tasa bruta y 339 bnd netos de petróleo (la mayor producción neta de

petróleo de la muestra). En general se encontró una tasa de líquido promedio de 220 bnd y una tasa de petróleo promedio de 196 bnd. De igual forma se constató una temperatura del crudo en superficie (Tlín) promedio de 90° F.

A continuación se presenta la tabla 5.2, donde se encuentran los datos de operación de los pozos con BCP, indicando el modelo de bomba utilizado actualmente, el cual se tomó del diagrama mecánico de cada pozo. La velocidad de bombeo fue tomada de los variadores de frecuencia instalados en cada pozo y corroborada mediante el uso de un tacómetro. Las presiones de fondo fluyente y de revestidor fueron obtenidas mediante la herramienta computacional *Total Well Management*©.

Tabla 5.2. Datos de operación de los pozos con BCP

Pozo	Modelo de Bomba	Velocidad de bombeo (rpm)	Pwf (lpc)	Prev (lpc)
ORS-38	PCM 400-TP-1350	114	574	147
ORS-40	GEREMÍAS 28.40-500	110	898	139
ORS-45	GEREMÍAS 20.40-2100	140	598	73
ORS-47	GEREMÍAS 20.40-2500	150	742	134
ORS-91	TIERRA ALTA 55-1600	150	811	61

En la tabla 5.3 se muestran los datos de operación de los pozos con BM, indicando la unidad de bombeo y la bomba de subsuelo empleadas actualmente, datos que fueron tomados del diagrama mecánico de cada pozo. La velocidad de bombeo, carrera del pistón, presiones de fondo fluyente y de revestidor fueron obtenidas a través de la herramienta computacional *Total Well Management*©. Se verificó de modo presencial en campo la velocidad, la unidad de bombeo y carrera utilizada, ésta última se encontró en su valor máximo en todas las unidades de bombeo. El *fit* empleado en todas las bombas es -0,01 pulg, un valor acorde a las viscosidades de los crudos producidos en el área.

Tabla 5.3. Datos de operación de los pozos con BM

Pozo	Bomba de subsuelo	Unidad de bombeo	Velocidad de bombeo (cpm)	Pwf (lpc)	Prev (lpc)
ORC-7	30-275-ATH-21	Lufkin C-214-200-64	6,7	464	72
ORC-20	30-275-ATH-23	Lufkin M-320-256-120	5,0	445	71
ORS-30	30-275-ATH-21	Lufkin C-214-200-64	3,3	422	154
ORS-41	30-225-ARHA-22	Lufkin M-912-365-144	3,9	865	113
ORS-78	30-275-ATH-21	Parkersburg C-640-320-120	4,0	1.123	57
ORS-82	30-275-ATH-18	Lufkin M-912-365-144	4,3	279	62,4
ORS-93	40-325-ARHA-22	Lufkin M-912-365-144	3,9	590	159
ORS-94	30-275-ATH-18	Lufkin M-640-365-144	4,5	295	103
ORS-96	30-275-ATH-18	Lufkin M-912-365-144	4,3	396	117
ORS-99	30-275-ATH-18	Lufkin M-640-365-144	3,2	744	190
ORS-100	40-325-ARHA-22	Lufkin M-912-365-144	4,9	360	192

Las profundidades claves de los pozos estudiados, empleadas en el modelo de comportamiento, se muestran en la tabla 5.4. Estas medidas fueron recopiladas a partir de los diagramas mecánicos y *surveys* de los pozos en estudio, los cuales también sirvieron para identificar las características tanto de la tubería como del revestidor de producción. Los diagramas y *surveys* fueron suministrados por personal de la Gerencia de Optimización Oriente de PDVSA. En esta tabla, $L_{\text{perforada}}$ indica la sección horizontal perforada del pozo y $L_{\text{completada}}$ indica la sección horizontal completada, estos datos fueron obtenidos a través de personal de la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos Oriente de PDVSA. Todos los valores indican unidades de longitud en pies.

Tabla 5.4. Profundidades clave de los pozos estudiados

Pozo	MD del pozo (pies)	TVD del pozo (pies)	TVD de la zona productora (pies)	TVD de la Bomba (pies)	L _{perforada} (pies)	L _{completada} (pies)
ORC-7	2.930	2.930	2.760	2.585	---	---
ORC-20	3.160	3.160	2.932	2.747	---	---
ORS-30	3.045	3.045	2.905	2.768	---	---
ORS-38	3.907	3.010	2.925	2.273	900	460
ORS-40	3.670	3.670	3.120	2.934	---	---
ORS-41	4.750	4.750	4.615	4.439	---	---
ORS-45	4.663	3.068	3.020	2.270	1.578	1.425
ORS-47	4.500	3.186	3.180	2.344	1.096	1.000
ORS-78	4.954	3.188	2.691	2.363	1.600	521
ORS-82	4.904	3.083	2.852	2.423	1.537	1.003
ORS-91	5.238	3.040	2.975	2.675	998	880
ORS-93	5.295	3.111	3.087	2.994	1.220	1.200
ORS-94	5.087	2.972	2.845	2.403	1.797	1.196
ORS-96	4.767	2.692	2.682	2.575	1.237	1.125
ORS-99	5.099	3.037	2.927	2.086	1.543	865
ORS-100	4.616	2.817	2.814	2.452	1.485	860

Otro aspecto a incluir en esta etapa de recolección de datos fue las características de los tubulares en los pozos, específicamente la tubería y el revestidor de producción, para ello se revisaron los diagramas mecánicos y *surveys* de cada pozo. Estos datos también fueron utilizados para la conformación del modelo de comportamiento de cada pozo.

En la tabla 5.5, que se presenta seguidamente, se indican las características recogidas. (La zapata del revestidor corresponde al valor TVD).

Tabla 5.5. Características de los tubulares instalados en los pozos

Pozo	Revestidor de producción	Zapata del Revestidor	Tubería de producción
ORC-7	D _{ext} 8 5/8" 32 lb/pies J-55	2.735'	D _{ext} 3 1/2" 9.3 lb/pies N-80
ORC-20	D _{ext} 7" 23 lb/pies J-55	3.383'	D _{ext} 4 1/2" 12,75 lb/pies N-80
ORS-30	D _{ext} 5-1/2" 15,5 lb/pies N-80	3.461'	D _{ext} 3-1/2" 9,3 lb/pies N-80
ORS-38	D _{ext} 7" 23 lb/pies J-55	3.000'	D _{ext} 4 1/2" 12,75 lb/pies N-80
ORS-40	D _{ext} 7" 22 lb/pies J-55	3.230'	3-1/2" 9,3 lb/pies N-80
ORS-41	D _{ext} 7" 22 lb/pies J-55	5.114'	D _{ext} 3 1/2" 9.3 lb/pies N-80
ORS-45	D _{ext} 7" 23 lb/pies J-55	2.509'	D _{ext} 4-1/2" 12.75 lb/pies N-80
ORS-47	13-3/8" 68 lb/pies J-55	1.006'	D _{ext} 4-1/2" 12.75 lb/pies N-80
ORS-78	D _{ext} 9-5/8" 53 lb/pies P-110	3.077'	D _{ext} 4-1/2" 12,75 lb/pies N-80
ORS-82	D _{ext} 9-5/8" 43,5 lb/pies N-80	3.014'	D _{ext} 3-1/2" 9,3 lb/pies N-80
ORS-91	D _{ext} 9-5/8" 43,5 lb/pies N-80	2.960'	D _{ext} 4-1/2" 12,75 lb/pies N-80
ORS-93	D _{ext} 9-5/8" 43,5 lb/pies N-80	3.070'	D _{ext} 4-1/2" 12,75 lb/pies N-80
ORS-94	D _{ext} 9-5/8" 43,5 lb/pies N-80	2.874'	D _{ext} 3-1/2" 9,3 lb/pies N-80

Tabla 5.5. Características de los tubulares instalados en los pozos (continuación)

Pozo	Revestidor de producción	Zapata del Revestidor	Tubería de producción
ORS-96	D _{ext} 9-5/8" 43,5 lb/pies N-80	2.683'	D _{ext} 3-1/2" 9,3 lb/pies J-55
ORS-99	D _{ext} 9-5/8" 47 lb/pies N-80	2.928'	D _{ext} 4-1/2" 12,75 lb/pies N-80
ORS-100	D _{ext} 9-5/8" 43,5 lb/pies N-80	2.815'	D _{ext} 4-1/2" 12,75 lb/pies N-80

La viscosidad del crudo, al igual que la RGP, fue un valor determinante en esta investigación, encontrando diversos valores entre un pozo y otro de la muestra, independientemente de la cercanía o la correspondencia al mismo yacimiento. Sin embargo, lo constante es que se producen crudos altamente viscosos y eso es un factor determinante en la producción y el funcionamiento del SLA. En la tabla 5.6 se muestra la viscosidad del crudo producido en cada pozo, junto a la presión y temperatura de yacimiento. Estos datos fueron obtenidos a través de documentos provenientes de la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos Oriente de PDVSA.

Tabla 5.6. Viscosidades de los crudos producidos por los pozos estudiados

Pozo	Yacimiento	Pyac (lpc)	Tyac (°F)	Viscosidad (cP)
ORC-7	R ORS 4	1.100	115	1.196
ORC-20	R ORS 4	1.100	115	510
ORS-30	S ORS 1	1.100	117	460
ORS-38	R ORS 4	1.100	115	803
ORS-40	R ORS 4	1.100	115	8.528
ORS-41	S ORS 41	1.280	138	530

Tabla 5.6. Viscosidades de los crudos producidos por los pozos estudiados (continuación)

Pozo	Yacimiento	Pyac (lpc)	Tyac (°F)	Viscosidad (cP)
ORS-45	R ORS 4	1.200	120	5.058
ORS-47	S ORS 1	1.200	117	2.570
ORS-78	S ORS 1	1.200	117	9.415
ORS-82	R ORS 4	1.100	115	2.276
ORS-91	R ORS 4	1.200	115	3.489
ORS-93	S ORS 1	1.200	122	797
ORS-94	R ORS 4	1.100	115	1.476
ORS-96	R ORS 4	1.100	115	1.476
ORS-99	S ORS 4	1.100	115	5.090
ORS-100	R ORS 4	1.100	115	3.859

De la tabla 5.6 se infiere que los crudos producidos son altamente viscosos, como se puede esperar por ser pesados y extrapesados, lo cual se ve reflejado en la producción y los índices de productividad. La viscosidad afecta la producción y el desempeño de las bombas utilizadas, ya sea de BM o BCP. En los casos de BM, tal efecto se observa en la forma de las cartas dinagráficas obtenidas. En el campo Orocuál, la viscosidad junto a las altas RGP son los factores que generan más complicaciones en los MLA ya mencionados.

Para calcular el índice de productividad de los pozos horizontales se usaron las propiedades petrofísicas de los yacimientos de manera particular para cada pozo, y se utilizó la ecuación de Joshi ^[8] para tal fin. Las propiedades petrofísicas promedio recopiladas (con información proveniente de la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos Oriente de PDVSA) son las que se muestran en la tabla 5.7 donde se resaltan los pozos con mayor espesor de ANP.

Tabla 5.7. Propiedades petrofísicas promedio de los yacimientos para los pozos horizontales

Pozo	Yacimiento	Espesor ANP (pies)	Φ (%)	Kh (mD)	Kh/Kv	So (%)
ORS-38	R ORS 4	80	29	315	1,2	81
ORS-45	R ORS 4	62	29	287	1,2	88
ORS-47	S ORS 1	134	32	595	1,2	85
ORS-78	S ORS 1	350	30	309	1,1	81
ORS-82	R ORS 4	69	29	458	1,7	84
ORS-91	R ORS 4	60	31	1.055	4,5	79
ORS-93	S ORS 1	496	29	376	1,7	74
ORS-94	R ORS 4	60	31	276	1,4	80
ORS-96	R ORS 4	60	29	375	1,2	80
ORS-99	R ORS 4	60	29	375	1,1	84
ORS-100	R ORS 4	123	29	1700	2,1	85

Las propiedades observadas en la tabla 5.7 fueron obtenidas de cartas *post-mortem* y fichas técnicas de los pozos. Los pozos con mayor espesor de ANP (en orden decreciente) son: ORS-93, ORS-78, ORS-47 Y ORS-100, se podría esperar que a mayor espesor de ANP mayor tendría que ser la producción. Sin embargo, como es sabido, existen otros factores que afectan la producción, un buen ejemplo es el pozo ORS-78 que tiene un espesor de 350' y se tiene como referencia una producción de 34 bnd, uno de los valores más bajos para la muestra. Por otra parte, los pozos con mayor permeabilidad horizontal son el ORS-91 y ORS-100.

Dentro de la perspectiva de análisis, se consideraron, mediante un promedio general, ciertas propiedades de los fluidos en el yacimiento, estos valores son presentados en la tabla 5.8 y fueron obtenidos de la etapa de recolección de datos.

Tabla 5.8. Características promedio consideradas para todos los pozos

Yacimiento	Bo (BY/BN)	Salinidad del agua (ppm)	Gravedad específica del gas
R ORS 4	1,07	5.000	0,65
S ORS 41	1,10		
S ORS 1	1,08		

5.1.2 Niveles de Fluido Dinámicos y Cartas Dinagráficas

Mediante y las herramientas *Echometer* y *Total Well Management*© se pudo conocer el nivel de fluido dinámico de los pozos, y en los casos de Bombeo Mecánico también se obtuvo la carta dinagráfica. Estos son parámetros importantes en el estudio y a partir de ellos se obtuvo la presión de fondo fluyente de los pozos además que se puede tener una idea de la condición en el pozo en cuanto a la presencia o no de gas, del aporte del yacimiento, la sumergencia de la bomba en espuma o líquido, entre otros, como puede constatarse seguidamente.

5.1.2.1 Niveles de fluidos

Las herramientas mencionadas indican dos valores de sumergencia de la bomba, bien sea mecánica o de cavidades progresivas: una sumergencia en la columna de líquido más la columna de espuma, ésta última se forma entre el líquido y el gas que a mayores presiones se encontraba en solución, y otra sumergencia que se asume en aproximadamente 100% líquido. Estos valores fueron considerados ya que las bombas son diseñadas para trabajar en líquido y cualquier cambio en sus parámetros operacionales debe ser congruente con la sumergencia en líquido que tenga dicha bomba, aparte de otros estudios como también se plantea en esta investigación.

En la tabla 5.9 que es presentada seguidamente, se muestra el nivel dinámico total (Nt) que indica el nivel de fluido dinámico (tope del fluido incluyendo líquido y espuma), la sumergencia total de la bomba (St) que indica la sumergencia en líquido más espuma, la sumergencia en líquido (Sl) que indica la columna de 100% líquido por encima de la bomba, la cual tiene mayor relevancia ya que las bombas deben trabajar con líquido, y el nivel de líquido (NI) dinámico indicando el tope de la columna de líquido (sin contar la espuma), resaltando los niveles superficiales.

Tabla 5.9 Niveles de fluido dinámicos de los pozos y Sumergencia de la bomba

Pozo	Nivel dinámico medido (pies)	Sumergencia total (pies)	Sumergencia en líquido (pies)	Nivel dinámico de líquido calculado (pies)
ORC-7	1.807	778	737	1.848
ORC-20	2.061	686	686	2.061
ORS-30	2.250	518	483	2.285
ORS-38	117	2.156	581	1.575
ORS-40	1.062	1.872	1.631	1.303
ORS-41	2.826	1.613	1.577	2.862
ORS-45	1.887	393	393	1.887
ORS-47	1.826	519	479	1.866
ORS-78	256	2.107	2.107	256
ORS-82	1.121	1.286	338	2.069
ORS-91	1.384	1.289	1.222	1.451
ORS-93	1.894	872	692	2.074
ORS-94	1.338	1.065	270	2.133
ORS-96	245	2.328	620	1.953
ORS-99	1.799	215	207	1.807
ORS-100	2.008	378	133	2.253

Con los niveles reportados se comprueba la presencia de gas en forma de espuma con el crudo, los valores resaltados en la tabla 5.9 son los que más reflejan esta situación, ya que presentan una diferencia considerablemente grande entre la sumergencia total y la sumergencia en líquido, donde se llegaron a encontrar 1575' de diferencia en el pozo ORS-38, estos valores fueron revisados y la sumergencia en líquido cumplió con el valor mínimo recomendado de 200' ^[38]. Con el nivel de líquido también se logró tener una idea del aporte del yacimiento siempre tomando en cuenta la diferencia entre líquido y espuma, siendo el pozo ORS-78 el que tiene la mayor columna de líquido en el anular sin presentar espuma, según los valores reportados por las herramientas antes mencionadas. Sin embargo, cabe destacar que mientras mayor sea la columna dinámica de líquido, mayor será la Pwf que deberá vencer el yacimiento para enviar los fluidos al pozo.

5.1.2.2 Cartas dinagráficas de los pozos con BM

Con el empleo de las herramientas *Echometer* se obtuvieron al menos cinco cartas dinagráficas de superficie y de fondo para cada uno de los pozos con BM, siendo todas consistentes. A través de las cartas se pudo identificar posibles problemas mecánicos en los pozos relacionados con el sistema de levantamiento artificial instalado, midiéndose además la velocidad de bombeo. A continuación se muestran las cartas tipo de cada pozo, ya que en cada uno de ellos, los resultados de las cartas arrojan valores similares y no cambian las condiciones mecánicas observadas, es decir que son congruentes.

La figura 5.1 es representativa de la carta dinagráfica del pozo ORC-7, en ella se observa una clara interferencia de gas, lo cual afecta negativamente la producción de crudo, ya que por sus características propias de mayor movilidad y la alta RGP encontrada, el gas bloquea el flujo del líquido a través de la válvula estacionaria, impidiendo un llenado eficaz de la bomba además que la válvula viajera debe

comprimir el gas presente al momento de abrir. También se observa un ligero desgaste de la válvula viajera. La eficiencia volumétrica encontrada en este caso es de 28% y la velocidad de bombeo medida fue de 7 cpm.

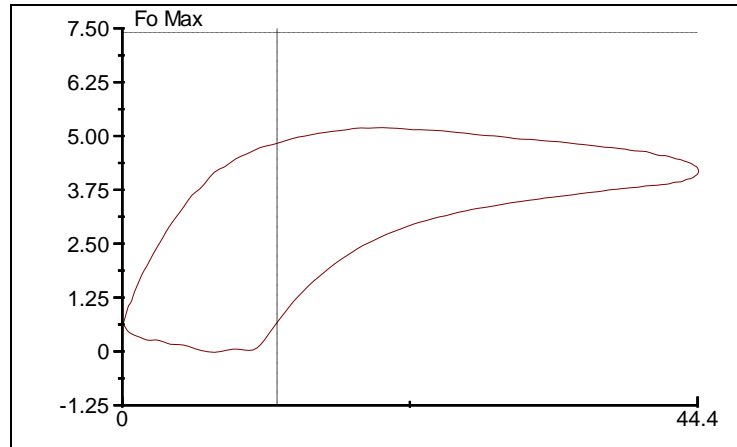


Figura 5.1. Carta dinográfica del pozo ORC-7

En la figura 5.2 se muestra la carta dinográfica del pozo ORC-20 que indica interferencia de gas combinado con alta viscosidad, siendo la interferencia de gas el factor predominante, sin embargo, ambos factores afectan negativamente la producción. También se puede observar el efecto de desgaste de la válvula viajera. La eficiencia volumétrica es de 21% y la velocidad de bombeo de 5 cpm.

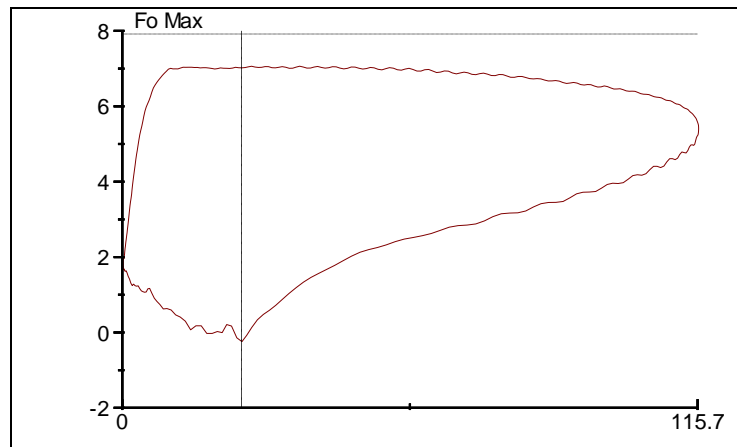


Figura 5.2. Carta dinográfica del pozo ORC-20

La figura 5.3 corresponde a la carta dinagráfica del pozo ORS-41, donde se aprecia un marcado efecto de desgaste de la bomba, fricción por fluido viscoso y también se observa una ligera interferencia de gas. Todo esto conlleva a una eficiencia volumétrica de 69%. La velocidad de bombeo en este pozo fue de 4 cpm.

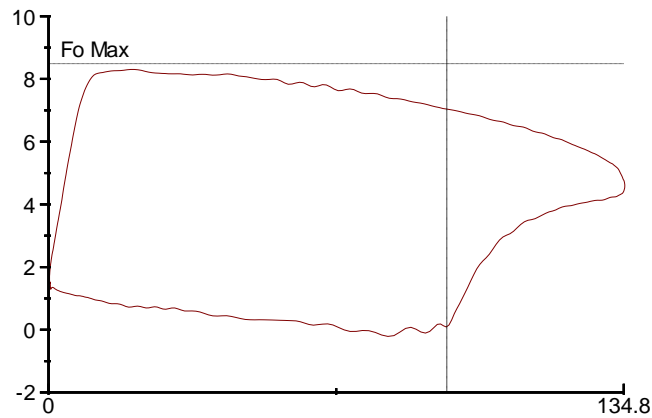


Figura 5.3. Carta dinagráfica del pozo ORS-41

A continuación, en la figura 5.4 se muestra la carta dinagráfica del pozo ORS-78, la cual refleja el efecto dominante de la alta viscosidad del crudo producido, indicando un cierre lento de la válvula fija y apertura lenta de la válvula viajera, también se aprecia la existencia de golpe de bomba al final de la carrera descendente. La eficiencia volumétrica fue de 10% con una velocidad de bombeo de 4 cpm.

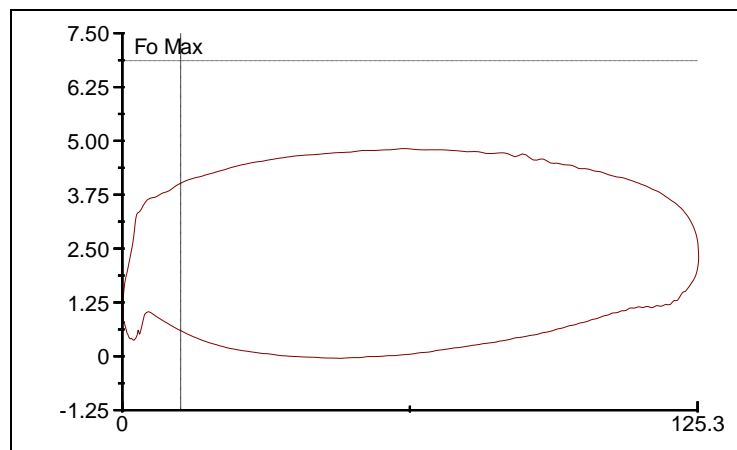


Figura 5.4. Carta dinagráfica del pozo ORS-78

En la figura 5.5 representativa de la carta dinagráfica del pozo ORS-82, donde se refleja que la bomba podría tener un funcionamiento considerablemente bueno, sin embargo, es afectado por la entrada de gas libre, el cual debe ser comprimido por la válvula viajera en su apertura, evidenciándose la interferencia de gas en el mecanismo. La eficiencia volumétrica de la bomba es 60%, con una velocidad de bombeo de 4 cpm.

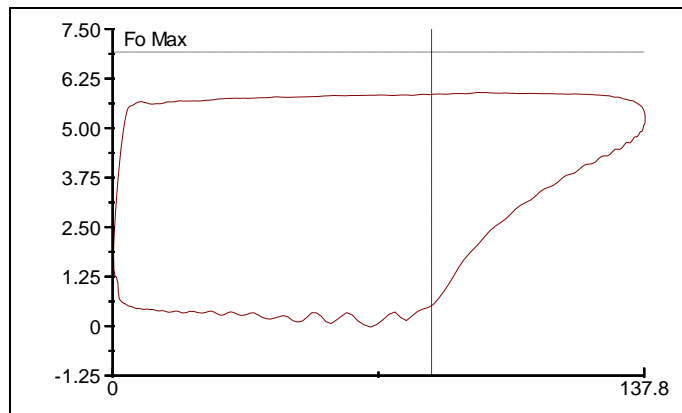


Figura 5.5. Carta dinagráfica del pozo ORS-82

En la figura 5.6 se muestra la carta dinagráfica del pozo ORS-93, donde se presenta lo que se llama en el *argot* petrolero como “bomba llena”, este pozo tiene una producción considerablemente buena de 612 bnd con una eficiencia volumétrica de la bomba en 96% a una velocidad de 4 cpm, de lo cual se deduce un óptimo funcionamiento, solo se observa el efecto de las cabillas no ancladas.

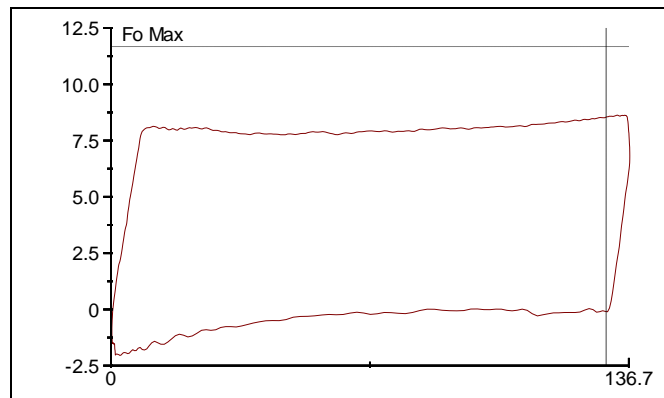


Figura 5.6. Carta dinagráfica del pozo ORS-93

Continuando con los resultados de las cartas dinagráficas, en la figura 5.7 se presenta la del pozo ORS-94, en el cual se observa un marcado efecto de interferencia de gas en la bomba. La eficiencia volumétrica encontrada fue de 42 % y la velocidad de bombeo en 5 cpm.

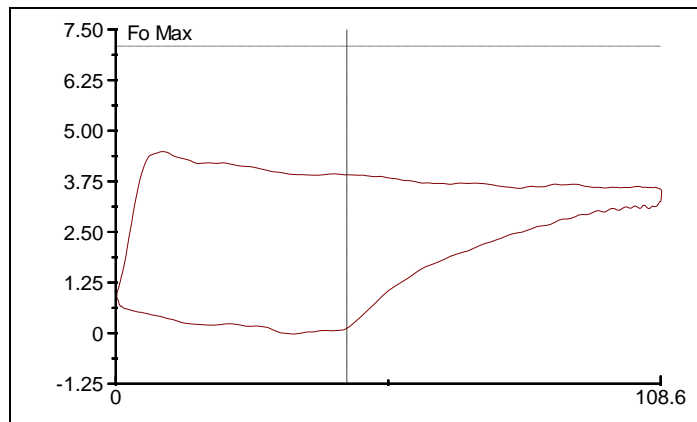


Figura 5.7. Carta dinagráfica del pozo ORS-94

En la figura 5.8 se muestra la carta dinagráfica del pozo ORS-96, la cual refleja golpe de fluido y golpe de pistón abajo. El barril no se llena completamente ocasionando el golpe de fluido y al llegar al final de la misma carrera descendente, el pistón choca nuevamente pero esta vez con el fondo de la bomba. Esta condición ocasiona fallas frecuentes hasta que ocurre el colapso de las cabillas o de la bomba. La eficiencia volumétrica encontrada fue 60% con una velocidad de 4 cpm.

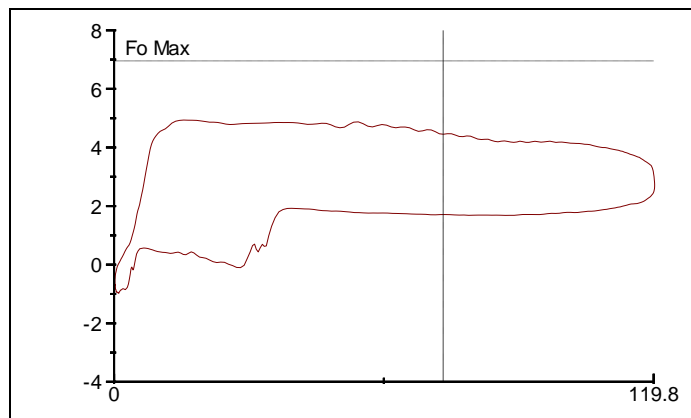


Figura 5.8. Carta dinagráfica del pozo ORS-96

La figura 5.9 corresponde a la carta dinagráfica del pozo ORS-99, donde se evidencia el desgaste del pistón y un golpe de bomba al final de la carrera descendente donde el pistón choca con el fondo. La observación de la carta permite detectar indicios de fricción en el pistón asociado con la alta viscosidad del crudo producido. La eficiencia volumétrica en este caso fue de 40%, con una velocidad de bombeo de 3 cpm.

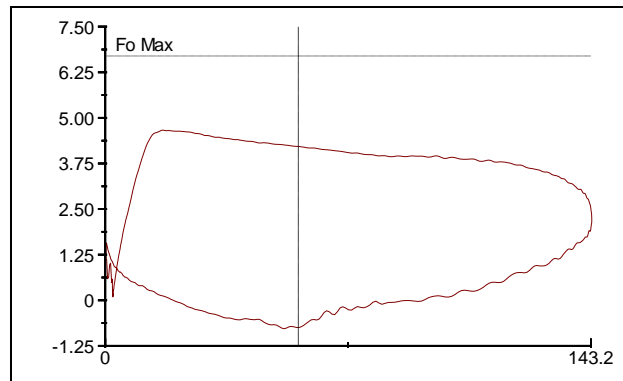


Figura 5.9. Carta dinagráfica del pozo ORS-99

La figura 5.10 corresponde a la carta dinagráfica del pozo ORS-100 donde se aprecia que la bomba está siendo afectada por la alta viscosidad del crudo producido, se observa el efecto del desgaste en la válvula viajera, como también, un cierre lento de la válvula fija y una lenta apertura de la válvula viajera. La eficiencia volumétrica resultante para esta bomba es de 82%, la cual se encontraba operando con una velocidad de bombeo de 5 cpm.

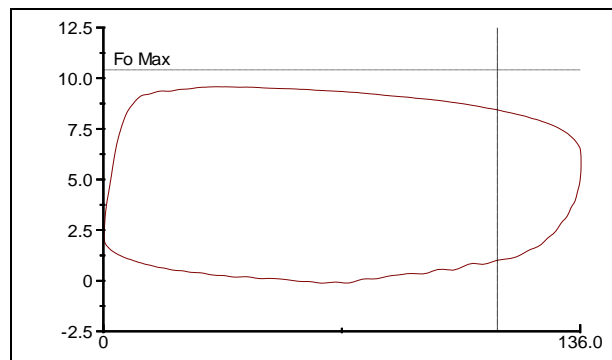


Figura 5.10. Carta dinagráfica del pozo ORS-100

5.1.3 Índices de Productividad e IPR

Se calcularon los índices de productividad de todos los pozos integrantes de la muestra 1. En la tabla 5.10 se muestran los resultados obtenidos para los pozos con BCP, en ella se resaltan el índice de productividad del pozo ORS-40, el cual se encuentra por debajo de 0,5 bnd/lpc.

Tabla 5.10. Índices de Productividad de los Pozos con BCP

POZO	IP (bnd/lpc)	Qprueba (bnd)	Qmáx (bnd)	Geometría del pozo
ORS-38	0,76	316	466	Horizontal
ORS-40	0,10	18	59	Vertical
ORS-45	0,52	244	348	Horizontal
ORS-47	0,89	337	591	Horizontal
ORS-91	0,78	259	519	Horizontal

Así mismo, en la tabla 5.11 se muestran los IP obtenidos para los pozos con BM, resaltando los menores a 0,5 bnd/lpc que entran en el grupo de los menores valores de IP calculados en esta investigación.

Tabla 5.11. Índices de Productividad de los Pozos con BM

POZO	IP (bnd/lpc)	Qprueba (bnd)	Qmáx (bnd)	Geometría del pozo
ORC-7	0,20	95	123	Vertical
ORC-20	0,22	104	132	Vertical
ORS-30	0,25	122	151	Vertical
ORS-41	0,58	205	410	Vertical
ORS-78	0,45	34	303	Horizontal

Tabla 5.11. Índices de Productividad de los Pozos con BM (continuación)

POZO	IP (bnd/lpc)	Qprueba (bnd)	Qmáx (bnd)	Geometría del pozo
ORS-82	0,56	307	342	Horizontal
ORS-93	1,30	612	864	Horizontal
ORS-94	0,34	184	207	Horizontal
ORS-96	0,61	305	370	Horizontal
ORS-99	0,24	72	144	Horizontal
ORS-100	0,58	300	353	Horizontal

De los 16 pozos de la muestra 1, siete pozos tienen IP por debajo de 0,5 bnd/lpc, lo cual se considera un índice de productividad bajo ^[7], principalmente en estos casos es necesario crear una estrategia que permita mejorar el IP. El mayor IP calculado fue el del pozo ORS-93 con 1,3 bnd/lpc.

Se observó que los pozos con menor IP también son los pozos con mayor RGP, y las cartas dinagráficas de los pozos con BM también corresponden a estos valores mostrando interferencia de gas, con excepción de los pozos ORS-93 y el ORS-99. Sin embargo, debe destacarse que 15 de los 16 pozos de la muestra presentan RGP mayor a 400 lpc/pcn y la comparación anterior se realizó con respecto a dicha muestra.

Seguidamente se muestran las gráficas IPR de los pozos estudiados, donde se resalta el punto de prueba de cada pozo, denotando las condiciones actuales del pozo. Y a partir de este punto, al nombrar la sumergencia de la bomba, se está haciendo referencia a la sumergencia de la bomba en líquido.

En la figura 5.11 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORC-7, el cual produce 95 bnd, 28 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,20 bnd/lpc,

uno de los valores más bajos encontrados en el estudio, a pesar de que la bomba tiene una sumergencia considerablemente buena, unos 737' en líquido. Estos resultados son concordantes con la carta dinagráfica del pozo donde principalmente se observó una pronunciada interferencia de gas, lo que impide una mayor producción de crudo.

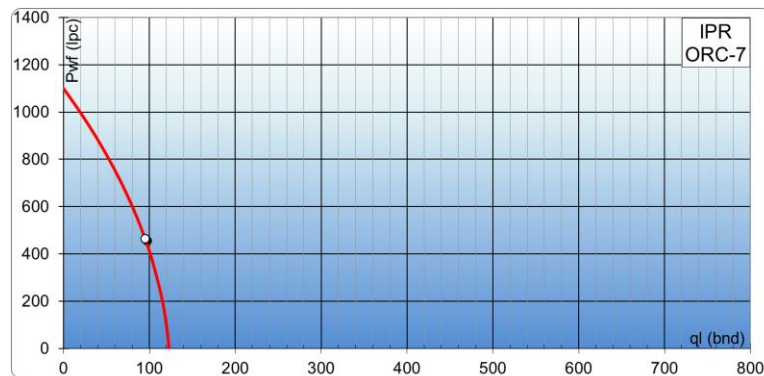


Figura 5.11. Curva IPR del Pozo ORC-7

En la figura 5.12 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORC-20. Este pozo produce 104 bnd, 28 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,22 bnd/lpc, uno de los valores más bajos, aún cuando la bomba tiene una sumergencia de 686' en líquido, valor que puede ser considerado como una buena sumergencia.

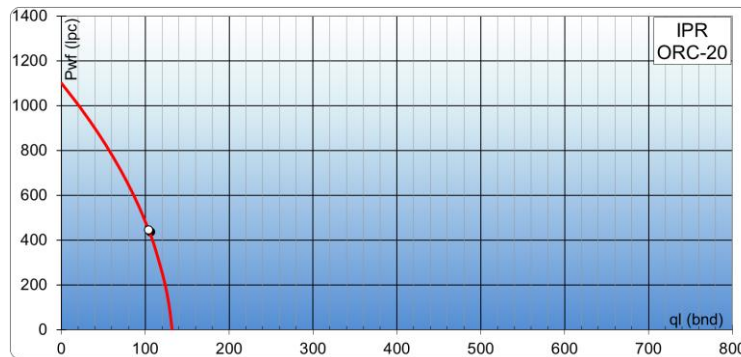


Figura 5.12. Curva IPR del Pozo ORC-20

En la figura 5.13 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-30. Este pozo produce 122 bnd, 29 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,25

bnd/lpc, el cual se encuentra entre los valores más bajos del estudio. Tomando en cuenta a la vez la sumergencia de la bomba en 483', ésta no se encuentra en el límite recomendado de 200' pero se deben realizar las consideraciones pertinentes en caso de que se pretendan establecer cambios para aumentar la producción, lo que supone una disminución de la sumergencia, antes de esto, lo recomendable sigue siendo realizar estudios especializados que permitan diseñar una estrategia para mejorar el IP del pozo.

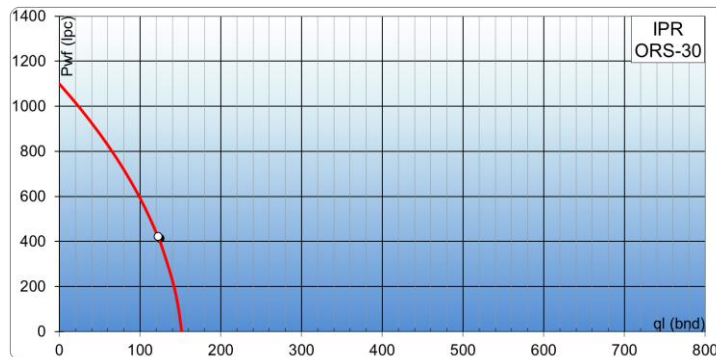


Figura 5.13. Curva IPR del Pozo ORS-30

En la figura 5.14 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-38. Este pozo produce 316 bnd, 150 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,76 bnd/lpc, un valor alto entre la muestra. Estos datos ofrecen un margen considerable para realizar cambios que permitan aumentar la producción, con los estudios previos pertinentes.

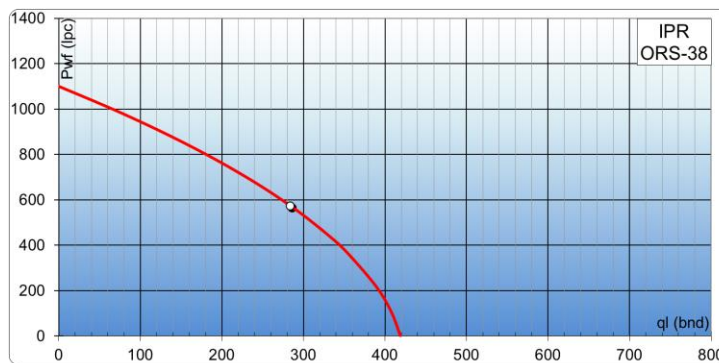


Figura 5.14. Curva IPR del Pozo ORS-38

En la figura 5.15 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-40. Este pozo produce 18 bnd, 41 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,1 bnd/lpc, el más bajo calculado. Esta situación es congruente con la alta RGP presentada, de donde se podría decir que la existencia de gas libre entrando a la bomba perjudica la producción de este pozo que tiene una sumergencia de 1631´.

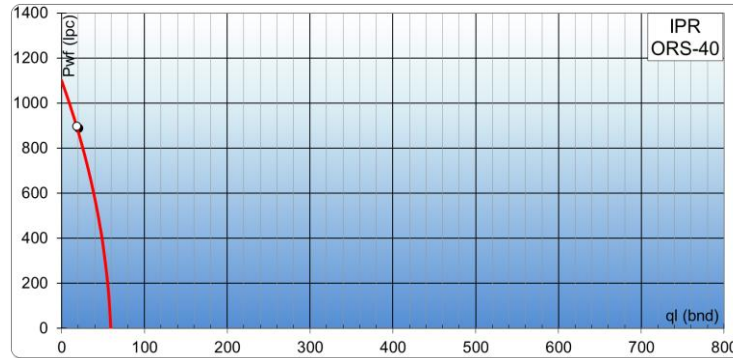


Figura 5.15. Curva IPR del Pozo ORS-40

En la figura 5.16 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-41. El pozo produce 205 bnd, 205 bnd por debajo de su potencial máximo (410 bnd). El IP calculado fue de 0,58 bnd/lpc. La bomba de este pozo tiene una de las sumergencias más altas encontradas en esta investigación 1577´, sin embargo la eficiencia de la bomba se está viendo afectada, principalmente, por la interferencia de gas y un desgaste pronunciado, tal como se observó en la carta dinagráfica correspondiente.

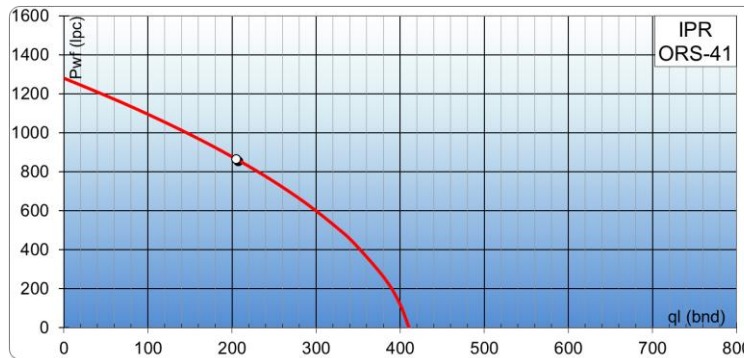


Figura 5.16. Curva IPR del Pozo ORS-41

En la figura 5.17 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-45. El pozo produce 244 bnd, 104 bnd por debajo de su potencial máximo (410 bnd). El IP calculado fue de 0,52 bnd/lpc, el cual no se incluyó en los valores más bajos, sin embargo sería necesario que antes de cualquier cambio operacional para aumentar la producción sea precedido por estudios que promuevan el aumento del índice de productividad, ya que la sumergencia de la bomba es de solo 393´.

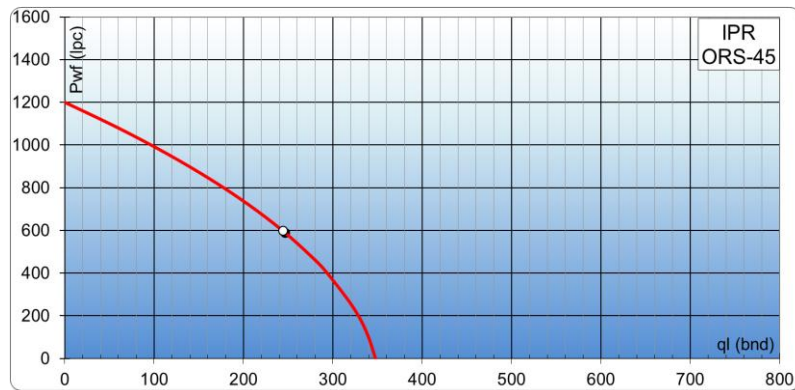


Figura 5.17. Curva IPR del Pozo ORS-45

En la figura 5.18 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-47. El pozo produce 337 bnd, 254 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,52 bnd/lpc.

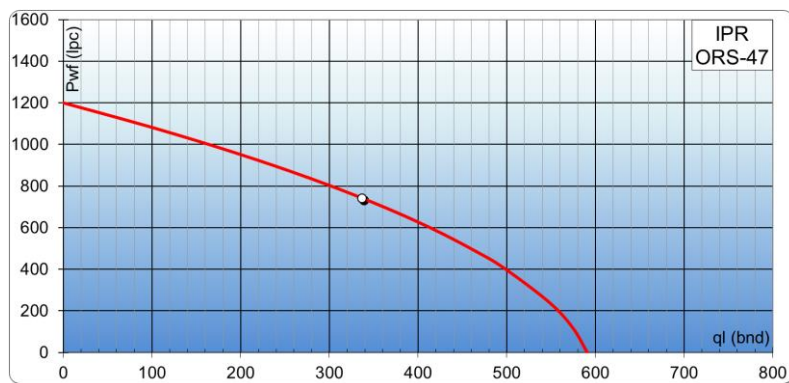


Figura 5.18. Curva IPR del Pozo ORS-47

En la figura 5.19 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-78. El pozo produce 34 bnd, 269 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,45 bnd/lpc.

Se midió en este pozo una sumergencia de la bomba de 2.107', el más alto de la muestra, lo que en primera instancia indica un buen aporte del yacimiento, sin embargo existe alguna restricción que impide la producción del potencial.

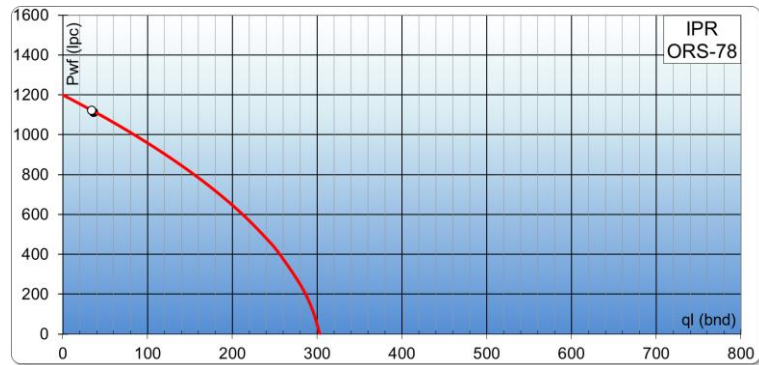


Figura 5.19. Curva IPR del Pozo ORS-78

En la figura 5.20 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-82. El pozo produce 307 bnd, 35 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,56 bnd/lpc.

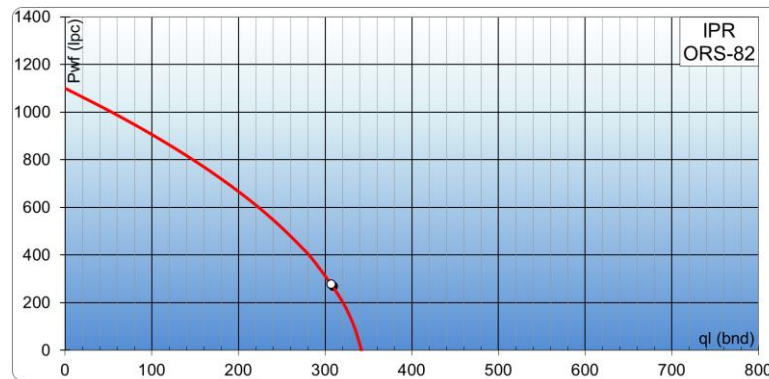


Figura 5.20. Curva IPR del Pozo ORS-82

En la figura 5.21 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-91. El pozo produce 259 bnd, 260 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,78 bnd/lpc.

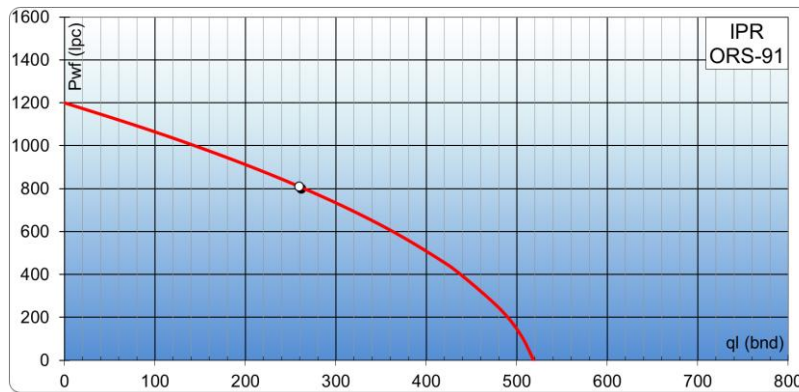


Figura 5.21. Curva IPR del Pozo ORS-91

En la figura 5.22 se grafica la curva de IPR del pozo ORS-93. El pozo produce 612 bnd, solo 252 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 1,3 bnd/lpc, el más alto calculado, y se encuentra produciendo con una sumergencia de bomba considerablemente buena de 692´.

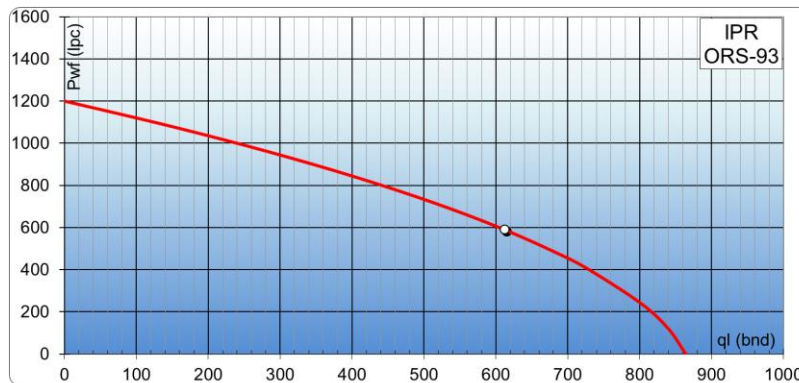


Figura 5.22. Curva IPR del Pozo ORS-93

En la figura 5.23 se representa la curva IPR del pozo ORS-94. El pozo produce 184 bnd, solo 23 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,34 bnd/lpc, entrando en el grupo de los pozos con más bajos IP, además tiene una sumergencia de 270´, menos de 100´ por encima del límite recomendado.

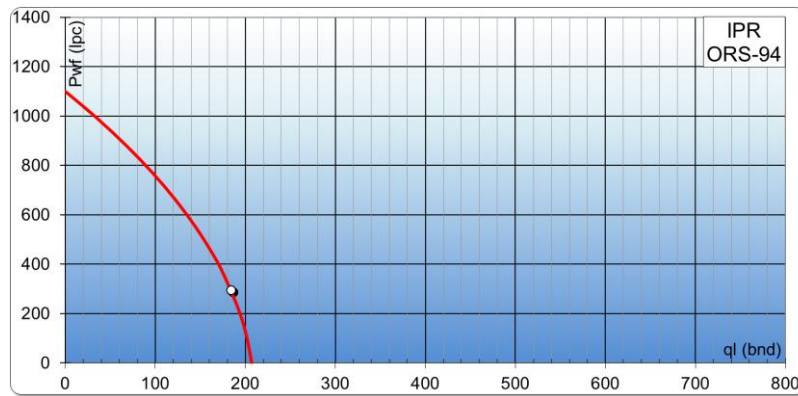


Figura 5.23. Curva IPR del Pozo ORS-94

En la figura 5.24 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-96. Este pozo produce 305 bnd, 65 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,61 bnd/lpc.

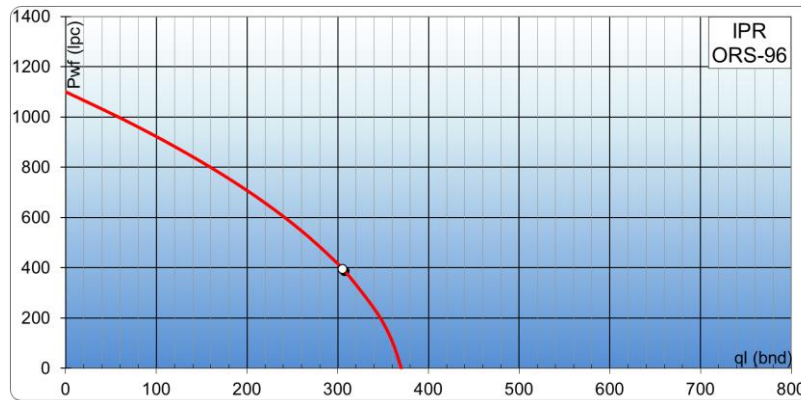


Figura 5.24. Curva IPR del Pozo ORS-96

En la figura 5.25 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-99. Este pozo produce 72 bnd, 72 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,24 bnd/lpc, entre los valores más bajos, y tiene una sumergencia de la bomba de 207', menos de 10' por encima del límite recomendado.

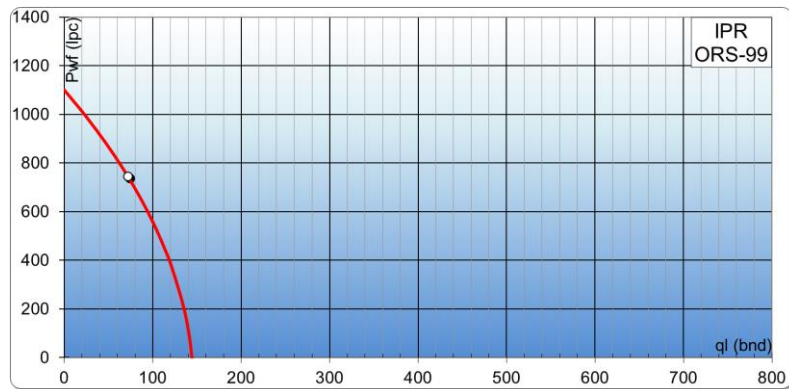


Figura 5.25. Curva IPR del Pozo ORS-99

En la figura 5.26 se muestra la gráfica de IPR del pozo ORS-100, el cual produce 300 bnd, 53 bnd por debajo de su potencial máximo. El IP calculado fue de 0,58 bnd/lpc. La sumergencia de la bomba medida fue de 133', encontrándose por debajo de los 200' recomendados. Como se observó en la carta dinagráfica, la producción en este pozo es afectada principalmente por la viscosidad del crudo de unos 3.859 cP, es necesario realizar los estudios pertinentes para determinar la posibilidad y la estrategia para obtener un mayor aporte y mejorar la productividad del pozo.

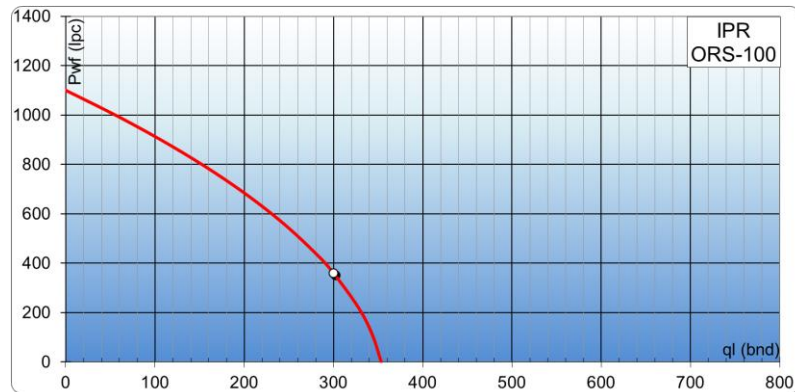


Figura 5.26. Curva IPR del Pozo ORS-100

5.1.4 Evaluación del funcionamiento del SLA en los pozos con BM mediante el uso de la herramienta computacional *Rodstar*

Se realizaron los modelos de comportamiento de los pozos con BM pertenecientes a la muestra 1 y se cotejaron los resultados con los datos obtenidos en las pruebas de producción en campo. A continuación, en la tabla 5.12, se muestran los resultados obtenidos mediante las simulaciones realizadas con la herramienta computacional *Rodstar*, que permitió la evaluación del funcionamiento actual del SLA. Sin embargo, los pozos ORS-30, ORS-94, ORS-99 y ORS-100, fueron exceptuados debido a que al comparar los resultados de los modelos de comportamiento respectivos con los datos reales de producción antes mencionados, pudo constatar que no son representativos para la investigación.

Tabla 5.12. Condiciones actuales del SLA en los pozos con BM

Pozo	Eficiencia del Sistema	Sección de Cabillas	Porcentaje de Carga en las Cabillas
ORC-7	23%	1	44%
		2	41%
		3	25%
ORC-20	13%	1	49%
		2	40%
ORS-41	38%	1	65%
		2	54%
		3	31%
ORS-78	4%	1	5%
		2	5%
		3	4%
		4	1%

Tabla 5.12. Condiciones actuales del SLA en los pozos con BM (continuación)

Pozo	Eficiencia del Sistema	Sección de Cabillas	Porcentaje de Carga en las Cabillas
ORS-82	44%	1	50%
		2	38%
		3	44%
		4	28%
ORS-93	60%	1	124%
		2	124%
ORS-96	44%	1	56%
		2	48%
		3	52%
		4	33%

Los pozos ORC-7, ORC-20 y ORS-78 son los que presentan los valores de eficiencia del sistema más bajos, los cuales son concordantes con la eficiencia volumétrica encontrada en las bombas de estos pozos e indican el mal funcionamiento del sistema y un gasto adicional de energía consumida por barril producido ^[18].

De acuerdo a las observaciones realizadas en las cartas dinagráficas, se puede decir que estos bajos valores de eficiencia del sistema en los pozos ORC-7 y ORC-20 son causados por la interferencia de gas mientras que en el pozo ORS-78 es causado por el golpe de bomba que indica un mal espaciado del pistón. En estos casos de tan baja eficiencia del sistema, es recomendable que adicionalmente se investigue para determinar si existe alguna obstrucción en la entrada de bomba, esto podría ocurrir debido a residuos del mismo crudo viscoso producido, que al acumularse en forma sólida, restringen el paso de fluidos a la bomba o también podría haber obstrucción por migración de finos hacia el pozo que se van quedando como residuos.

Por su parte, los pozos ORS-41, ORS-82 y ORS-96 tienen una eficiencia del sistema aceptable ^[21], concordante con los valores de eficiencia volumétrica de la bomba en estos pozos que es en todo caso mayor a 60%. Sin embargo, los problemas observados en la carta dinográfica de cada pozo deben ser solventados, ya que no se está aprovechando la capacidad de la bomba y si bien por el momento tienen una eficiencia del sistema aceptable, los problemas observados se acentuarán si no son corregidos, perjudicando la productividad del pozo.

El pozo ORS-93 se destaca una eficiencia del sistema de 60%, un porcentaje considerado excelente ^[21], lo cual es poco común en sistemas de bombeo mecánico, sin embargo es congruente con la eficiencia volumétrica encontrada en la bomba de 96%. Por otro lado, este pozo presenta cabillas sobrecargadas, ambas secciones tienen un porcentaje de carga de 124%. La carga podría ser reducida bajando la velocidad de la unidad, usando un pistón de menor diámetro o usando cabillas de mayor grado, también se puede evaluar la posibilidad de cambio de unidad de bombeo por una con carrera más larga. El resto de los pozos de la muestra no tienen cabillas sobrecargadas, sino que por el contrario, se encuentran sobre-diseñadas ^[21], sin embargo esto no implica complicaciones para la producción o el sistema en los casos planteados.

5.1.5 Evaluación del funcionamiento del SLA en los pozos con BCP mediante el uso de la herramienta computacional Pcpump

En la tabla 5.13 se encuentran los resultados obtenidos durante el estudio del funcionamiento actual del SLA en los pozos con BCP, el cual se realizó aplicando el modelo de comportamiento de los pozos con BCP pertenecientes a la muestra 1. En este caso, todos los modelos presentaron el ajuste apropiado y se consideraron representativos, por lo que todos los pozos con BCP de la muestra 1 también pasaron a integrar la muestra 2.

Tabla 5.13. Condiciones actuales del SLA en los pozos con BCP

Pozo	Gas libre en la entrada de la bomba (%)	Eficiencia volumétrica en el flujo multifásico (%)	Carga en las cabillas (%)
ORS-38	37	55	43
ORS-40	81	16	34
ORS-45	54	40	32
ORS-47	24	39	68
ORS-91	26	51	46

En todos los casos evaluados, la tasa de producción actual fue menor a la de la capacidad de la bomba respectiva, como se observa en los valores de eficiencia calculados, los valores más altos se obtuvieron en los pozos ORS-38 y ORS-91, mientras que lo opuesto ocurre en el pozo ORS-40 que tiene la menor eficiencia volumétrica: 16%. Lo anterior es congruente con los valores de tasa de petróleo y de RGP reportados en las pruebas de producción que se realizan en campo.

Se observa en los resultados, la existencia de gas libre en la entrada de la bomba, lo cual reduce significativamente la eficiencia de la bomba y la producción, además que reduce la vida útil de la bomba.

Lo que respecta a las cabillas, ésta se encuentran en buenas condiciones de operación, pueden soportar las cargas aplicadas, incluso están sobre-diseñadas ^[22].

5.2 Segundo Estudio de Comportamiento

En el segundo estudio de comportamiento se realizó el análisis de diferentes sensibilidades en los pozos del campo Orocuil pertenecientes a la muestra 2. En el

caso de los pozos con BM se realizaron los análisis de sensibilidad en cuanto a la velocidad de bombeo, diámetro del pistón y separación de gas en fondo, utilizando la herramienta computacional *Rodstar* para evaluar la velocidad de bombeo y diámetro del pistón, mientras que para evaluar la separación de gas en fondo se usó la herramienta computacional *Nodalb*. En el caso de los pozos con BCP se realizó el análisis de sensibilidad con respecto a la velocidad de bombeo utilizando la herramienta computacional *Pcpump*. En todos los casos se consideró el comportamiento de la producción ante los cambios estudiados.

En las tablas siguientes, se muestran los resultados de esta fase. Se encuentra resaltada en color verde la condición actual del pozo.

5.2.1 Resultados del análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en los pozos con BM

En la tabla 5.14 se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones respectivas con el modelo de comportamiento del pozo ORC-7, para evaluar la sensibilidad a la velocidad de bombeo. En dicha tabla se aprecia el aumento de la tasa a medida que aumenta la velocidad. Debido a que actualmente se tiene una velocidad relativamente alta en comparación con los demás pozos de BM, en este caso evaluaron velocidades mayores y menores a la actual, resultando que a medida que aumenta la velocidad aumenta la tasa de líquido y la carga en las cabillas aunque siguen sobre-diseñadas para los aumentos de producción obtenidos. El análisis no arrojó mayores cambios en la tasa de producción, se obtuvo que con una velocidad de 8 cpm se pudieran producir 18 bnd adicionales. La eficiencia del sistema se mantuvo constante, solo a la velocidad de 8 cpm hubo un aumento de 1% en la eficiencia del sistema.

Tabla 5.14. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORC-7

Pozo ORC-7		Velocidad (cpm)				
		5	6	6,7	7	8
QI (bnd)		70	84	95	98	113
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		-25	-11	---	3	18
Eficiencia del sistema (%)		23	23	23	23	24
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	39	41	44	44	46
	Sección 2	40	40	41	41	44
	Sección 3	25	25	25	25	25

En la tabla 5.15 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad a la velocidad de bombeo en el pozo ORC-20, en ella se observa un aumento considerable de la tasa de líquido, se evaluó hasta 7 cpm obteniendo 42 bnd adicionales y un aumento de la eficiencia del sistema en 2%. Las cargas en las cabillas se mantienen dentro de los valores permisibles y sobre-diseñadas. En este punto cabe mencionar el potencial calculado para este pozo, 132 bnd, con una tasa por encima de este valor el pozo podría llegar a una sumergencia de la bomba en cero pies.

Tabla 5.15. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORC-20

Pozo ORC-20		Velocidad (cpm)			
		4	5	6	7
QI (bnd)		83	104	125	146
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		-21	---	21	42
Eficiencia del sistema (%)		13	13	14	15
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	49	49	54	56
	Sección 2	40	40	42	48

En la tabla 5.16 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-41, la cual se evaluó hasta 7 cpm, obteniendo 169 bnd adicionales como máximo y la eficiencia del sistema aumentó solo 1%. Las cargas en las cabillas se mantienen dentro de los valores permisibles y dejan de estar sobre-diseñadas a partir de las 6 cpm, manteniéndose dentro de los valores permisibles de carga.

Tabla 5.16. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-41

Pozo ORS-41		Velocidad (cpm)			
		3,9	5	6	7
QI (bnd)		205	265	318	374
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	60	113	169
Eficiencia del sistema (%)		38	39	39	39
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	65	67	75	84
	Sección 2	54	59	66	70
	Sección 3	31	31	32	35

Considerando los resultados antes mostrados, la sumergencia de la bomba en 1.577' y la productividad del pozo, se puede decir que existe un potencial que no está siendo aprovechado y se puede obtener una mayor producción a la actual. La tasa máxima de producción para este pozo se encuentra por encima de los valores arrojados en el análisis de sensibilidad.

En la tabla 5.17 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-78, la cual se evaluó hasta 6 cpm, obteniendo 16 bnd adicionales como máximo y la eficiencia del sistema se mantuvo constante. Las cargas en las cabillas siguen estando dentro de los valores permisibles, se mantienen

sobre-diseñadas. La diferencia marcada entre las cargas en las cabillas de este pozo con respecto al resto con BM se debe a su baja producción.

Tabla 5.17. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-78

Pozo ORS-78		Velocidad (cpm)		
		4	5	6
QI (bnd)		34	42	50
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	8	16
Eficiencia del sistema (%)		4	4	4
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	5	6	7
	Sección 2	5	5	6
	Sección 3	4	4	5
	Sección 4	1	1	1

En la tabla 5.18 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-82, la cual se evaluó de 4 a 6 cpm, obteniendo 198 bnd adicionales como máximo para dichas velocidades y la eficiencia del sistema se mantuvo alrededor de 44%, la cual disminuye a partir de 7 cpm. Las cargas en las cabillas siguen estando dentro de los valores permisibles y se mantienen sobre-diseñadas.

Por otro lado, las tasas obtenidas como resultado de este análisis de sensibilidad se encuentran por encima de la tasa máxima del pozo que fue calculada en el estudio de productividad, de donde se extrae que estos cambios de velocidad no son viables, al menos no con las condiciones actuales, a pesar de que en la simulación en cuestión es considerada la sumergencia de la bomba, con los aumentos de velocidad de bombeo propuestos se enfrenta al riesgo de llegar a sumergencia cero, en base al estudio de productividad.

Tabla 5.18. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-82

Pozo ORS-82		Velocidad (cpm)			
		4,3	5	6	7
QI (bnd)		307	359	431	505
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	52	124	198
Eficiencia del sistema (%)		44	44	46	42
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	50	53	52	60
	Sección 2	38	38	39	46
	Sección 3	44	44	45	51
	Sección 4	28	28	28	30

En la tabla 5.19 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-93, la cual se evaluó hasta 6 cpm con la cual se obtienen 345 bnd adicionales. La eficiencia del sistema se mantuvo alrededor de 60%. La sobrecarga en las cabillas aumentó considerablemente, se encuentran fuera del rango de los valores permisibles.

Tabla 5.19. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-93

Pozo ORS-93		Velocidad (cpm)			
		3,9	4	5	6
QI (bnd)		612	635	796	957
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	23	184	345
Eficiencia del sistema (%)		60	60	60	59
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	124	125	130	140
	Sección 2	124	124	130	140

En la tabla 5.20 son presentados los resultados del análisis de sensibilidad a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-96, la cual se evaluó hasta 6 cpm, con la cual se obtienen 117 bnd adicionales. La eficiencia del sistema aumentó 1% para 5 y 6 cpm. La carga en las cabillas se mantuvo dentro del rango de los valores permisibles, y sobre-diseñadas.

Tabla 5.20. Análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en el pozo ORS-96

Pozo ORS-96		Velocidad (cpm)		
		4,3	5	6
QI (bnd)		303	349	420
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	46	117
Eficiencia del sistema (%)		44	45	45
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	56	57	64
	Sección 2	48	50	53
	Sección 3	52	53	55
	Sección 4	33	33	33

5.2.2 Resultados del análisis de sensibilidad respecto al diámetro del pistón en los pozos con BM

A continuación se muestran los resultados del análisis de sensibilidad respecto al diámetro del pistón, donde se evaluó su efecto sobre la producción y el funcionamiento del SLA, considerando además un adecuado diámetro de la tubería de producción y el uso de bombas de tubería. En las tablas de resultados se indica el diámetro externo de la tubería de producción a usar en cada caso y se resalta en color verde las condiciones actuales.

La tabla 5.21 es contentiva de los resultados obtenidos en el análisis antes mencionado para el pozo ORC-7, en ella se observa el aumento de la tasa de producción, las cargas en las cabillas y la eficiencia del sistema con el tamaño del pistón. También se puede notar que con las cargas que genera la producción obtenida con un diámetro de pistón de 3,75” la carga en las cabillas de la sección 2 deja de estar sobre-diseñada y entra en un rango acorde a sus dimensiones y bajo el límite de cargas permisibles, mientras que en la sección de cabillas 1 y 3 las cargas aumentaron pero se mantienen sobre-diseñadas. Sin embargo, estos cambios no resultan viables con las condiciones actuales ya que el potencial máximo del pozo es de 123 bnd.

Tabla 5.21. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORC-7

Pozo ORC-7		Diám. Ext. TP 3,5”	Diám. Ext. TP 4,5”	
		Diám. Pistón 2,75”	Diám. Pistón 3,25”	Diám. Pistón 3,75”
QI (bnd)		95	126	157
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	31	62
Eficiencia del sistema (%)		23	25	26
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	44	56	69
	Sección 2	41	54	70
	Sección 3	25	34	44

En tabla 5.22 se muestra los resultados del análisis de sensibilidad con respecto al diámetro del pistón de la bomba en el pozo ORC-20. Se observa el aumento de la tasa de producción, las cargas en las cabillas y la eficiencia del sistema a medida que se aumenta el diámetro del pistón. Se obtuvo con este análisis que con un diámetro de pistón de 3,75” la carga en las cabillas aumenta considerablemente, quedando con cargas acordes a sus dimensiones.

Tabla 5.22. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORC-20

Pozo ORC-20		Diám. Ext. TP 3,5"	Diám. Ext. TP 4,5"	
		Diám. Pistón 2,75"	Diám. Pistón 3,25"	Diám. Pistón 3,75"
QI (bnd)		104	142	182
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	38	78
Eficiencia del sistema (%)		13	17	19
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	49	60	79
	Sección 2	40	54	69

En cuanto al análisis de sensibilidad al diámetro del pistón de la bomba en el pozo ORS-41, se observó que a medida que se aumenta el diámetro del pistón, aumentan considerablemente la producción y la eficiencia del sistema, con lo cual se podrían obtener hasta 269 bnd adicionales. Tomando en cuenta que actualmente el sistema es técnicamente eficiente, cuando se aumenta el diámetro del pistón ésta llega a valores excelentes ^[22]. Sin embargo, también se observó que con los cambios planteados, las cargas en las cabillas se salen del rango de cargas permisibles. Cabe recordar el efecto de un severo desgaste de la bomba, aparte de una interferencia de gas, observados en la carta dinográfica de este pozo. Estos resultados se muestran en la tabla 5.23.

Tabla 5.23. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORS-41

ORS-41		Diám. Ext. TP 3,5"		Diám. Ext. TP 4,5"	
		Diám. Pistón 2,25"	Diám. Pistón 2,75"	Diám. Pistón 3,25"	Diám. Pistón 3,75"
QI (bnd)		205	292	385	474
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	87	180	269
Eficiencia del sistema (%)		38	45	49	49
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	65	78	100	123
	Sección 2	54	69	91	116
	Sección 3	31	40	54	71

En la tabla 5.24 se encuentran los resultados del análisis de sensibilidad con respecto al diámetro del pistón de la bomba en el pozo ORS-78, se observó que se obtienen pocos barriles adicionales al aumentar el diámetro del pistón, en comparación con los demás pozos de la muestra, con un pistón de 3,75” solo se obtienen 29 bnd adicionales. La eficiencia del sistema aumentó 2% y también aumentó la carga en las cabillas, sin embargo, estos siguen siendo valores bajos debido a la baja producción con respecto a la capacidad de producción de la bomba y del sistema como tal.

Tabla 5.24. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORS-78

Pozo ORS-78		Diám. Ext. TP 3,5”	Diám. Ext. TP 4,5”	
		Diám. Pistón 2,75”	Diám. Pistón 3,25”	Diám. Pistón 3,75”
QI (bnd)		34	47	63
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	13	29
Eficiencia del sistema (%)		4	6	8
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	5	5	4
	Sección 2	5	5	4
	Sección 3	4	4	3
	Sección 4	1	1	1

En la tabla 5.25 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad con respecto al diámetro del pistón de la bomba en el pozo ORS-82, se aprecian aumentos considerables en la tasa de producción, sin embargo la tasa máxima calculada en el estudio de productividad es menor a las tasas obtenidas al aumentar el diámetro del pistón por lo que hasta este punto se consideran inviables, en estos casos son necesarios estudios especializados de yacimientos que permitan determinar la posibilidad y estrategia para aumentar la productividad del pozo.

Tabla 5.25. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORS-82

Pozo ORS-82		Diám. Ext. TP 3,5"	Diám. Ext. TP 4,5"	
		Diám. Pistón 2,75"	Diám. Pistón 3,25"	Diám. Pistón 3,75"
QI (bnd)		307	423	547
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	116	240
Eficiencia del sistema (%)		44	48	51
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	50	60	75
	Sección 2	38	51	65
	Sección 3	44	60	78
	Sección 4	28	40	52

En la tabla 5.25 también se observa que este sistema de bombeo mecánico tiene una buena eficiencia y mejora con una bomba de mayor tamaño acorde con las dimensiones de la unidad de bombeo y el consumo de energía, sin embargo, tomando en cuenta los resultados obtenidos, dichos cambios no resultan viables en las condiciones actuales, incluyendo la sumergencia de la bomba actual de 338´.

En la tabla 5.26 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad con respecto al diámetro del pistón de la bomba en el pozo ORS-93, se observó un aumento de la producción de 198 bnd, ubicándose cerca de su potencial máximo, y la eficiencia del sistema, que actualmente se considera excelente, aumentó 3%, sin embargo un aumento del tamaño del pistón no resulta factible debido a la sobrecarga en las cabillas.

Tabla 5.26. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORS-93

ORS-93		Diám. Ext. TP 4,5"	
		Diám. Pistón 3,25"	Diám. Pistón 3,75"
QI (bnd)		612	804
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	192
Eficiencia del sistema (%)		60	63
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	124	155
	Sección 2	124	155

En la tabla 5.27 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad con respecto al diámetro del pistón de la bomba en el pozo ORS-96. Las tasas obtenidas al aumentar el diámetro del pistón sobrepasan el potencial máximo del pozo. Aun así se puede decir que, si el pozo contara con el aporte adecuado, al aumentar el tamaño de la bomba se obtendría un mejor funcionamiento del sistema, alcanzándose su óptimo rendimiento, por lo que es recomendable en este caso realizar los estudios de yacimiento correspondientes para evaluar la posibilidad de obtener un mayor potencial de producción en ese pozo.

Tabla 5.27. Sensibilidad respecto al diámetro del pistón en el pozo ORS-96

Pozo ORS-96		Diám. Ext. TP 3,5"	Diám. Ext. TP 4,5"	
		Diám. Pistón 2,75"	Diám. Pistón 3,25"	Diám. Pistón 3,75"
QI (bnd)		303	408	522
$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI \text{ (bnd)}$		---	105	219
Eficiencia del sistema (%)		44	48	50
Carga en las cabillas (%)	Sección 1	56	76	90
	Sección 2	48	63	81
	Sección 3	52	70	90
	Sección 4	33	46	60

5.2.3 Resultados del análisis de sensibilidad respecto a la separación de gas en los pozos con BM

Se configuraron los modelos de comportamiento de los pozos con BM del campo Orocuál pertenecientes a la muestra 2, en la herramienta computacional *Nodalb*, con la cual se evaluó la separación de gas en fondo y su efecto en la producción y el sistema de bombeo mecánico.

Con respecto a los modelos de comportamiento, se realizó el cotejo con los datos de producción de campo, lo cual no arrojó resultados satisfactorios. Solo un modelo arrojó un cotejo exitoso con estos datos, el correspondiente al pozo ORS-96, el resto de los modelos fueron considerados no representativos, por lo que no se pudo llevar a cabo una evaluación acorde a las condiciones actuales y fueron descartados.

A continuación, en la tabla 5.28 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad respecto a la separación de gas en fondo en el pozo ORS-96, indicando además el porcentaje de error de los resultados de la herramienta computacional con respecto a las condiciones actuales.

Tabla 5.28. Sensibilidad respecto a la separación de gas en fondo en el pozo ORS-96

Separación de gas en fondo (%)	4	4	10	20	30	40	50	Error = $\frac{ X_{\text{dato}} - X_{\text{simulador}} * 100\%}{X_{\text{dato}}}$
	X_{dato}	$X_{\text{simulador}}$						
Qo (bnd)	296	298	302	310	318	326	335	0,7%
$\Delta Qo = Qo_{\text{sensibilidad}} - Qo$ (bnd)	---	---	6	14	22	30	39	---
Eficiencia volumétrica (%)	60	63	64	65	67	68	70	5%
Carga en las cabillas de la sección superior (%)	56	56	57	58	59	61	62	0%

En este análisis se observó que al aumentar la separación de gas en fondo se ve incrementada la tasa de producción y así también la eficiencia volumétrica de la bomba.

En la tabla 5.28 también se observa que al aumentar la tasa aumenta la carga en las cabillas, sin embargo esto no afecta negativamente su desempeño. De allí se desprende que al aumentar la separación de gas en fondo se puede lograr un mejor funcionamiento de la bomba, lo que conlleva a la obtención de una tasa de producción mayor, a la vez que se alarga la vida útil de la bomba. Cabe recordar la RGP de 321 pcn/bn en este pozo, un caso particular entre los pozos de la muestra, ya que en general tienen RGP mayores a 400 pcn/bn, siendo la más alta 7.857 pcn/bn que fue arrojada por el pozo ORS-99, sin embargo se observa cómo puede mejorar la eficiencia volumétrica y la tasa a medida que aumenta la separación.

5.2.4 Resultados del análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en los pozos con BCP

En la tabla 5.29 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad respecto a la velocidad de bombeo en los pozos con BCP del campo Orocuál pertenecientes a la muestra 2. Este análisis se llevó a cabo mediante el uso de la herramienta computacional *Pcpump*. Se constató la invariabilidad de la eficiencia volumétrica de cada bomba, afectada por los altos valores de viscosidad de los crudos pesados y extrapesados del campo Orocuál, sabiendo que a mayor viscosidad mayor será la eficiencia volumétrica de la bomba de cavidades progresivas ^[24], por otro lado, causando el efecto contrapuesto, se tiene la alta producción de gas en el campo, manteniendo las mismas relaciones de barril diario por cada revolución por minuto.

Tabla 5.29 Sensibilidad con respecto a la velocidad de bombeo en los pozos con BCP

Pozo	Velocidad de bombeo (rpm)	QI (bnd)	$\Delta QI = QI_{\text{sensibilidad}} - QI_{\text{dato}}$ (bnd)
ORS-38	114	316	---
	120	333	17
	130	360	44
	140	387	71
	150	414	98
	160	441	125
ORS-40	110	18	---
	120	20	2
	130	22	4
	140	26	8
ORS-45	140	244	---
	150	260	16
	160	280	36
ORS-47	130	293	-44
	140	315	-22
	150	337	---
	160	359	22
	170	382	45
ORS-91	130	234	-25
	140	252	-7
	150	259	---
	160	287	28

A continuación se presenta un resumen pozo por pozo de este análisis de sensibilidad y sus implicaciones:

- **ORS-38:** Para las velocidades estudiadas, el torque en las cabillas obtenido en la simulación se mantuvo en un rango de 471-475 pies-lb, lo cual no afecta su desempeño, debido a su grado API (D) y diámetro (1,125") que implican una resistencia a la torsión de 1140 pie-lb para la fluencia y 1550 pies-lb para la rotura^[24]. Este pozo tiene una velocidad de bombeo de 114 rpm con una tasa de producción de 316 bnd. Se observó que al variar la velocidad hasta 160 rpm, el pozo con la bomba instalada podría llegar a una producción de 441 bnd, sin embargo es oportuno recordar la presencia de gas libre en la entrada de la bomba de 37% y su eficiencia volumétrica en el flujo multifásico de 55%. También es oportuno recordar el índice de productividad para este pozo, de 0,76 bnd/lpc con una tasa máxima de producción de 466 bnd. Estas condiciones indican una buena posibilidad para el aumento de la velocidad de bombeo en este caso de estudio, solo queda tomar en cuenta la sumergencia de la bomba de 581', esta es una buena sumergencia para la búsqueda de un aumento en la tasa de producción, considerando que la sumergencia mínima recomendada para las bombas de cavidades progresivas es 200'^[38], sin embargo, se debe recordar en todo momento que un aumento de la velocidad descontrolado o excesivo, puede conllevar a la disminución de la sumergencia de la bomba incluso por debajo del límite recomendado (puede llegar hasta una sumergencia de cero pies), una limitante para este trabajo de investigación se debe a la ausencia de simuladores capaces de evaluar la incidencia directa de estos parámetros y en casos específicos de crudos pesados, extrapesados y espumosos.

- **ORS-40:** Para todas las velocidades estudiadas, el torque en las cabillas obtenido mediante la simulación se mantuvo constante en 245 pies-lb, lo cual no afecta su desempeño, ya que son de grado API D y tienen un diámetro de 1" que implican una resistencia a la torsión de 800 pies-lb para la fluencia y 1090 pies-lb para la rotura^[24]. La velocidad de bombeo actual del pozo es de 110 rpm con una tasa de producción de 18 bnd. Se varió la velocidad de bombeo entre 110 rpm y 140 rpm, obteniendo una producción tope de 26 bnd, el menor valor dentro de la muestra de estudio. Esto es concordante con el IP calculado de 0,1 bnd/lpc, a pesar de que la bomba tiene una

sumergencia de 1631'. Esto indica que existe un aporte considerable del yacimiento pero que no se traduce en producción (al menos de líquido) debido a una restricción en la entrada de la bomba, lo cual se entiende como una consecuencia de la RGP del pozo de 5135 pcn/bn, a su vez evidenciado por un 81% de gas libre en la entrada de la bomba que reduce la eficiencia volumétrica a 16%. Este pozo produce uno de los crudos más espumosos del campo y antes de realizar algún cambio se deben tomar medidas que permitan controlar la producción de gas para dar paso al petróleo.

- **ORS 45:** En este análisis de sensibilidad, el torque en las cabillas se mantuvo en una rango de 233-236 pies-lb, lo cual no afecta su desempeño, debido a su grado API (D) y diámetro (1") que implican una resistencia a la torsión de 800 pies-lb para la fluencia y 1090 pies-lb para la rotura^[24]. Este pozo tiene una velocidad de bombeo de 140 rpm con una tasa de producción de 244 bnd. Se estudiaron las velocidades 140 rpm, 150 rpm y 160 rpm, obteniendo 280 bnd a 160 rpm. Considerando el gas libre en la entrada de la bomba de 54% y su eficiencia volumétrica en el flujo multifásico de 40% se puede ver que si bien el pozo tiene una producción relativamente buena dentro de la muestra de estudio, aún es afectado por la presencia de gas libre, este problema es repetitivo en Orocual somero ya que las bombas no son diseñadas para trabajar en presencia de gas. El índice de productividad del pozo es de 0,52 bnd/lpc con un potencial máximo de 348 bnd, por lo que el aumento de velocidad es viable, tomando en cuenta que se obtendrían mejores resultados controlando el gas libre en la entrada de la bomba, siendo éste el principal problema encontrado. Es necesario considerar en este punto la sumergencia de la bomba, que se encuentra en 393', un valor cercano al límite recomendado de 200'^[38], por lo que un aumento de la velocidad de bombeo debe llevarse a cabo de manera gradual y con estricta vigilancia del nivel dinámico de fluido.

- **ORS-47:** Se evaluaron cinco velocidades, de 130 rpm a 170 rpm, variando cada 10 rpm. El torque aplicado a las cabillas, obtenido mediante simulación, se mantuvo en un rango de 534-538 pies-lb, con promedio de 536 pies-lb, lo cual no afecta su

desempeño, debido a su grado API (D) y diámetro (1”) que implican una resistencia a la torsión de 800 pie-lb para la fluencia y 1090 pies-lb para la rotura^[24]. La velocidad de bombeo actual es de 150 rpm con una producción de 337 bnd, y se observó que al variar la velocidad hasta 170 rpm se puede esperar una tasa tope de 382, 45 bnd más de lo actual. Recordando la sumergencia de 479’ y el IP del pozo es 0,89 bnd/lpc se infiere que se podría obtener una mayor producción, por lo que se puede plantear un aumento de velocidad, sin embargo se debe vigilar que la sumergencia se mantenga por encima del valor recomendado de 200’^[38] y se debe controlar así mismo el gas libre en la entrada de la bomba ya que actualmente su valor es de 24%.

- **ORS-91:** Para las velocidades estudiadas, el torque en las cabillas obtenido en la simulación se mantuvo alrededor de 359 pies-lb, lo cual no afecta su desempeño, debido a su grado API (D) y diámetro (1,25”) que implican una resistencia a la torsión de 1570 pies-lb para la fluencia y 2120 pies-lb para la rotura^[24]. La velocidad de bombeo actual es de 150 rpm con 259 bnd de producción, presentando una sumergencia en líquido de 1222’, por otro lado el IP del pozo es 0,78 bnd/lpc y 519 bnd como tasa máxima, este pozo tiene la capacidad para producir una mayor tasa, sin embargo tiene un porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba de 26%. Se observó que al variar la velocidad entre 130 rpm y 160 rpm la tasa máxima esperada es de 287 bnd, 232 bnd por debajo del potencial máximo. Se infiere que con las condiciones actuales este pozo podría arrojar una mayor tasa de petróleo si se controlara la cantidad de gas libre a la entrada de la bomba y luego al aumentar la velocidad a 160 rpm se podría obtener una tasa incluso mayor a 287 bnd, aumentando la rentabilidad del pozo y la eficiencia volumétrica de la bomba.

5.3 Cuerpo de Sugerencias para la Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Pozos con Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocual.

Considerando los volúmenes adicionales obtenidos en los análisis de sensibilidades, el IP y potencial de los pozos, la sumergencia y la eficiencia volumétrica de las bombas, la capacidad de las mismas para los cambios de velocidad evaluados, la capacidad de las cabillas para soportar las cargas aplicadas, el funcionamiento del SLA en general, los datos de producción, las propiedades de los fluidos y del yacimiento, se recogieron y conciliaron todos los resultados obtenidos, en la búsqueda de conclusiones realistas y soluciones factibles, dando paso al cuerpo de sugerencias para Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocual, que se plantea a continuación:

5.3.1 Pozos con Bombeo Mecánico

- **ORC-7:** Principalmente instalar un equipo separador de gas en fondo acorde a las condiciones de RGP que presenta este pozo, ya que su carta dinagráfica indicó una pronunciada interferencia de gas. Luego, ajustar la velocidad de bombeo a 8 cpm, esperando una producción de al menos 113 bnd, ya que según la eficiencia del separador que se instale en fondo, se podría obtener una mayor producción. Los volúmenes adicionales obtenidos representan un 18,9% de la tasa actual.
- **ORC-20:** Instalar un equipo separador de gas en el fondo del pozo, acorde a las condiciones de RGP que presentada por este pozo, ya que su carta dinagráfica indicó una pronunciada interferencia de gas. Luego, ajustar la velocidad de bombeo a 6 cpm, esperando una producción de al menos 125 bnd, ya que según la eficiencia del

separador que se instale en fondo, se podría obtener mayor producción. Los volúmenes adicionales obtenidos representan un 20,2% de la tasa actual.

- **ORS-41:** Instalar un equipo separador de gas en el fondo del pozo, acorde a las condiciones de RGP que presentada por este pozo, ya que su carta dinagráfica indicó una pronunciada interferencia de gas, y cambiar la bomba actual (la cual se encuentra desgastada) por una bomba de tubería de 3,75", tubería de producción de 4,5" y cabillas de mayor diámetro al actual, esperando una producción de al menos 385 bnd. Los volúmenes adicionales obtenidos representan un 87,8% de la tasa actual.

- **ORS-78:** Revisar y corregir el espaciado del pistón y agregar el espacio muerto correspondiente para eliminar el golpe de bomba que existe actualmente, e instalar un equipo de separación de gas en el fondo acorde a las condiciones de RGP de este pozo. Luego, ajustar la velocidad a 6 cpm, esperando una producción de al menos 50 bnd. Adicionalmente, es necesario investigar en este pozo las causas de su baja producción, ya que tiene una alta sumergencia, y un potencial considerablemente mayor que su tasa actual, recordando que se ve afectado principalmente por la viscosidad como se observó en la carta dinagráfica, una posible causa es restricción en la entrada de la bomba. Los volúmenes adicionales obtenidos representan un 47,1% de la tasa actual.

- **ORS-93:** Principalmente cambiar la sarta de cabillas actual por una de cabillas de alto esfuerzo, acorde a las cargas presentadas actualmente, ya que las cabillas usadas se encuentran sobrecargadas (aun cuando son del mayor grado API y tienen el mayor diámetro posible ^[18]), también instalar un equipo de separación de gas en el fondo acorde a la RGP de este pozo. Luego, ajustar la velocidad de bombeo a 5 cpm, esperando una producción de 796 bnd. Los volúmenes adicionales obtenidos representan un 30,1% de la tasa actual.

- **ORS-96:** Revisar y corregir el espaciamiento y agregar el respectivo espacio muerto en la bomba para eliminar el golpe de fluido y el golpe de bomba existentes e instalar un equipo de separación de gas en el fondo acorde a la RGP de este pozo. Luego, ajustar la velocidad a 5 cpm esperando una producción de al menos 349 bnd. Los volúmenes adicionales obtenidos representan un 15,2% de la tasa actual.

5.3.2 Pozos con Bombeo de Cavidades Progresivas

- **ORS-38:** Instalar un equipo separador de gas en el fondo del pozo, acorde a las condiciones de RGP que presentada por este pozo. Luego ajustar progresivamente la velocidad hasta 150 rpm, esperando una producción de al menos 414 bnd. Los volúmenes adicionales obtenidos representan un 31,0% de la tasa actual.
- **ORS-45:** Instalar un equipo separador de gas en el fondo del pozo, acorde a las condiciones de RGP que presentada por este pozo. Luego ajustar progresivamente la velocidad hasta 160 rpm, esperando una producción de al menos 280 bnd. Los volúmenes adicionales obtenidos representan un 14,8% de la tasa actual.
- **ORS-47:** Instalar un equipo separador de gas en el fondo del pozo, acorde a las condiciones de RGP que presentada por este pozo. Luego ajustar progresivamente la velocidad hasta 170 rpm, esperando una producción de al menos 382 bnd. Los volúmenes adicionales obtenidos representan un 13,4% de la tasa actual.
- **ORS-91:** Instalar un equipo separador de gas en el fondo del pozo, acorde a las condiciones de RGP que presentada por este pozo. Luego ajustar progresivamente la velocidad hasta 160 rpm, esperando una producción de al menos 287 bnd. Los volúmenes adicionales obtenidos representan un 10,8% de la tasa actual.

5.3.3 Volúmenes adicionales que se pueden recuperar en los pozos seleccionados luego de la optimización.

En la tabla 5.30 se encuentran los volúmenes adicionales que se pueden recuperar en los pozos seleccionados, por la aplicación de las sugerencias presentadas para la Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Pozos con Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Orocuál, calculados como la diferencia entre la tasa de producción optimizada (obtenida mediante simulación) y la tasa de producción actual. Los volúmenes adicionales al mes y al año se calcularon a partir de los volúmenes adicionales diarios.

Tabla 5.30. Volúmenes adicionales a obtener luego de la optimización

Pozo	Q_{actual} (bnd)	Q_{optimizada} (bnd)	Q_{adicionalDía} (bnd)	Q_{adicionalMes} (bn/mes)	Q_{adicionalAño} (bn/año)
ORC-7	95	113	18	547	6.570
ORC-20	104	125	21	638	7.665
ORS-38	316	414	98	2.979	35.770
ORS-41	205	385	180	5.472	65.700
ORS-45	244	280	36	1.094	13.140
ORS-47	337	382	45	1.368	16.425
ORS-78	34	50	16	486	5.840
ORS-91	259	287	28	851	10.220
ORS-93	612	796	184	5.594	67.160
ORS-96	303	349	46	1.398	16.790
Total	2.509	3.181	672	20.427	245.280

Los pozos cuya producción fue optimizada, presentan actualmente una tasa total de 2.509 bnd. Aplicando las sugerencias para la optimización, se pueden obtener 3.181

bnd, que se traducen en 672 bnd adicionales que representan un 26,8% de la tasa total actual.

5.3.4 Pozos para los cuales no se presentó propuesta de optimización

- **ORS-40:** Este pozo tiene la tasa de producción más baja y una de las más altas RGP encontradas en este trabajo de investigación. Según los resultados obtenidos, al aumentar la velocidad de bombeo desde 110 a 140 rpm, solo se obtendrían 8 bnd adicionales como máximo. Por lo antes mencionado, no se recomienda aumentar la velocidad, ya que es poco el crudo que se podría esperar, por el contrario, debido a las condiciones actuales, se puede esperar que aumente la RGP y la producción de gas en el pozo. Solo se propone, en este punto, la instalación de un equipo para la separación de gas en el fondo del pozo y evaluar el posterior comportamiento de la producción. Es necesario controlar o manejar eficientemente la alta producción de gas en este pozo, considerando que presenta una sumergencia en líquido de 1.631'. Adicionalmente, se propone realizar estudios especializados en búsqueda de un aumento en su productividad.

- **ORS-82:** En los análisis de sensibilidad realizados en esta investigación, se obtuvo como resultado tasas que superaban el potencial máximo del pozo, ya que la tasa actual se encuentra cercana a este valor y presenta una sumergencia en líquido cercana al límite recomendado. Por ello, no se recomendaron los cambios estudiados. Se propone la instalación de un equipo de separación de gas en el fondo acorde a las condiciones de RGP de este pozo (ya que se observó el efecto de la interferencia de gas en su carta dinográfica) y evaluar con estudios especializados un cambio en su productividad.

- **Pozos ORS-30, ORS-94, ORS-99 y ORS-100:** Los resultados de los modelos de comportamiento respectivos no fueron cotejados exitosamente con los datos

obtenidos en las pruebas de producción en campo, por lo tanto, dichos modelos fueron considerados no representativos para la investigación.

CONCLUSIONES

- La optimización de la producción de crudo pesado y extrapesado en pozos con levantamiento artificial por bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas del Campo Orocual es posible si se tiene información validada y representativa de las condiciones en los pozos, lo que permite realizar modelos que se ajusten a la realidad de cada pozo y su evaluación ante diversos escenarios para determinar las condiciones óptimas de producción, de esta manera se realizó la optimización de la producción en seis pozos que trabajan con bombeo mecánico y en cinco pozos que trabajan con bombeo de cavidades progresivas, generando una producción adicional total de 680 bnd de crudo pesado y extrapesado.
- Considerando que el pozo con la mayor producción y la mayor eficiencia del sistema de producción, dentro de las muestras de estudio, es el ORS-93 y su producción es de 612 bnd, considerando también que al aplicar los cambios sugeridos para la optimización se espera una producción adicional total de 672 bnd, se puede decir que dicho resultado es comparable a tener otro pozo similar al ORS-93, con una tasa de producción incluso mayor.
- La primera muestra de estudio la integraron los pozos para los cuales se tenían todos los datos necesarios y se realizó el análisis del funcionamiento de los sistemas de producción con las herramientas computacionales disponibles, encontrando que todos aquellos requieren ajustes para la optimización de su producción.
- A partir del informe de producción obtenido, se conoció que de los 16 pozos muestreados, solo el ORS-96 resalta en el grupo con una relación gas-petróleo de 321 pcn/bn, el resto de los pozos presentaron relación gas-petróleo mayor a 400 lpc/pcn.

- Los pozos muestreados presentan índices de productividad por debajo de 1 bnd/lpc, a excepción del pozo ORS-93 con 1,3 bnd/lpc y de los 16 pozos muestreados, 7 tienen su índice de productividad por debajo de 0,5 bnd/lpc, siendo el más bajo el del pozo ORS-40 con 0,1 bnd/lpc.
- Todos los pozos con BM se encontraron trabajando deficientemente, a excepción del pozo ORS-93 que tuvo una eficiencia del sistema de 60% y eficiencia volumétrica de 96%, sin embargo, su sarta de cabillas está sobrecargada. Los demás pozos arrojaron eficiencias del sistema consideradas promedio, alrededor de 40%, lo que indica un funcionamiento considerablemente bueno, con la excepción de los pozos ORC-7, ORC-20 y ORS-78 que presentaron eficiencias del sistema pobres.
- La máxima eficiencia volumétrica encontrada para las bombas mecánicas fue de 96% en el pozo ORS-93, le siguieron los pozos ORS-100 con 82%, el ORS-41 con 69%, el ORS-82 y ORS-96 con 60%, los demás pozos presentaron eficiencia volumétrica de la bomba por debajo de 50%, incluyendo el pozo ORS-78 el que arrojó menor valor con 10%.
- La máxima eficiencia volumétrica encontrada para las bombas de cavidades progresivas estudiadas es de 55% correspondiente al pozo ORS-38, siguiendo el pozo ORS-91 con 51%. La bomba del pozo ORS-40 tiene la menor eficiencia volumétrica con 16%.
- El pozo ORS-40, con sistema de bombeo de cavidades progresivas, presenta el mayor porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba con 81%, mientras los demás pozos con sistema de producción similar presentan un rango entre 24% a 54%. Sin embargo, en todos los casos, ya que las bombas no son diseñadas para trabajar con gas, se reduce significativamente la eficiencia volumétrica y vida útil de la bomba.

- Una alta relación gas-petróleo indica la presencia de gas libre en la entrada de la bomba, lo cual afecta negativamente su eficiencia volumétrica y por tanto, la tasa de producción.
- La eficiencia volumétrica de las bombas de cavidades progresivas, al igual que el porcentaje de gas libre a la entrada y el porcentaje de carga en las cabillas, fueron valores que en general se mantuvieron constantes durante los análisis de sensibilidad realizados para los pozos correspondientes a este sistema de levantamiento artificial, por otro lado, se constató el aumento de la tasa de producción con el aumento de la velocidad de bombeo, siendo la principal limitante para estos cambios la productividad y potencial de cada pozo.
- Los pozos cuya producción fue optimizada, presentan actualmente una tasa total de 2.509 bnd. Aplicando las sugerencias para la optimización, se pueden obtener 3.181 bnd, que se traducen en 672 bnd adicionales que representan un 26,8% de la tasa total actual.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda el uso de separadores de gas eficientes y adecuados a los crudos que se producen en Orocuál Somero, especialmente en los pozos que presentan mayor relación gas-petróleo.
- Realizar estudios especializados y una revisión de cada elemento del sistema de levantamiento artificial, para determinar las causas de las bajas tasas de producción, principalmente en los pozos ORS-40, ORS-78 y ORS-99. También dirigir dichos estudios a evaluar un aumento en la productividad en los pozos con menor índice y en aquellos que se encuentran produciendo cerca de su potencial, tomando en cuenta la necesidad de evitar o lograr una gestión eficiente de las altas relaciones gas-petróleo observadas en todos los pozos estudiados, lo cual afecta negativamente el funcionamiento de las bombas instaladas y disminuye la tasa de producción.
- Realizar un nuevo diseño de los sistemas de bombeo mecánico, principalmente de los pozos ORC-7, ORC-20, ORS-78, los cuales son los casos críticos, con las menores eficiencias del sistema.
- Realizar el cambio de cabillas en el pozo ORS-93 por unas de alto esfuerzo, como se propuso en el cuerpo de sugerencias, o evaluar un posible cambio de unidad de bombeo por una más grande y de mayor carrera, esto también generaría mayores tasas de producción.
- Realizar pruebas de presión en los pozos de Orocuál Somero para determinar las presiones estáticas actualizadas de los yacimientos, daño, permeabilidad, geometría, entre otras características importantes para estudios profundos de los yacimientos que conlleven a mejoras en el futuro productivo del campo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Economides, M., Hill, A. y Ehlig-Economides, C. (1.994). *Petroleum production systems*. Estados Unidos de América. Prentice Hall Petroleum Engineering Series. 611 p.
- [2] Essenfeld, M. (1.979). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Caracas. FONINVES. 188 p.
- [3] Escobar, F. (2.004). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Colombia. Guadalupe. 331 p.
- [4] Rivas, J. (2.011). *Estudio de la factibilidad de la instalación de bomba de carga para pozos con alta producción de gas en el campo Cerro Negro, empresa mixta Petromanagas S.A.* Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Monagas.
- [5] Nind, T. (1.987). *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*. México. Editorial LIMUSA. 477 p.
- [6] Centro Internacional de Educación y Desarrollo. (2.001). *Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico*. Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. PDVSA. 70 p.
- [7] Maggiolo, R. (2.008). *Optimización de la producción mediante análisis nodal*. Manual. ESP Oil Engineering Consultants. Perú. 131 p.
- [8] Joshi, S. (1.991). *Horizontal Well Technology*. Estados Unidos de América. PennWel Publishing Company. 531 p.

- [9] Vogel, J. (1.968). *Inflow performance relationships for solution gas drive wells*. JPT.
- [10] Bendakhlia, H. y Aziz, K. (1.989). *Inflow performance relationships for solutio-gas drive horizontal Wells*. SPE 19823.
- [11] Fetkovich, M. (1.973). *The Isochronal Testing of Oil Wells*. SPE 4529.
- [12] Jones, L., Blount, E. y Glaze, O. (1.976). *Use of short term multiple rate flow tests to predict performance of Wells having turbulence*. SPE 6133.
- [13] Beggs, H. (2.003). *Production optimization. Using nodal analysis*. 3ra ed. Estados Unidos de América. OGCI and Petroskills Publications. 411 pp.
- [14] Hagedorn, A. y Brown, K. (1.965). *Experimental Study of Pressure Gradients Ocurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits*. SPE 940.
- [15] Beggs, H. y Brill, J. (1.973). *A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes*. SPE 4007.
- [16] Duns, H. Jr. y Ros, N. (1.963). *Vertical Flow of Gas Liquid Mixtures in Wells*. SPE 10132.
- [17] Orkiszewski, J. (1.967). *Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe*. SPE 1546.
- [18] Theta Enterprise Inc. (2.005). *Optimización de bombeo mecánico*. Manual de usuario.

- [19] IOSA. (2.004). *Introducción al bombeo mecánico*. Presentación ppt.
- [20] Partidas, H. (2.003). *Bombeo mecánico. Optimización, diagnóstico y operación*. Anzoátegui: PDVSA. 253 p.
- [21] Theta Enterprise Inc. (2.006). *Rodstar-D/V. Modern Design and Simulation of Rod Pumping Systems for Deviated or Vertical Wells*. Manual de usuario. 80 p.
- [22] Partidas, H. (2.002). *Flotación de las cabillas: causas y acciones*. Reporte Interno PDVSA.
- [23] Arteaga, A. (2.011). *Sistema de levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas. Diseño, operación y procesos de optimización*. Anzoátegui. 130 p.
- [24] Hirschfeldt, M. (2.008). *Manual de bombeo de cavidades progresivas*. Versión 2008V1. 101 p.
- [25] Chacín, N. (2.003). *Bombeo de cavidad progresiva*. ESP Oil Engineering Consultants. Anzoátegui. 140 p.
- [26] Machado, H. (2.005). *Sistema de levantamiento artificial bombeo de cavidad progresiva*. Weatherford y PetroUCV. Presentación ppt.
- [27] PDVSA. (2.000). *Memoria descriptiva campo Orocual*. Maturín. Presentación ppt.
- [28] PDVSA. (2.011). *Estado actual del campo Orocual*. Maturín. Presentación ppt.

- [29] CENTINELA® PDVSA. (31 de diciembre del 2.012). *Información básica del yacimiento*.
- [30] CENTINELA® PDVSA. (16 de noviembre del 2.012). *Informe diario de producción*.
- [31] Almarza, R. (1.998). *Piritál – Orocuál – Manresa*. Obtenida el 21 de agosto del 2012, de <http://www.pdv.com/>
- [32] PDVSA y Filiales. (17 de abril del 2.012). *Informe de Gestión Anual 2.011*.
- [33] Di Croce, J. (1.996). *Eastern Venezuela basin: sequence stratigraphy and structural evolution*. Estados Unidos de América. UMI Company. 357 p.
- [34] Jam, P. (1.997). *Las Piedras. Formación*. Obtenida el 21 de agosto del 2.012, de <http://www.pdv.com/>
- [35] Ballestrini, M. (2.006). *Como se elabora el proyecto de investigación*. 7ma ed. Caracas: BL Consultores Asociados. 132 p.
- [36] Universidad Pedagógica Experimental Libertador. (2.006). *Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales*. 3ra ed. Caracas: Fondo Editorial de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (FedeUpel). 245 p.
- [37] Arias, F. (1.999). *El Proyecto de Investigación. Guía para su elaboración*. 3ra ed. Caracas: Editorial Episteme. 68 p.
- [38] INTEVEP S.A. (1.996). *Manual de usuario del programa de selección y diseño para bombeo de cavidades progresivas BCPI™*. Versión 2.3. 230 p.

[39] Rattia, L. (2.002). *Diagnóstico, Evaluación y Optimización de los Métodos de Levantamiento Artificial en la Unidad de Explotación de yacimientos Barinas, Campo Sinco*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

[40] Parra, R. (2.008). *Evaluación de Mejores Prácticas y Nuevas Tecnologías en Levantamiento Artificial con Bombas de Cavidad Progresiva Insertables, con Reguladores de Presión y Metal-Metal, Distrito Morichal*. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Monagas.

[41] Rivas, J. (2.011). *Estudio de la factibilidad de la instalación de bomba de carga para pozos con alta producción de gas en el campo Cerro Negro, empresa mixta Petromanagas S.A.* Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Monagas.

[42] Guillén, V. (2.011). *Optimización de las Unidades de Bombeo Mecánico Instaladas en los pozos del Campo Orocual Somero en función del Consumo Eléctrico*. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Monagas.

NOMENCLATURA

°F: Grados Fahrenheit.

Φ : Porosidad.

API: American Petroleum Institute.

AyS: Porcentaje de agua y sedimentos.

BN: Barriles normales.

bnd: Barriles normales diarios.

Bo: Factor volumétrico de formación del petróleo.

BY: Barriles de yacimiento.

cP: Centipoise.

cpm: Carreras por minuto. Velocidad de bombeo en un sistema de bombeo mecánico.

Dext: Diámetro externo.

Kh: Permeabilidad horizontal.

Kv: Permeabilidad vertical.

lb: libras.

lpc: Libras por pulgadas cuadradas.

mD: 1×10^{-3} Darcy.

MD: Measured deep, profundidad medida.

MMBN: 1×10^6 barriles normales.

MMpcnd: 1×10^6 pies cúbicos normales.

Mpcnd: 1×10^3 pies cúbicos normales diarios.

Plín: Presión de línea.

ppm: partes por millón.

Prev: Presión del revestidor.

pulg: Pulgadas.

Pwf: Presión de fondo fluylene.

Pyac: Presión del yacimiento.

Qg: Tasa de gas.

Ql: Tasa de líquido.

Qw: Tasa de agua.

rpm: Revoluciones por minuto. Velocidad de bombeo en un sistema de bombeo de cavidades progresivas.

So: Saturación de petróleo.

Tlín: Temperatura de línea.

TP: Tubería de producción.

TVD: True vertical deep, profundidad vertical verdadera.

Tyac: Temperatura del yacimiento.

DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Factor de recobro (FR): es la relación que existe entre el volumen de Reservas originalmente recuperables y el volumen original en sitio, bien se petróleo, gas o condensado. Generalmente se expresa como un porcentaje.

Factor volumétrico de formación del petróleo (Bo): Es el volumen de petróleo a condiciones de yacimiento requerido para producir un volumen unitario de petróleo en condiciones normales.

Gas Natural: Es la porción de hidrocarburos que existe en fase gaseosa, o está en solución en el petróleo en los yacimientos y que a condiciones normales de presión y temperatura se presenta en fase gaseosa. El gas natural puede contener sustancias que no son hidrocarburos. Está permitido usar el apócope gas para referirse al gas natural.

Gravedad API: es una escala de densidad establecida por el American Petroleum Institute, que precisa cuán pesado o liviano es un fluido, en este caso el petróleo.

Hidrocarburos: Son sustancias químicas formadas exclusivamente de Hidrógeno y Carbono. Mezclas de Hidrocarburos existen en la naturaleza en las fases gaseosa, líquida o sólida.

Permeabilidad: Es una medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan a través de su espacio poroso interconectado.

Petróleo Crudo: Es la porción de hidrocarburos que existe en fase líquida en los yacimientos y que permanece líquida a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El petróleo crudo puede incluir cantidades menores de sustancias que no son hidrocarburos y que se producen conjuntamente. Está permitido usar los

apócope petróleo o crudo cuando el contexto indica claramente que se trata de Petróleo Crudo.

Petróleo Original en Sitio (POES): Es el volumen total estimado de petróleo contenido originalmente en un yacimiento a condiciones normales de presión y temperatura (14,7 lpc y 60 °F).

Porosidad: Indica la relación existente entre el espacio poroso de una roca y el volumen total de ésta.

Presión de burbuja (o Presión de Saturación): Es la presión a la cual la primera burbuja de gas comienza a liberarse del petróleo. Cada yacimiento tiene una presión de burbuja particular. A presiones menores se forman dos fases en equilibrio: líquida (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas liberado).

Shore-A: Es una escala de dureza que se basa en la reacción elástica de un material cuando se deja caer sobre él otro material más duro. Se realiza una práctica en un "esclerómetro" o "escleroscopio", la altura del rebote es medida e indica la dureza del material que sirve de base.

Survey: Es el perfil direccional del pozo, donde se indican para diferentes profundidades medidas mediante registros en el pozo, el ángulo de inclinación respectivo y su correspondiente profundidad vertical verdadera.

Tacómetro: Instrumento eléctrico para medir las revoluciones por minuto de un eje.

Yacimiento: Es una unidad geológico-hidráulica formada por rocas porosas y permeables que acumulan y contienen cantidades comerciales de hidrocarburos.

APÉNDICES

A-I. Ejemplos de cartas dinagráficas de fondo



Bomba llena – Tubería anclada



Bomba llena – Tubería no anclada o anclaje de tubería fallando



Ligero golpe de fluido – Tubería anclada



Ligero golpe de fluido – Tubería no anclada



Severo golpe de fluido – Tubería anclada



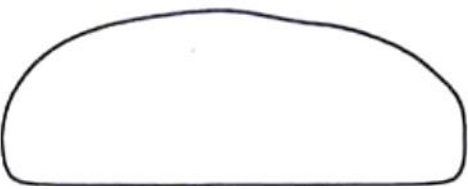
Severo golpe de fluido – Tubería no anclada



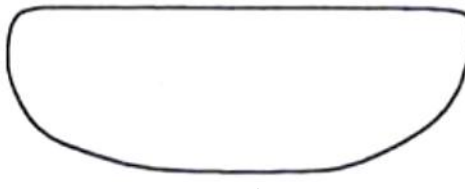
Sin bombeo – Tubería anclada



Mal funcionamiento del ancla de la tubería

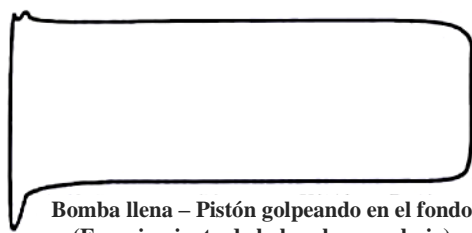


Fuga en la válvula viajera o el pistón

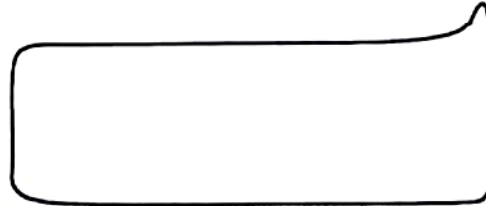


Fuga en la válvula fija

A-I. Ejemplos de cartas dinagráficas de fondo (continuación)



Bomba llena – Pistón golpeando en el fondo
(Espaciamento de la bomba muy bajo)



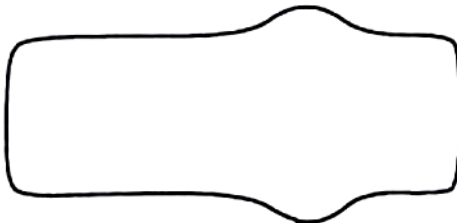
Bomba llena – Pistón golpeando arriba
(Espaciamento de la bomba muy alto)



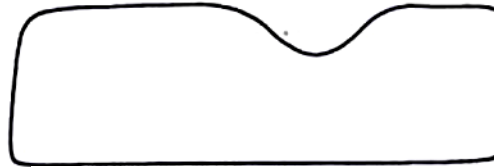
Bomba bloqueada por gas



Interferencia de gas – Espaciamento del pistón
muy alto desde el fondo



Barril de la bomba atascado



Barril desgastado o partido



Bomba ligeramente desgastada



Bomba desgastada



Bomba severamente desgastada, cabillas partidas



Fuga severa en la válvula viajera

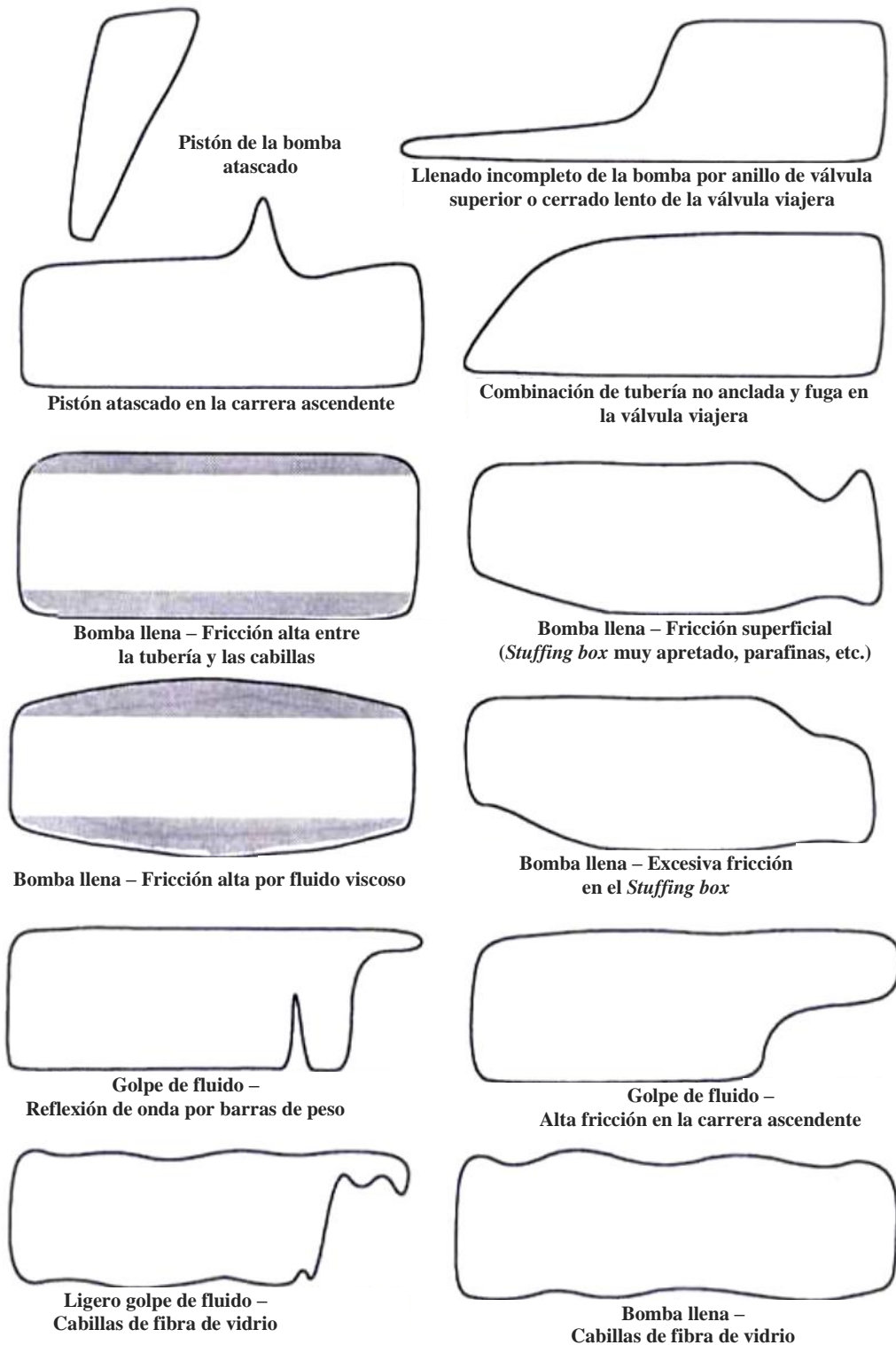


Cierre lento de la válvula viajera
causado por emulsión de fluidos en la bomba



Combinación de golpe de fluido y
cierre lento de la válvula viajera

A-I. Ejemplos de cartas dinagráficas de fondo (continuación)



A-II. Área del pistón y constante de bombeo más comunes, según el diámetro del pistón

Diámetro de pistón (pulg)	Área del pistón (pulg²)	Constante de la bomba (bnd/pulg/cpm)
1-1/16	0,887	0,1316
1-1/4	1,227	0,1821
1-1/2	1,767	0,2622
1-5/8	2,074	0,3078
1-3/4	2,405	0,3569
1-25/32	2,490	0,3699
2	3,142	0,4662
2-1/4	3,976	0,5901
2-1/2	4,909	0,7285
2-3/4	5,940	0,8814
3-1/4	8,296	1,2310
3-3/4	11,045	1,6390
4-3/4	17,721	2,6297

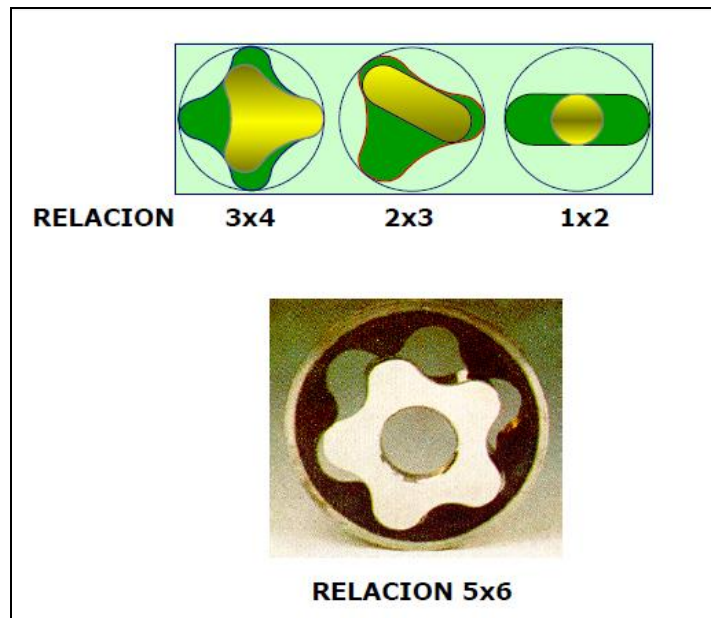
A-III. Composición química y fuerza tensil de cabillas API

Grado de cabillas	Composición química	Fuerza tensil (lpc)	
		Mínima	Máxima
K	AISI 46XX	85.000	115.000
C	AISI 1536	90.000	115.000
D	Carbón y Aleación	115.000	140.000

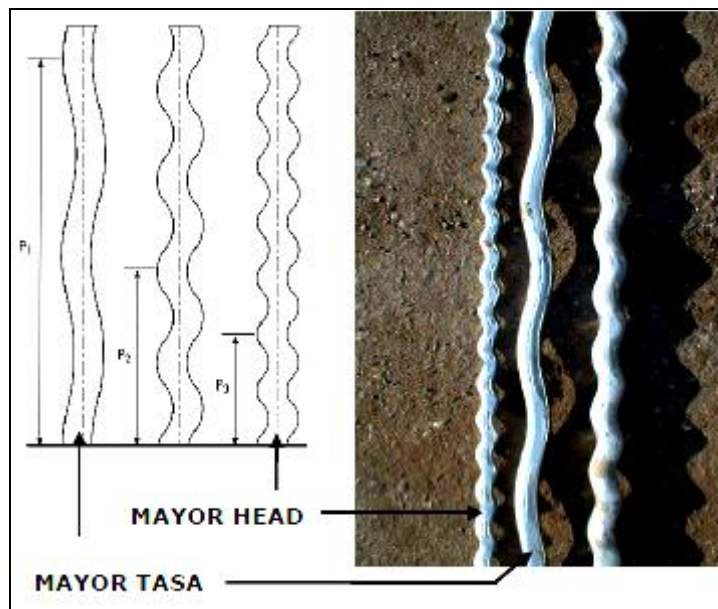
A-IV. Resistencia a la torsión de cabillas API Grado D

Diámetro (pulg)	Resistencia a la Torsión	
	Para la Fluencia	Para la Rotura
5/8	200	265
3/4	340	460
7/8	540	730
1	800	1.090
1-1/8	1.140	1.550
1-1/4	1.570	2.120

A-V. Ejemplo de diversas geometrías de bombas de cavidades progresivas



A-VI. Geometría de los rotores y su relación con las capacidades de la bomba de cavidades progresivas



A-VII. Descripción de la herramienta *Echometer*®

(((ECHOMETER)))

DESCRIPCION DEL EQUIPO ECHOMETER

Equipo Analizador de pozos: es una unidad electrónica compacta; esta adquiere y digitaliza las señales del micrófono y el transductor de presión, dichas señales se envían al computador para el procesamiento. Normalmente se requiere menos de tres minutos para una prueba

Transductor de Presión: las medidas de presión en el revestimiento (casing) son hechas con un transductor electrónico. Mide la presión y la temperatura para los análisis de presión de fondo y restauraciones de presión en rangos bastantes amplios que tiene una placa con un número de serial y coeficiente.

Pistola a gas disparada remotamente: ésta genera un pulso acústico y el micrófono de la pistola detecta los ecos acústicos del fondo del pozo (hasta el eco del mismo disparo, uniones, nivel de líquido y otras deflexiones). Cada pistola posee una cámara de gas que debe ser llenada de acuerdo a la presión del revestimiento para una prueba específica, con CO₂

Cilindro de gas dióxido de carbono o nitrógeno: es el que suministra gas a la pistola a gas, se encuentran de 10 y 15 lbs

A-VII. Descripción de la herramienta *Echometer*® (continuación)



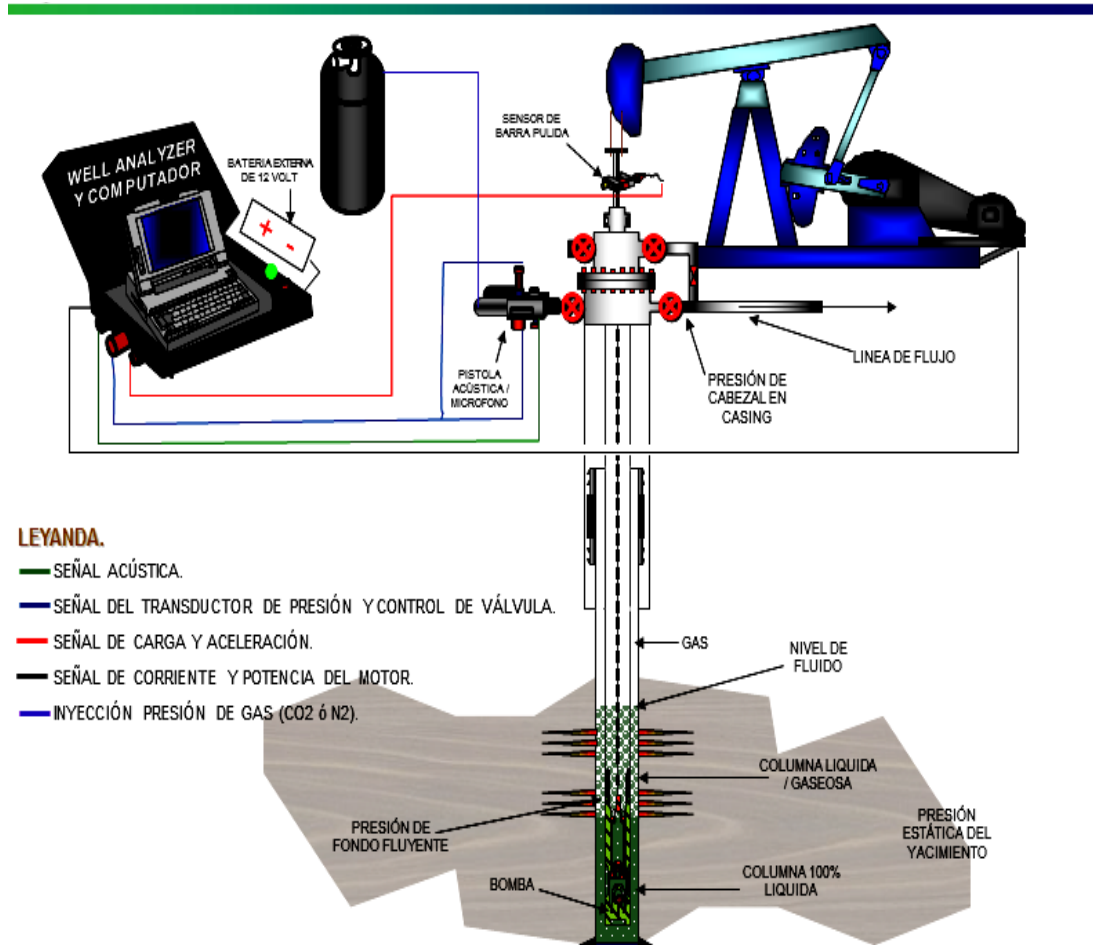
(((ECHOMETER)))

BENEFICIOS EN LA UTILIZACIÓN DEL ECHOMETER, PARA POZOS EN PERFORACIÓN Y/O REPARACIÓN.

- Obtención de resultados altamente confiables en forma rápida y segura.
- Reduce 100% la posibilidad de dejar herramientas y/o equipos (pescados) en el hoyo.
- Se puede verificar la exactitud de los resultados, utilizando la velocidad de la onda acústica (Acoustic Velocity), colocando un marcador de profundidad (Down Hole Maker) conocido y por el conteo de los collares.
- Se puede utilizar en pozos desviados sin problemas.
- No se hace necesario circular el pozo, por lo cual se minimizan los costos de fluido de control.
- No se colocan píldoras sellantes las cuales dañan la formación, estas traen como consecuencia que se realicen trabajos adicionales como Acidificación, Recañoneo, Fracturamiento Hidráulico los cuales son costosos.
- Ahorros considerables en tiempo de taladro.

A-VIII. Esquema de funcionamiento de la herramienta *Echometer*®

(((ECHOMETER)))



A-IX. Descripción de la herramienta computacional *Total Well Managment*

Con esta herramienta se traducen las señales enviadas por el equipo *Echometer* y se realizan diversos cálculos dependiendo de la programación aplicada, según el método de levantamiento artificial en el pozo y las necesidades del usuario.

Funciones principales:

- Analizar la capacidad de entrada del pozo para determinar si puede aportar mayor producción.
- Determinar la eficiencia general para identificar pozos candidatos para mejorar.
- Analizar el desempeño de la bomba.
- Analizar el desempeño del separador de gas de fondo.
- Analizar la carga mecánica de las cabillas y de la unidad de superficie.
- Analizar el desempeño de la unidad motriz.
- Diseñar modificaciones al sistema existente.
- Implementar los cambios y verificar la mejoría.

Ventajas del uso de la herramienta

- No es necesario sacar cabillas y bomba.
- Bajos Costos
- Mejora el tiempo de respuesta de los datos.
- Data vista en tiempo real.
- Permite activar el pozo tan pronto termine la prueba. Menor tiempo.
- No se utilizan herramientas de fondo.
- Permite evaluar pozos con desviaciones altas.
- Elimina las actividades de Pesca.

A-X. Ejemplos ilustrativos de las aplicaciones de la herramienta *Total Well Management*

Relación de Tiempo a Profundidad

The diagram illustrates a wellbore with various components. On the left, a pressure gauge is labeled 'PRESION DEL REVESTIDOR'. A 'WELL ANALYZER' is connected to the well. A 'DISPARO' (shot) is shown at a certain depth. Below it, 'CUELLOS' (necks) are indicated. The wellbore is lined with 'REVESTIDOR' (casing) and contains 'TUBERIA' (tubing). At the bottom, the 'NIVEL DE FLUIDO' (fluid level) is shown. On the right, an 'ASTRO ACUSTICO' (acoustic trace) shows a series of peaks and troughs corresponding to the well's structure.

The screenshot shows the 'Acoustic Test' window in the software. It features a main plot of an acoustic trace with a time axis from 0 to 24 seconds. Below the plot, there are controls for 'Indicator @ 12.301 sec', 'Apply Low Pass Filter', and 'Move Indicator'. There are also buttons for 'Go to Automatically Selected Kicks', '<< Prev Kick', 'Next Kick >>', 'Reset', 'Scale Shot Trace', 'Scale Up', 'Scale Down', and 'Reset'. At the bottom, there are 'Gun Parameters' and 'Pulse Type' options (Explosion, Implosion).

The screenshot shows the 'Torque' and 'Rod Loading' tabs. It contains two graphs: 'Load (K-Lbs) vs Polished Rod Pos. (in)' and 'Load (K-Lbs) vs Plunger Pos. (in)'. A central data panel displays the following information:

PPRIL	5794	PPUMPL	893
MPRIL	3783	MPUMPL	339
Calculated Fluid Load	1284	lb	
Polished Rod Power	1.4	HP	
Polished Rod / Motor Eff.	51.8	%	
Strokes Per Minute	13.33		
Pump Card HP	0.7	HP	
Pump / Motor Eff.	23.9	%	
Pump Displacement	98.2	BBL/D	
Pump Intake Pressure	739.9	psi (g)	
Damp Up	0.03		
Damp Down	0.03		
Tubing Pressure	50.0	psi (g)	
Pump Fillage Adjustment			
Fillage	73.70	%	Approx. Test Pos.

At the bottom, there are 'Stroke' and 'Pulse Type' options.

A 3D perspective view of a wellhead and pumpjack mechanism, showing the various structural components in red, yellow, and green.