

**HERRAMIENTA MULTIMEDIA PARA EL ESTUDIO Y DISEÑO DE MÉTODOS
DE PRODUCCIÓN EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS**

**DIANA CAROLINA BRICEÑO CABALLERO
JOHANA ANDREA JARAMILLO JAIMES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**HERRAMIENTA MULTIMEDIA PARA EL ESTUDIO Y DISEÑO DE MÉTODOS
DE PRODUCCIÓN EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS**

**DIANA CAROLINA BRICEÑO CABALLERO
JOHANA ANDREA JARAMILLO JAIMES**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
Fernando Enrique Calvarte González
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2011**

Dedico muy especialmente a Dios, la culminación de este mi proyecto y título de ingeniera de petróleos. A él, a quien muchas veces lo deje en el olvido, sin embargo nunca me abandono dándome fortaleza en momentos difíciles, entusiasmo cuando el vigor me faltaba, Sabiduría ante la confusión, y Perseverancia para llegar a la meta, que más que una meta, es un escalón en la integridad de la formación de mi vida.

A luz mi madre, que como regalo adicional de los tesoros de la vida, ha sido fuente inagotable en los momentos que más he necesitado apoyo y consejo a sí como esencia fundamental en mi caminar en las diferentes etapas de mi carrera, tanto personal como profesional

A mi padre, Carmelo, a quien agradezco su constante apoyo y la oportunidad brindada con su asesoría y dinámica profesional para llegar a donde hoy me encuentro.

A mis hermanos Diego y Camila por ser parte de mi vida, por su compañía que me permitieron sentir el verdadero calor de hogar que me alentaron cada día a continuar con fuerzas renovadas y deseos de triunfar

A dos personas que aunque no están acá, desde el cielo me brindaron su protección y confianza.

A mis familiares y demás amigos quienes de muchas formas aportaron a mi crecimiento en todas las áreas de mi vida factor elemental para el éxito de mi proyecto.

Diana Carolina Briceño Caballero

*A Dios por ser mi guía
E iluminación, brindándome
Sabiduría y paso firme.*

*A Janeth, mi madre, por impulsarme a salir adelante
Siendo el motor que mueve mis sueños y
Promueve mis logros.*

*A Luis Fernando, mi padre, por su voz de aliento cada vez que lo
necesité,
Por su comprensión, constante apoyo y amor.*

*A Ángela Tatiana, mi hermana, por su apoyo y
Estar siempre pendiente de mí.*

*A mi novio Carlos, Gracias por llegar a mi vida
Y ser tan especial.*

*A mis amigos, por lo que hemos vivido, disfrutado y hablado.
Y a todas las personas que hicieron posible éste logro.*

*Gracias
Johana Andrea Jaramillo Jaimes*

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	22
1. TECNOLOGIA DE INFORMACION Y COMUNICACIÓN TIC	24
1.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS TIC´S	25
1.2 TECNOLOGIAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN EN LA EDUCACIÓN	26
1.2.1 Clasificación del TIC tomando en cuenta tipos de medio y enfoques educativos	29
1.3 ENFOQUE DEL APRENDIZAJE Y SISTEMAS DE EDUCACIÓN COMPUTACIONAL	31
1.3.1 Usos educativos del computador	32
1.3.1.1 Materiales educativos computarizados (MEC´s)	33
1.4 ESTADO DEL ARTE EN TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN EN LA EDUCACIÓN.	36
1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TIC EN LA EDUCACIÓN	36
1.6 EDUCACIÓN VITUAL	38
1.6.1 Características de la educación virtual	38
1.7 PEDAGOGIA	38
1.7.1 Tipos de pedagogía	39
1.7.1.1 La Temática	39
1.7.2 Tendencias pedagógicas	40
1.8 SISTEMAS DE EVALUACION	43
1.8.1 La Evaluación Predictiva o Inicial (Diagnóstica)	44
1.9 MULTIMEDIA	45

1.9.1	Uso de la multimedia en los nuevos medios	46
1.9.1.1	Multimedia ON – LINE.	46
1.9.1.2	Multimedia Offline.	47
1.10	PLATAFORMA COMPUTACIONAL	47
1.10.1	ACTIONSCRIPT II	47
1.10.2	ACTIONSCRIPT III	48
1.10.2.1	Ventajas.	48
1.10.3	Adobe Flash	49
2.	METODOS DE PRODUCCION EN LA INDUSTRIA	50
2.1	FUNDAMENTOS DE LA INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEOS	50
2.1.1	Ingeniería de producción de petróleos	50
2.1.2	COMPONENTES DEL sistema de producción de petróleos	51
2.1.3	Productividad de Pozos	52
2.2	COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO Y DE LA FORMACION PRODUCTORA	53
2.2.1	Comportamiento del Yacimiento	53
2.2.1.1	Propiedades del Yacimiento	53
2.2.1.2	Ecuaciones de Flujo	54
2.2.1.3	analisis de pruebas de presion – metodo de horner	56
2.2.1.4.	Eficiencia del completamiento .	57
2.2.1.5	Comportamiento de los Fluidos Producidos	58
2.2.2	Comportamiento de la Formacion Productora	63
2.2.2.1	Indice de productividad y el IPR	63
2.2.2.2	Metodo de Vogel	64
2.2.2.3	Metodo de Fetkovich	67
2.2.2.4	Eficiencia de Flujo	69
2.2.1.5	Indice de Productividad en Diversos Pozos	70
2.3.	CURVAS DE DECLINACION DE LA PRODUCCIÓN	79

2.3.1 Declinacion Exponencial	80
2.3.2 Declinacion Hiperbolica Y Armonica	83
2.3.2.1 Declinación Hiperbólica.	83
2.3.2.2 Declinación Armónica.	84
2.3.2 Otro Tipo de Curvas	85
2.4. ANALISIS NODAL	86
2.4.1 Conceptos	86
2.4.1.1 Clasificación de los nodos.	89
2.4.1.2 Aplicaciones del análisis nodal	91
2.4.1.3 Procedimiento de la aplicación del análisis nodal	91
2.4.2 Pozos De Inyeccion De Agua	92
2.4.3 Pozos De Inyeccion De Gas	92
2.5. FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERIAS	93
2.5.1 Conceptos	93
2.5.1.1 Regímenes de flujo en la tubería de producción.	94
2.5.2 Flujo Bifasico	95
2.5.2.1 Comportamiento del flujo en una tubería vertical: poettmann y carpenter.	95
2.5.2.2 Comportamiento del flujo en una tubería vertical: gilbert.	97
2.5.2.3 Vertical Lift Performance	100
2.5.3 Flujo Multifasico	102
2.5.3.1 Regimenes de Flujo Multifasico	103
2.6 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)	108
2.6.1 Selección Del Sistema De Levantamiento Artificial	110
2.6.2 Gas Lift O Levantamiento Artificial De Gas (LAG).	115
2.6.3 Bombeo Mecanico	119
2.6.4 Bombeo Electrosumergible (BES)	123
2.6.5 Bombeo Por Cavidades Progresiva (BCP).	127
2.6.6 Bombeo Hidraulico	132
2.6.7 Sistemas Combinados	138
2.6.7.1 ESP con Gas Lift (Electrogas).	139

2.6.7. 2Bombeo Electrosumergible Con Cavidades Progresivas (Espcp).	141
2.6.8 Otros Sistemas de Levantamiento Artificial	144
2.6.8.1 Plunger Lift.	144
2.6.8.2 Chamber Lift	146
2.6.8.3 BORS (Balanced Oil Recovery System)	148
2.7 PRUEBAS Y REGISTRO DE PRODUCCION	151
2.7.1 Registros de Pozos de Producción	152
2.7.2 Problemas Mecánicos en Pozos Productores	153
2.7.3 Herramientas Usadas en Registros de Producción	155
2.7.4 Liquidación e Interpretación de Registros de Producción.	156
2.7.5 Echometer	156
3. METODOLOGÍA DE DESARROLLO	158
3.1 ANÁLISIS DEL PROYECTO	158
3.1.1 Los objetivos que se pretenden alcanzar con el uso de la herramienta.	158
3.1.2 Características del público objetivo.	159
3.1.3 Área de contenido incluida en la herramienta	159
3.1.4 Opciones de desarrollo.	159
3.2 DISEÑO	160
3.2.1 Diseño lógico.	160
3.2.2 Diseño funcional.	160
3.2.3 Diseño físico	161
3.2.3.1 Medios de transmisión de la información.	161
3.2.3.2 Desarrollo de la Interfaz.	161
3.2.3.3 Imágenes	163
3.2.3.4 Sonido	163
3.2.3.5 Color	163
3.2.3.6 Contenido Audiovisual	163
3.2.3.7 Contenido de la herramienta	163
3.2.3.8 El sistema de evaluación	165

4. MANUAL DEL USUARIO	166
4.1 REQUERIMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN Y USO DE LA HERRAMIENTA “METODOS DE PRODUCCION”	166
4.1.1 Instalación de la Herramienta Multimedia “Métodos de Producción”.	166
4.1.2 Procedimiento de Inicio.	167
4.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA	167
4.2.1 Interfaz de Entrada	168
4.2.2 Sistema de Contenido.	169
4.3 ACCESO A LA INFORMACIÓN	176
4.4 SISTEMA DE EVALUACIÓN	179
4.5 MÓDULO DE AYUDA	181
4.6 BOTONES COMPLEMENTARIOS	182
CONCLUSIONES	192
RECOMENDACIONES	193
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	194

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. ESQUEMA DEL DESARROLLO DE LAS TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN EN EL ÁMBITO EDUCATIVO	26
FIGURA 2. COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	51
FIGURA 3. RANGOS RELATIVOS DE APLICACIÓN PARA CUATRO MÉTODOS PRINCIPALES DE PRODUCCIÓN.	53
FIGURA 4. POZO EN UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO INFINITO	55
FIGURA 5. DISTRIBUCIÓN DE LA PRESIÓN EN LA FORMACIÓN	55
FIGURA 6. GRÁFICA DE $\log T + \phi\phi$ CONTRA LA PRESIÓN.	56
FIGURA 7. INFLUENCIA DE LA POSTPRODUCCIÓN EN UNA CURVA DE INCREMENTO DE PRESIÓN	57
FIGURA 8. FACTORES DE FORMA (EARLOUGHER, 1977)	62
FIGURA 9. VALOR INICIAL DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	65
FIGURA 10. CURVA DEL DESEMPEÑO DE FLUJO DE UN POZO EN DOS FASES	67
FIGURA 11. DIVISIONES DEL IPR PARA POZOS DE GAS	71
FIGURA 12. POZO DESVIADO Y HORIZONTAL	74
FIGURA 13. FORMACIÓN CON ESTRATIFICACIÓN IDEALIZADA	75
FIGURA 14. IPR COMPUESTO PARA UNA FORMACIÓN ESTRATIFICADA.	75
FIGURA 15. LATERALES PLANARES (MODELO EN FLUJO MULTILATERAL)	77
FIGURA 16. LATERALES PLANARES (MODELO EN FLUJO --- MULTILATERAL)	78
FIGURA 17. GRÁFICA TÍPICA DE PRODUCCIÓN VS TIEMPO.	80

FIGURA 18. GRÁFICA TÍPICA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE CONTRA LA PRODUCCIÓN ACUMULATIVA.	81
FIGURA 19. SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS POSIBLES PÉRDIDAS.	87
FIGURA 20. LOCALIZACIÓN DE NODOS.	88
FIGURA 21. FASES DEL COMPORTAMIENTO DE UN POZO FLUYENTE.	94
FIGURA 22. DIVISIÓN DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN INTERVALOS DE LONGITUD IGUAL PARA FINES DE CÁLCULO.	97
FIGURA 23. BHP FLUYENDO COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN EN LA TUBERÍA Y LONGITUD DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	99
FIGURA 24. DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO OPTIMO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	100
FIGURA 25. DETERMINACIÓN DE LA P_{wf} A PARTIR DE IPR Y UNA P_{wh} SUPUESTA.	101
FIGURA 26. DETERMINACIÓN DE LA P_{wh} A PARTIR DEL IPR.	102
FIGURA 27. DIAGRAMA DE FLUJO (SISTEMAS DE PRODUCCIÓN).	103
FIGURA 28. RÉGIMEN TIPO FLUJO BURBUJA.	103
FIGURA 29. RÉGIMEN TIPO FLUJO EN TRANSICIÓN.	104
FIGURA 30. RÉGIMEN TIPO FLUJO SLUG.	104
FIGURA 31. RÉGIMEN DE FLUJO ANULAR.	105
FIGURA 32. CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA HORIZONTAL.	106
FIGURA 33. CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO INCLINADO.	107
FIGURA 34. CORRELACIONES PARA FLUJO (OTROS CASOS DE TUBERÍA)	108
FIGURA 35. SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	114
FIGURA 36. DIAGRAMA COMPARATIVO DE FLUJO NATURAL Y GAS LIFT (FLUJO CONTINUO).	115
FIGURA 37. TIPOS DE LAG	116
FIGURA 38. EQUIPO DE DISEÑO DE LAG	117

FIGURA 39. UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO	120
FIGURA 40. EQUIPO DE DISEÑO DE BOMBEO MECÁNICO	121
FIGURA 41. COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	124
FIGURA 42. EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	125
FIGURA 43. SECCIÓN TRANSVERSAL DE UNA BCP	128
FIGURA 44. COMPONENTES PARA EL DISEÑO DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.	130
FIGURA 45. BOMBA HIDRÁULICA TIPO PISTÓN.	133
FIGURE 46. BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET.	134
FIGURA 47. SISTEMA TÍPICO DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN O JET.	136
FIGURA 48. PERFILES DE PRESIÓN PARA UN SISTEMA NORMAL Y UNO COMBINADO.	140
FIGURA 49. TIPOS DE INSTALACIONES PARA SISTEMA ELECTROGAS.	141
FIGURA 50. ESQUEMA DE ESPCP	144
FIGURA 51. INSTALACIÓN TÍPICA DE PLUNGER LIFT.	145
FIGURA 52. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CHAMBER LIFT.	147
FIGURA 53. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BORS.	150
FIGURA 54. FUGAS, CEMENTO CANALIZADO Y ZONA LADRONA.	154
FIGURA 55. EQUIPO DE ECHOMETER.	157
FIGURA 56. VISUALIZACIÓN DE LA APLICACIÓN MÉTODOS DE PRODUCCION.EXE.	167
FIGURA 57. VENTANA DE VISUALIZACIÓN DE LA PÁGINA DE INICIO.	168
FIGURA 58. CONTENIDO DE LA SECCIÓN DE LA HERRAMIENTA MÉTODOS DE PRODUCCIÓN.	170
FIGURA 59. VISUALIZACIÓN DEL ESQUEMA INTERACTIVO DE LA PÁGINA	173
FIGURA 60. VISUALIZACIÓN DE LAS ANIMACIONES	174
FIGURA 61. VISUALIZACIÓN DE LOS VIDEOS.	175

FIGURA 62. VISUALIZACIÓN DEL ZOOM ÓPTICO EN LA HERRAMIENTA	176
FIGURA 63. VISUALIZACIÓN DEL MAPA CONCEPTUAL CONTENIDO DE LA HERRAMIENTA	177
FIGURA 64. VISUALIZACIÓN DEL MAPA CONCEPTUAL DE LOS SCREENING EN LA HERRAMIENTA	178
FIGURA 65. VISUALIZACIÓN DEL DESPLIEGUE DEL MAPA CONCEPTUAL DE LOS SCREENING.	179
FIGURA 66. VENTANA DE VISUALIZACIÓN DEL MÓDULO DE EVALUACIÓN.	180
FIGURA 67. VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL SISTEMA DE EVALUACIÓN.DE LA HERRAMIENTA.	181
FIGURA 68. VISUALIZACIÓN DEL MÓDULO DE AYUDA.	182
FIGURA 69. BOTONES COMPLEMENTARIOS DE LA HERRAMIENTA	183
FIGURA 70. BOTÓN DE RETROCEDER AL PRINCIPIO	184
FIGURA 71. BOTÓN DE AVANZAR AL FINAL	184
FIGURA 72. BOTÓN DE APAGAR EL SONIDO	184
FIGURA 73. BOTÓN DE ENCENDER EL SONIDO	185
FIGURA 74. BOTÓN DE RETROCEDER UNA PAGINA	185
FIGURA 75. BOTÓN DE PÁGINA SIGUIENTE	186
FIGURA 76. BOTÓN DE AUMENTAR LA PANTALLA.	186
FIGURA 77. BOTÓN DE REDUCIR LA PANTALLA	186
FIGURA 78. BOTÓN MINIATURA	187
FIGURA 79. BOTÓN DE REPRODUCIR	187
FIGURA 80 BOTÓN DE PAUSAR.	188
FIGURA 81. BOTÓN DE AUMENTO DEL ZOOM ÓPTICO	188
FIGURA 82. BOTÓN DE DISMINUCIÓN DEL ZOOM- ÓPTICO	189
FIGURA 83. BOTÓN PARA REGRESAR AL TAMAÑO NORMAL PARA ZOOM ÓPTICO	189
FIGURA 84. BOTÓN DE SONIDO	190
FIGURA 85. BOTÓN DE EMPEZAR A CONTESTAR LAS PREGUNTAS	190

FIGURA 86. BOTÓN DE VENTANA INFORMATIVA (POP ART)	190
FIGURA 87. BOTÓN PARA REVISAR LAS RESPUESTAS VERDADERAS Y LAS SELECCIONADAS	191
FIGURA 88. BOTÓN PARA IMPRIMIR	191

LISTA DE TABLAS

	PAG.
Tabla 1. Ventajas y desventajas de las TIC's en la educación.	37
Tabla 2. Correlaciones de flujo vertical.	106

RESUMEN

TITULO: HERRAMIENTA MULTIMEDIA PARA EL ESTUDIO Y DISEÑO DE METODOS DE PRODUCCION EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

AUTORES:

DIANA CAROLINA BRICENO CABALLERO
JOHANA ANDREA JARAMILLO JAIMES**

PALABRAS CLAVE: Herramienta, multimedia, educativa, producción, métodos, pozos.

DESCRIPCIÓN:

La Herramienta Educativa Multimedia se ha desarrollado para potencializar el interés y fortalecer la metodología del aprendizaje en el estudiante de la asignatura denominada Métodos de Producción que hace parte del Plan de Estudios del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander – UIS –

Al interactuar con la Herramienta, el estudiante podrá mejorar la comprensión de conceptos en forma precisa y didáctica, pudiendo aprehender a su propio ritmo y mantener a su alcance una fuente permanente de consulta.

El diseño de la Herramienta se basa en función del flujo de información entre aplicación y usuario incorporando imágenes, tablas, texto y videos con los que se puede interactuar de una forma rápida y sencilla, facilitando así el aprendizaje del estudiante porque le permite enfocarse en cualquier tema que contemple la asignatura Métodos de Producción, sin limitaciones de tiempo y espacio, además dispondrá de una visión integral de los contenidos programáticos y una referencia de su propio autoaprendizaje,

Otra de las características de esta herramienta es la implementación de la metodología heurística en la que el estudiante puede generar competencias para resolver problemas mediante la información y los ejemplos que esta herramienta le brinda y la numerosa bibliografía referenciada en cada uno de los temas tratados, de tal manera que aquellos estudiantes interesados cuentan con la bibliografía requerida para profundizar o ampliar las perspectivas del análisis o solución de problemas.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. Fernando Enrique Calvete González, Codirector Ing. Cesar Augusto Pineda Gómez

SUMMARY

TITLE: MULTIMEDIA TOOL TO STUDY AND DESIGN PRODUCTION METHODS IN THE OIL INDUSTRY*.

AUTHORS:

DIANA CAROLINA BRICENO CABALLERO
JOHANA ANDREA JARAMILLO JAIMES**

KEYWORDS:

Tools, multimedia, educational, production, methods, Wells.

DESCRIPTION:

This multimedia educational tool has been developed to potentiate the interest and strengthen the methodology during the learning process of the subject Production Methods in the curriculum of the Petroleum Engineering Program at Universidad Industrial de Santander – UIS.

By interacting with the tool, students can improve the understanding of the concepts in order to learn at their own pace and having a permanent source of reference.

The tool design is based on the basis of the information flow between user and application incorporating images, tables, text and videos that can interact quickly and easily. Thus facilitating students' learning process because it lets them focus on any of the subject matter that includes production methods without limitations of time and space, having a holistic view of the program content and a reference to their own learning process.

Another feature of this tool is the implementation of the heuristic methodology in which the student can generate competences to resolve problems through the information and examples that this tool provides. It also has extensive bibliography and references in each of the topics of the subject matter. In this way all the students can have the required bibliography to deepen and broaden the perspectives of the analysis or problem solution.

* Work degree

** Physical and chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Project Director Ing. Fernando Enrique Calvete González, Co-Director Ing. Cesar Augusto Pineda Gómez

INTRODUCCION

Las Tecnologías de la Información y la Comunicación están conformadas por tres grandes especialidades, las Telecomunicaciones, la más antigua por cierto, la Microelectrónica que tiene su origen en la Electricidad y la Electrónica y la Informática. Tiene como centro nodal la manipulación y gestión automática de la información a través de un conjunto de redes, dispositivos y software, que impacta en todos los aspectos sociales, económicos y políticos de la sociedad global.

Las TIC tienen sus orígenes en las llamadas tecnologías de la información, un concepto que apareció en los años 70 y que se refiere a las tecnologías para el procesamiento de la información. Su desarrollo ha permitido llevar la globalidad al mundo de la comunicación facilitando la interacción entre personas e instituciones a nivel mundial eliminando las barreras físicas como el tiempo y el espacio.

Gracias a la participación de las nuevas tecnologías, el computador pasa de ser una veloz máquina de calcular, a ser una máquina para comunicarse y transmitir conocimientos y ya, hoy el proceso de transmisión de información está en el ámbito multimedia en donde el texto las imágenes, los videos y la capacidad de trabajar conjuntamente a distancia son un hecho. En la Ingeniería de Petróleos, estas tecnologías tienen gran aplicación en el área de producción, sin embargo, la información detallada y concisa acerca del tema es propiedad casi exclusiva de grandes empresas y compañías

Con esta herramienta se busca fomentar e implementar una metodología de aprendizaje apoyada con el uso de las TIC para llevar la formación a niveles superiores y que la temática de Métodos de Producción sea explorada y consultada de forma masiva en la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la

Universidad Industrial de Santander. Básicamente se trata de dar el soporte para una interacción del estudiante con su objeto de estudio, mediante una mejor exposición tanto visual como conceptual del contenido temático de dicha asignatura.

La Herramienta abarca todo el contenido de la asignatura Métodos de Producción, el estudiante puede acceder mediante un medio magnético (CD) y puede interactuar siguiendo el manual que encuentra en este documento.

Este documento está compuesto de cuatro partes o capítulos. En el primero se encuentra una revisión de los conceptos de la TIC; en el segundo se consignan los fundamentos teóricos de los Métodos de Producción, en el tercero se detalla la metodología para el diseño técnico de la Herramienta y Finalmente el manual del usuario.

En el CD que acompaña este trabajo se puede encontrar la Herramienta propiamente dicha, el PDF del contenido de la herramienta y el manual del usuario.

1. TECNOLOGIA DE INFORMACION Y COMUNICACIÓN TIC

La TIC es una herramienta tecnológica que almacena, comunica y presenta información de una manera variada, fortaleciendo el desarrollo de la educación como función orientadora, académica y de cooperación, facilitando el aprendizaje y el desarrollo de habilidades y distintas formas de aprender, estilos y ritmos de los alumnos; con su uso en la educación, por su fácil acceso, puede lograr despertar el interés en los estudiantes y profesores por la investigación científica y posibilitar el mejoramiento de las habilidades creativas, la imaginación, habilidades comunicativas y colaborativas pudiendo acceder a una mayor cantidad de información fiable y de manera rápida proporcionando los medios para un mejor desarrollo integral de los individuos.

La Tecnología de la Información y Comunicación ha permitido llevar la globalidad al mundo de la comunicación, facilitando la interconexión entre las personas e instituciones a nivel mundial, y eliminando barreras espaciales y temporales, representando un conjunto de servicios, redes, software y dispositivos que tienen como fin la mejora de la calidad de vida de las personas dentro de un entorno y que se integran a un sistema de información interconectado y complementario.¹

Esta nueva tecnología es de carácter innovador, creativo e inmaterial ya que la materia principal es la información, permite la interconexión y la interactividad y tiene elevados parámetros de imagen y sonido. Al mismo tiempo esta nueva tecnología supone la aparición de nuevos códigos y lenguajes, dando lugar a la realización de actividades inimaginables en poco tiempo.

¹<http://www.monografias.com/trabajos37/tecnologias-comunicacion/tecnologias-comunicacion.shtml>

1.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS TIC'S

Las tecnologías de la información y comunicación aportan las siguientes características:²

- **Inmaterialidad:** Las TIC's convierten la información tradicionalmente sujeta a un medio físico, en inmaterial.
Los usuarios pueden acceder a información ubicada en dispositivos electrónicos lejanos, que se transmiten utilizando las redes de comunicación, de una forma transparente e inmaterial.
- **Instantaneidad:** Se puede transmitir la información instantáneamente a lugares muy alejados físicamente, mediante las denominadas "autopistas de la información".
- **Aplicaciones Multimedia:** Las aplicaciones o programas multimedia han sido desarrollados como una interfaz amigable y sencilla de comunicación, para facilitar el acceso a las TIC's de todos los usuarios. Una de las características más importantes de estos entornos es *La interactividad*, esta es posiblemente la característica más significativa a diferencia de las tecnologías más clásicas (TV, radio) que permiten una interacción unidireccional.

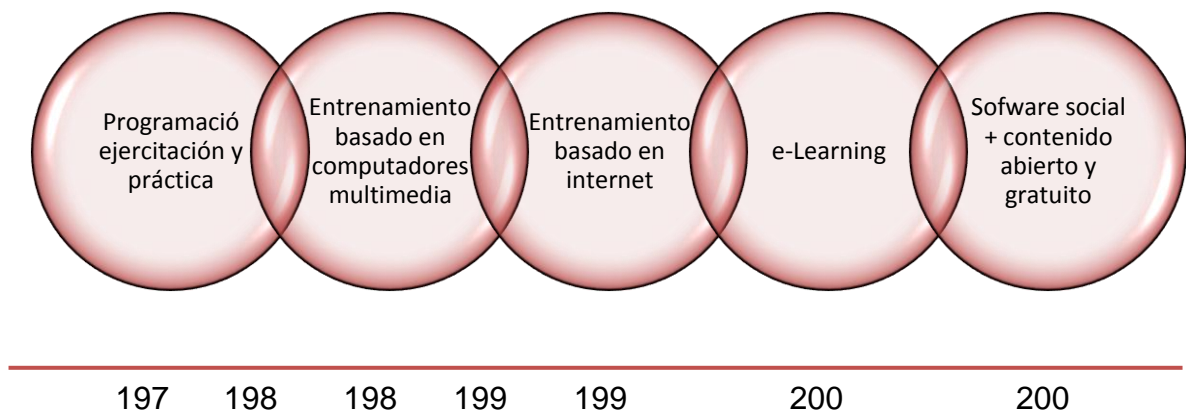
Otra de las características más relevantes de las aplicaciones multimedia, y que mayor incidencia tienen sobre el sistema educativo, es la posibilidad de *transmitir información a partir de diferentes medios* (texto, imagen, sonido, animaciones, etc.). Por primera vez, en un mismo documento se pueden transmitir informaciones multi-sensoriales, desde un modelo interactivo.

²<http://www.cibersociedad.net/archivo/articulo.php?art=218>

1.2 TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN EN LA EDUCACIÓN ³

La evolución de las tecnologías de información y comunicación en el campo de la educación ha experimentado cinco cambios importantes en los últimos treinta años, Teemu Leinonen⁴ dividió ésta evolución en cinco etapas, entre finales de los años setenta y principios de década posterior al año dos mil.

Figura 1. Esquema del desarrollo de las tecnologías de información y comunicación en el ámbito educativo



Fuente: <http://flosse.blogging.fi/2005/06/23/critical-history-of-ict-in-education-and-where-we-are-heading>

La etapa inicial, de *programación, ejercitación y práctica*, fue desarrollada principalmente en Estados Unidos y Europa. Con la implementación de

³VANEGAS PEREZ, Daniel Andrés y GONZÁLEZ GONZÁLEZ Christian Leonardo. Herramienta multimedia para el estudio del área de perforación de pozos en el programa académico de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2010, p.23

⁴Teemu Leinonen. “(Critical) history of ICT in education – and where we are heading?” [Publicación en línea]. [<http://flosse.blogging.fi/2005/06/23/critical-history-of-ict-in-education-and-where-we-are-heading/>] [Revisado en: Octubre 20 de 2009]

computadores en las escuelas se enseñó a los estudiantes programación. El proceso no buscaba formar programadores, sino desarrollar en el estudiante la lógica y habilidad matemática. Esta metodología de estudio terminaba en los estudiantes ejercitando la memoria a corto plazo, y definiendo actividades de tipo ensayo y error, razón por la cual se desestimó su profundización en el aprendizaje.

La segunda etapa involucraba el uso de *elementos multimedia*, soportado en la creencia que los estudiantes aprenderían mejor si observaban las cosas en colores y en forma de animaciones y luego se realizaban ejercicios. De igual forma esta metodología de enseñanza no ofrecía un conocimiento profundo en los estudiantes, ya que se enfocaba más a la repetición y práctica de elementos, razón por la cual tuvo buenos resultados en el aprendizaje de lenguaje.

El entrenamiento basado en Internet, comunicación y colaboración en redes, fue de nuevo la esperanza en el desarrollo de la educación, pues con la llegada de Internet, se entendió que se podía acceder a contenidos actualizados e intemporales de forma masiva y con bajo costo, la problemática para algunos fue nuevamente la ausencia de contenido multimedia en Internet, razón atribuida a la falta de aprendizaje por medio de Internet en las personas.

Todo esto conllevó finalmente a la implementación del *e-learning (aprendizaje en línea)*, que consistía principalmente en el desarrollo de cursos y plataformas educativas que requerían actividades por parte de estudiantes y profesores sin necesidad de contacto físico, favoreciendo la impersonalidad, lo cual implicaba que cualquier persona con acceso a internet, podía fácilmente estudiar cualquier temática sin importar su ubicación.

Se comprendió que el aprendizaje necesita de interacción entre las personas, pero esto no conllevó a un fracaso del e-learning, por el contrario las personas

comprendieron que podrían estudiar el contenido de alguna temática por su cuenta, y aquellas cosas que no fueran comprendidas a satisfacción, podrían ser consultadas y reforzadas con amigos, o para éste caso, docentes. De esta forma e-learning evolucionó y se posicionó en Internet como una de las fuentes de información y aprendizaje con vigencia en la actualidad, y sentó las bases para lo que se cree que puede ser el futuro de las tecnologías de información y comunicación en la educación, el *software social* y *los contenidos gratuitos*.

Finalmente, el acceso a contenidos abiertos y gratuitos representan el avance más grande observado hasta el día de hoy, con el auge y establecimiento de sitios de socialización de la información vía web, la retroalimentación de los usuarios con personas expertas en cada tema propende la accesibilidad a un conocimiento más elaborado respecto a lo que se lograba en décadas anteriores.

La educación del tercer milenio se ha convertido en algo que la gente comparte cada vez más por medio de poderosas redes y cerebros artificiales donde se requiere lograr: aprender a aprender, aprender a conocer, aprender a hacer, y aprender a comprender al otro. Los objetivos de la formación con el empleo de las TIC's son:

- Diseñar e implantar un servicio educativo innovador de aprendizaje abierto, implantando el dispositivo tecnológico adecuado para ampliar el marco de actuación de la universidad al ámbito nacional e internacional.
- Proporcionar acceso a los servicios educativos a cualquier alumno desde cualquier lugar, de forma que pueda desarrollar acciones de aprendizaje autónomamente, con ayuda de las nuevas tecnologías de la información y la comunicación.

1.2.1 Clasificación del TIC tomando en cuenta tipos de medio y enfoques educativos ⁵

El uso de la TIC está muy ligado al enfoque educativo que se quiera usar, así como las características fundamentales de los distintos tipos de medios y el nivel de cultura informática que pueden tener los participantes en el proceso.

Existen dos tipos de enfoques educativos:

- **Enfoque algorítmico** Centrado en el que enseña, sigue reglas para una efectiva transmisión del que sabe hacia los que desean aprender, hay facilitación desde el centro.
- **Enfoque Heurístico** Centrado en el que aprende, sigue principios que orientan la construcción individual o colaborativa del conocimiento, hay facilitación desde el lado.

Estos dos enfoques se entienden como opuestos, pero a la vez complementarios, y de esta manera se pueden instrumentar con tres tipos de medios educativos:

- **Predominantemente Transmisivo** Actividad de investigación destinada por el docente para la profundización de una temática en desarrollo.
 - Tutoriales para apropiación y afianzamiento de contenidos.
 - Demostradores de procesos o productos.
 - Ejercitadores de reglas o principios, con retroalimentación directa o indirecta.
 - Sitios en la red para recopilación y distribución de información.

⁵http://www.colombiaaprende.edu.co/html/investigadores/1609/articles-73523_archivo.pdf

- Sistemas para reconocimiento de patrones (imágenes, sonidos, textos, voz).
 - Sistemas de automatización de procesos, que ejecutan lo esperado dependiendo del estado de variables indicadoras del estado del sistema
- **Particularmente de Experiencias y Conjeturales** Apoya el (re)descubrimiento de conceptos o constructos (Estudio de un simulador donde se establecen conclusiones propias acerca del funcionamiento del fenómeno e incidencia de ciertas variables sobre el comportamiento del sistema)
 - Modeladores de fenómenos o de micro-mundos.
 - Simuladores de procesos o de micro-mundos.
 - Sensores digitales de calor, sonido, velocidad, acidez, color, altura con los cuales se alimentan modeladores y simuladores.
 - Digitalizadores y generadores de imágenes o de sonido.
 - Calculadoras portátiles, numéricas y gráficas.
 - Sistemas expertos en un dominio de contenido.
 - Traductores y correctores de idiomas, decodificadores de lenguaje natural.
 - Paquetes de procesamiento estadístico de datos.
 - Agentes inteligentes: buscadores y organizadores con inteligencia.
 - Herramientas de búsqueda y navegación en el ciberespacio.
 - Herramientas multimedia creativas: editores de hipertextos, de películas, de sonidos, o de música.
 - Herramientas para compactar información digital.
 - Herramientas para transferir archivos digitales.
 - **Fundamentalmente Colaborativo y Creativo** Exploración y explotación de ideas sobre proyectos asignados donde prima la autonomía progresiva en el proceso de aprendizaje.
 - Juegos en la red, colaborativos o de competencia, con argumentos cerrados o abiertos, en dos o tres dimensiones.

- Sistemas de mensajería electrónica, pizarras electrónicas, así como ambientes de Chat textual o multimedia (video o audio conferencia) que permiten hacer diálogos sincrónicos.
- Sistemas de correo electrónico textual o multimedia, sistemas de foros electrónicos moderados o no moderados, que permiten hacer diálogos asincrónicos.

1.3 ENFOQUE DEL APRENDIZAJE Y SISTEMAS DE EDUCACIÓN COMPUTACIONAL⁶

Es necesario establecer el tipo de educación que se desea apoyar, pues en el proceso enseñanza – aprendizaje existen diversas formas de dirección, una de estas corresponde al aprendizaje que es impartido por el docente hacia los estudiantes, conocido como *metáfora de transmisión* y supone que el estudiante es un ser dependiente y el docente es quien decide qué y cómo enseñar. El aprendizaje *autodirigido*, conocido como metáfora del dialogo, supone que el ser humano crece en capacidad de auto dirigirse, como un componente esencial de madurez y que ésta capacidad debe desarrollarse lo más rápido posible. Estos ambientes de aprendizaje correctamente empleados pueden complementarse de tal forma que el estudiante puede desarrollar las competencias necesarias por su cuenta a partir de los recursos que se le proporcionan en los centros educativos.

Complementario a lo anterior no es extraño que se hayan desarrollado dos formas sistemáticas para la creación y uso de tales ambientes de aprendizaje, de esta forma se tiene un *enfoque algorítmico*, el cual hace referencia a un conjunto ordenado y finito de operaciones que permiten hallar la solución a un problema. Por otro lado se establece un enfoque *Heurístico*, bajo el cual el desarrollo de las

⁶ VANEGAS PEREZ Op.cit. p.29

actividades, y la solución de los problemas recaen en la asimilación por parte del estudiante de las enseñanzas que ha proporcionado su maestro. Con este enfoque es el docente quien decide aquello que desea enseñar, la forma de hacerlo, y las herramientas para lograrlo, proporcionando una educación controlada.

1.3.1 Usos educativos del computador

Durante la década de los años 90 y el primer lustro del nuevo milenio el uso de la computación se extendió a la gran mayoría de actividades en el mundo, principalmente debido a su incursión en la mayoría de hogares del planeta. Actualmente la tecnología ha evolucionado a tal punto que proporciona una facilidad para el acceso a la computación en cualquier momento y en lugar del mundo. Es por tal razón que juega un papel de gran importancia en el desarrollo de la educación.

Dentro de los principales usos de la computación en el ámbito educativo se pueden encontrar todas las destrezas desarrolladas por el estudiante a partir del uso progresivo de la computación y bajo algunas especializaciones tales como la programación. Sin embargo, existen otros métodos de impartir conocimiento a través de la computación que están directamente relacionados al uso de una herramienta computacional específica, siendo el caso de los materiales educativos computarizados que se presentan a continuación.

1.3.1.1 Materiales educativos computarizados (MEC's) Los materiales educativos computarizados buscan proporcionar elementos que faciliten el proceso de enseñanza – aprendizaje, principalmente para aquellos tópicos que son difíciles de transmitir para el estudiante, dificultando su asimilación. Estos materiales permiten crear escenarios en los cuales el usuario puede vivir, analizar, modificar, y repetir a voluntad, una actividad bajo una perspectiva en la que es posible poner a prueba sus propios patrones de pensamiento.

La utilidad del los MEC's depende de la necesidad educativa requerida y la manera como sea utilizado, para que éstos favorezcan un aprendizaje de tipo Heurístico, generando confianza en el estudiante que los va a usar mediante la posibilidad de realizar correcciones si este se equivoca.

A continuación se presentan algunas de las tecnologías diseñadas bajo MEC's para favorecer el proceso de educación por computador.

- **Sistemas tutoriales:** Un sistema tutorial incluye cuatro fases que deben formar parte de todo proceso de enseñanza-aprendizaje
 - Fase introductoria: En esta fase se genera la motivación de formas diferentes dependiendo del público hacia el cual está dirigido el sistema. Este sistema centra la atención y favorece la percepción selectiva de lo que se desea enseñar.
 - Fase de orientación inicial: Bajo ésta fase, se establece la codificación, almacenamiento, y retención de los conceptos aprendidos.
 - Fase de aplicación: Aquella en la cual hay transferencia de lo aprendido.
 - Fase de retroalimentación: El estudiante demuestra lo aprendido y el sistema ofrece retroinformación y refuerzo a base de los resultados obtenidos por el estudiante.

Los tipos de aprendizaje que son favorecidos a través de sistemas tutoriales son los reproductivos, o de aprendizaje cognoscitivo hasta el nivel de aplicación. Los niveles altos de aprendizaje que implican síntesis, análisis, solución de problemas o aprendizajes productivos, no son incentivados de forma notoria por este Sistema.

- **Sistemas de ejercitación y práctica:** Estos sistemas intentan reforzar las fases finales del proceso de instrucción que corresponde a la aplicación y retroinformación. Cuando se pone en práctica este sistema se supone que por algún otro mecanismo de enseñanza, el estudiante ha adquirido los conceptos básicos necesarios y que mediante éste sistema los va a poner en práctica. En estos sistemas deben conjugarse tres condiciones
 - Cantidad de ejercicios
 - Variedad en los formatos con los que se presentan
 - Retroalimentación directa al estudiante.
- **Simuladores y juegos educativos.** Tanto los simuladores como los juegos educativos poseen la virtud de apoyar los aprendizajes de tipo experiencial y conjetural como base para lograr el aprendizaje por descubrimiento. Con estos tipos de materiales educativos computarizados el estudiante aprende procedimientos, resuelve problemas, entiende las características de cada fenómeno y toma decisiones de acuerdo a cada situación.
- **Lenguajes sintónicos y micro-mundos exploratorios:** Una manera de interactuar con micro-mundos es mediante un lenguaje de programación, en particular si es de tipo sintónico. Como dice Álvaro Galvis “un lenguaje sintónico es aquel que no hay que aprender, que uno esta sintonizado con sus instrucciones y que se puede usar naturalmente para interactuar con un micro-

mundo en el que los comandos sean aplicables”⁷, el uso de lenguajes de computación que permitan interactuar con micro-mundos es clave no solo por la naturalidad con que se puede usar el lenguaje, sino por la posibilidad de practicar la estrategia con pasos en la solución de problemas, siendo la base de la programación. La principal utilidad de los lenguajes sintónicos es servir para el desarrollo de estrategias de pensamiento basadas en el uso heurístico de solución de problemas.

- **Sistemas expertos con fines educativos:** Estos sistemas son de tipo heurístico y son capaces de representar y procesar a partir de algún dominio rico en conocimientos, con el ánimo de resolver problemas y dar consejos a quienes no son expertos en el tema. Estos sistemas utilizan conocimientos y procedimientos de inferencia para resolver problemas que son suficientemente difíciles como para requerir experiencia y conocimiento humano para su correcta solución. A diferencia de un simulador en cual se pueden vivir experiencias, en un sistema experto es posible obtener explicación sobre el procedimiento seguido por el mismo para llegar a un resultado final.
- **Sistemas tutoriales inteligentes.** Estos sistemas se caracterizan por mostrar un comportamiento adaptativo, es decir, adapta el tratamiento educativo en función de aquello que se desea aprender y del rendimiento del aprendiz. La idea fundamental de un sistema tutorial inteligente es ajustar la estrategia de enseñanza-aprendizaje, el contenido y la forma de lo que se aprende, a los intereses, expectativas y características del estudiante, dentro de las posibilidades que existan en tal área y nivel de conocimiento.

⁷ Ibit., p. 32

1.4 ESTADO DEL ARTE EN TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN EN LA EDUCACIÓN. 8

El acceso a Internet se ha masificado de manera importante en el mundo con el desarrollo tecnológico actual. Los computadores de escritorio están siendo relegados para usos administrativos en empresas, y de entretenimiento en los hogares. Los dispositivos móviles hoy por hoy gobiernan el acceso a la información por medio de computadores portátiles cada vez más pequeños y de mayor capacidad, tomando cada vez más terreno en el ámbito estudiantil. Teléfonos celulares inteligentes, agendas personales con conectividad Wifi (conexión sin cables), consolas de videojuegos portátiles, o reproductores multimedia son medios que facilitan el acceso masivo de información en Internet, a través de documentos de texto, hojas de cálculo, presentaciones, teniendo interactividad en el ciberespacio en cualquier momento. Las posibilidades de implementación de esta tecnología a la educación se denominan Mobile Learning (m-Learning), considerándose en la actualidad del eLearning.

1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TIC EN LA EDUCACIÓN

La implementación de las tecnologías de información y comunicación en la educación conlleva a la solución de algunos problemas fundamentales de la misma, a pesar de generar problemas que de no ser controlados adecuadamente pueden jugar un papel contraproducente en la efectividad del proceso educativo.

⁸ Ibit., p.33

Tabla 1. Ventajas y desventajas de las TIC's en la educación.

VENTAJAS DE LAS TIC'S EN LA EDUCACIÓN	DESVENTAJAS DE LAS TIC'S EN LA EDUCACIÓN
<i>Facilitan la intemporalidad y la impersonalidad en el proceso de aprendizaje y Facilitan la masificación tanto de los recursos educativos como del acceso a la educación</i>	<i>En los países más pobres o en vía de desarrollo no se favorece el acceso a la educación</i>
<i>Facilita el desarrollo de competencias profesionales como lo son: trabajo en equipo, disciplina, integración de conocimientos, entre otros.</i>	<i>Se ampliará la brecha educacional con el tiempo reforzando la ya existente y generando una clasificación social entre: ricos y pobres, jóvenes y adultos mayores, habitantes urbanos y rurales.</i>
<i>Intensifica el proceso de aprendizaje entre maestros y estudiantes mediante el apoyo mutuo entre las partes debido al intercambio de información y discusión global de tópicos de algún tema.</i>	<i>Por falta de espacio donde interactuar con otras personas (acerca de dudas o para exponer sus ideas), se favorece un estado de aislamiento para las personas más tímidas.</i>
<i>Incrementa el nivel de conocimiento adquirido por el estudiante en el tópico en el que se ejercita.</i>	<i>Incremento de costos para dotación de equipos en los centros educativos, como para usuarios particulares que deseen formar parte del proceso de aprendizaje virtual.</i>
<i>Reduce la necesidad de infraestructura de las instituciones para albergar cada vez un mayor número de personas en impartir conocimiento</i>	<i>Es necesaria la óptima elaboración de sistemas de evaluación bajo los cuales se pueda seguir el proceso del estudiante, pues de lo contrario, se favorecería actitudes fraudulentas en cuanto al proceso educativo.</i>

Fuente: VANEGAS PEREZ, DANIEL ANDRÉS - GONZÁLEZ GONZÁLEZ CHRISTIAN LEONARDO. Herramienta multimedia para el estudio del área de perforación de pozos en el programa académico de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2010, p.36

1.6 EDUCACIÓN VIRTUAL ⁹

La Educación Virtual enmarca la utilización de las nuevas tecnologías, hacia el desarrollo de metodologías alternativas para el aprendizaje de alumnos de poblaciones especiales que están limitadas por su ubicación geográfica, calidad de docencia y el tiempo disponible. Siendo la educación del siglo XXI, los principios en que se basa son la autoformación, autoeducación, virtualización, tecnologización y sociabilidad virtual.

1.6.1 Características de la educación virtual

- Oportuno para datos, textos, gráficos, sonido, voz e imágenes mediante la programación periódica de tele-clases.
- Económico, porque no es necesario desplazarse hasta la presencia del docente o hasta el centro educativo.
- Innovador según la motivación interactivo de nuevos escenarios de aprendizaje
- Motivador en el aprendizaje.
- Es actual, porque permite conocer las últimas novedades a través de Internet y sistemas de información.

1.7 PEDAGOGIA

La pedagogía es un conjunto de saberes que buscan tener impacto en el proceso educativo, en cualquiera de las dimensiones que este tenga, así como en la comprensión y organización de la cultura y la construcción del sujeto. Es una ciencia de carácter psicosocial que tiene por objeto el estudio de la educación con el fin de conocerla, analizarla y perfeccionarla brindándole un conjunto de bases y

⁹ www.cibersociedad.net

parámetros para estructurar la formación y los procesos de enseñanza-aprendizaje que intervienen en ella.¹⁰

Hay que distinguir que la pedagogía es la ciencia que estudia la educación, mientras que la didáctica es la disciplina o conjunto de técnicas que facilitan el aprendizaje y es una disciplina de la pedagogía.

1.7.1 Tipos de pedagogía 11

Existen varios criterios a través de los cuales se puede categorizar a la pedagogía:

1.7.1.1 La Temática

- ***Pedagogía general***

Es la temática que se refiere a las cuestiones universales y globales de la investigación y de la acción sobre la educación.

- ***Pedagogías específicas***

A lo largo de los años han sistematizado un diferente cuerpo del conocimiento, en función de las realidades históricas experimentadas (pedagogía Evolutiva/Diferencial/Educación especial/De adultos / De la Tercera Edad, entre otras)

¹⁰ <http://es.wikipedia.org/wiki/Pedagogía>

¹¹ <http://pedagogia.mx/>

1.7.2 Tendencias pedagógicas

El apresurado desarrollo de la ciencia ha establecido transformaciones continuas e indetenibles en la sociedad y del propio ser humano, las tendencias pedagógicas que se aplican son:

- **Pedagogía tradicional**

Esta tendencia considera que la adquisición de conocimientos se realiza principalmente en la escuela, que es un medio de transformación, y cuyo fin es enseñar valores. Es el maestro el centro del proceso de enseñanza y la escuela, la principal fuente de información para el educando. Aquí el maestro es el que piensa y transmite conocimientos, los objetivos están dirigidos a su tarea y no persigue el fin de desarrollar habilidades en el alumno, es decir, el maestro es la parte activa mientras el educando la pasiva, un receptor de ideas que recibe solo una enseñanza empírica y memorística. "Esta tendencia enfoca un proceso de enseñanza 100% mecanizada", esta idea, es uno de los principales ataques a esta corriente

- **Escuela nueva o activa**

Esta tendencia acentúa el papel social que debe tener la escuela: formar para vivir dentro de un medio social. La tarea del maestro ya es de conductor, propicia y dirige la adquisición de aprendizajes, el educando asume un papel activo, y el proceso de enseñanza-aprendizaje es recíproco y cumple con las necesidades e intereses del alumno. Se practica el método inductivo-deductivo y ahora el alumno es el centro del proceso educativo.

- **Tecnología educativa (Uso de las TIC en la educación)**

Esta enseñanza es considerada como método o sistema de enseñar que se vale de recursos técnicos ya sea por medio de máquinas didácticas (libros, fichas, etc.) o tecnología. El modelo pedagógico incluido en esta tendencia se

resume en objetivos conductuales, la organización de contenidos es en secuencia lógica por medio de unidades, los métodos están basados en el auto aprendizaje, los medios utilizados son libros, televisión, computadora, máquinas de enseñar, entre otras. La relación profesor-alumno es algo limitada en cuanto al maestro porque su papel se reduce a la elaboración de los programas, mientras que la del alumno se incrementa, pues es autodidacta y se auto instruye.

- **Pedagogía autogestionaria**

Se refiere a toda serie de variadas experiencias y movimientos de distinto alcance, que pretenden la transformación de la educación, a partir de la participación de los actores educativos en la organización de todas las esferas de la vida escolar. En esta pedagogía le confiere al profesor un papel menos directivo, el poder pasa a ser compartido con el grupo. El profesor se sitúa a disposición de los alumnos, a los cuales ofrece no sólo sus conocimientos sino también su ayuda para que logren sus objetivos. Es como un animador que plantea preguntas y crea situaciones problemáticas, al tiempo que estimula y muestra situaciones probables y alternativas posibles, todo lo cual enriquece sus relaciones con el grupo permitiéndole lograr de él resultados superiores.

- **Pedagogía no directiva**

Facilita el aprendizaje y la educación capacitiva. Permite que el estudiante aprenda, ya que propicia las condiciones para que exprese sus necesidades en un clima afectivo favorable, de comprensión, aceptación y respeto. Es de carácter personal, el estudiante emplea recursos que le permiten la vivencia las experiencias que resulten significativas para su desarrollo.

- **Pedagogía liberadora**

En esta tendencia pedagógica se hace una convocatoria a la búsqueda, mediante la reflexión, del cambio en las relaciones que deben establecerse, de

forma lógica, entre el individuo, la naturaleza y la sociedad; ella protege, como objetivo esencial de la educación, lograr la más plena liberación de la persona, sin uniformarla y, mucho menos someterla a través de los sistemas de instrucción oficiales.

- **La perspectiva cognoscitiva**

Se fundamenta en el análisis de los aspectos psicológicos existentes, de manera obligada, en los procesos que conducen al conocimiento de la realidad objetiva, natural y propia del hombre. Plantea la concepción y desarrollo de modelos de aprendizaje como formas de expresión de una relación concreta entre el sujeto cognitivo, activo y el objeto.

- **Pedagogía operatoria**

Esta tendencia pedagógica concibe el conocimiento como una construcción que realiza el individuo mediante su actividad de enfrentamiento con el medio, resultando el mismo más o menos comprensible para el sujeto en función de los instrumentos intelectuales que ya éste posea con anterioridad. El individuo descubre los conocimientos, lo cual es favorecido por la enseñanza organizada de manera tal que favorezca el desarrollo intelectual, afectivo-emocional y social del educando. Esta pedagogía pretende que el individuo sea quien construya su conocimiento, lo asimile, lo organice y lo incluya en su vida.

- **Constructivismo**

El constructivismo parte de la responsabilidad del sujeto sobre su propio proceso de aprendizaje. Los conocimientos nuevos que el individuo obtiene, lo hace mediante el uso de aquellos conocimientos que ya apropió, es decir, se parte de lo que ya sabe el educando para facilitar su aprendizaje.

- **Pedagogía de expresión ludo-creativa**

Se ofrece a los aprendices la oportunidad para experimentar, descubrir, dar forma a sus expectativas por su propia iniciativa; con la finalidad de desarrollar sus potencialidades, desenvolver un pensamiento propio y actitudes creativas en dialogo con los otros alumnos y docentes.

1.8 SISTEMAS DE EVALUACION

La evaluación puede conceptualizarse como un proceso dinámico, continuo y sistemático, acompañado de un sistema de recolección y análisis de información que retroalimenta los procesos de toma de decisiones enfocado hacia los cambios de las conductas y rendimientos, mediante el cual verificamos los logros adquiridos en función de los objetivos propuestos. La Evaluación adquiere sentido en la medida que comprueba la eficacia y posibilita el perfeccionamiento de la acción docente, lo que destaca un elemento clave de la concepción actual de la evaluación: no evaluar por evaluar, sino para mejorar los programas, la organización de las tareas y la transferencia a una más eficiente selección metodológica.¹²

La evaluación es hoy quizá uno de los temas con mayor protagonismo del ámbito educativo, y no porque se trate de un tema nuevo en absoluto, sino porque administradores, educadores, padres, alumnos y toda la sociedad en su conjunto, son más conscientes de la importancia y las repercusiones del hecho de evaluar o de ser evaluado para alcanzar una calidad educativa aprovechando adecuadamente los recursos, el tiempo y los esfuerzos. La evaluación se puede

¹² <http://www.chasque.apc.org/gamolnar/evaluacion%20educativa/evaluacion.01.html>

agrupar en diferentes objetivos y funciones enumeradas en tres grandes categorías.¹³

1.8.1 La Evaluación Predictiva o Inicial (Diagnóstica)

Se realiza para predecir un rendimiento o para determinar el nivel de aptitud previo al proceso educativo. Busca determinar cuáles son las características del alumno con el fin de ubicarlo, clasificarlo y adecuar individualmente el nivel de partida del proceso educativo previamente al desarrollo del programa.

- **La Evaluación Formativa**

Se realiza al finalizar cada tarea de aprendizaje y tiene por objetivo informar de los logros obtenidos, y eventualmente, advertir donde y en qué nivel existen dificultades de aprendizaje, permitiendo la búsqueda de nuevas estrategias educativas más exitosas.

- **La Evaluación Sumativa**

Es realizada después de un período de aprendizaje y su objetivo es calificar en función de un rendimiento, otorgar una certificación y determinar el nivel alcanzado.

En el proceso de evaluación educativa se pueden fijar cuatro tipos de evaluación:

- Evaluación de contexto - necesidades
- Evaluación de diseño - programación
- Evaluación de proceso - desarrollo
- Evaluación de resultados- producto

¹³<http://www.oposicionesprofesores.com/biblio/docueduc/LA%20EVALUACION%20EDUCATIVA.pdf>

1.9 MULTIMEDIA

Es la cualidad que posee un sistema capaz de combinar simultáneamente y de manera interrelacionada textos escritos, arte gráfico, sonido, animación y vídeo para presentar información de manera didáctica llegando por computadora u otros medios de tecnología m Learning.

Es conveniente utilizar multimedia cuando las personas necesitan tener acceso a información electrónica de cualquier tipo. Multimedia mejora las interfaces tradicionales basadas solo en texto y proporciona beneficios importantes que atraen y mantienen la atención y el interés mejorando de esta manera la retención de la información presentada, cuando éste se encuentra bien diseñado puede ser enormemente divertido y funcional tanto en los negocios, en las escuelas, en el hogar como en lugares públicos.¹⁴

- **Multimedia en los negocios:** Las aplicaciones de multimedia a los negocios incluyen presentaciones, capacitaciones, mercadotecnia, publicidad, demostración de productos, bases de datos, catálogos y comunicaciones en red. Multimedia se ha vuelto muy popular en la capacitación de las empresas. Con él, se aprende a manejar situaciones de terrorismo internacional y seguridad a través de la simulación; los vendedores aprenden acerca de las líneas de productos y ofrecen a sus clientes programas de capacitación; los pilotos de combate practican ejercicios de asalto antes de arriesgarse a una situación real y en la oficina puede utilizarse para construir bases de datos de identificación de empleados.
- **Multimedia en las escuelas:** Las escuelas son quizás los lugares donde más se necesita multimedia pues este causará cambios radicales en el proceso de

¹⁴ <http://www.monografias.com/trabajos10/mmedia/mmedia.shtml#quees>

enseñanza en las próximas décadas, en particular cuando los estudiantes descubran que pueden ir más allá de los límites de los métodos de enseñanza tradicionales.

- **Multimedia en el hogar:** La mayoría de los proyectos de multimedia llegarán a los hogares a través de los televisores o monitores con facilidades interactivas, ya sea sobre una base de pago o a través de la autopista de datos.
- **Multimedia en lugares públicos:** En hoteles, estaciones, centros comerciales, museos y tiendas, multimedia estará disponible en terminales independientes para proporcionar información y ayuda. Estas instalaciones reducen la demanda tradicional de personal en puestos de información, agregan eficiencia a la empresa y pueden trabajar las 24 horas, aun a medianoche, cuando la ayuda humana está fuera de servicio.

1.9.1 Uso de la multimedia en los nuevos medios

La multimedia puede emplearse como medio de orientación con la realización de presentaciones multimedia de índices de orientación en los bancos y museos o a través de módulos de información, otra manera de implementar su funcionalidad es como medio didáctico posibilitando conjugar actitudes y creatividad, y como libro electrónico teniendo acceso a mediante CD, USB o por correo electrónico.

1.9.1.1 Multimedia ON – LINE. Los medios más utilizados en la multimedia online son:

- Blogs
- Páginas Web
- Internet
- Catálogos

1.9.1.2 Multimedia Offline. Los medios más utilizados en la multimedia offline son:

- CD
- DVD
- Disco duro
- USB

1.10 PLATAFORMA COMPUTACIONAL

El software multimedia se desarrollado con el lenguaje y plataforma ACTIONSCRIPT II y III empleando adobe flash/FLEX.

1.10.1 ACTIONSCRIPT II ¹⁵

'ActionScript' es un lenguaje de programación orientado a objetos (OOP), utilizado en especial en aplicaciones web animadas realizadas en el entorno Adobe Flash debido ampliando sus funcionalidades; la tecnología de Adobe sirve para añadir dinamismo al panorama web. Fue lanzado con la versión 4 de Flash, y desde entonces hasta ahora, ha ido ampliándose poco a poco, hasta llegar a niveles de dinamismo y versatilidad muy altos. ActionScript es un lenguaje de script, es decir no requiere la creación de un programa completo para que la aplicación alcance los objetivos. La versión más extendida actualmente es ActionScript 3.0, que significa una mejora en el manejo de programación orientada a objetos al ajustarse mejor y es utilizado en las últimas versiones de Adobe Flash y Flex y en anteriores versiones de Flex. Desde la versión 2 de Flex viene incluido ActionScript 3, el cual mejora su rendimiento en comparación de sus

¹⁵ <http://es.wikipedia.org/wiki/ActionScript>

antecesores, además de incluir nuevas características como el uso de expresiones regulares y nuevas formas de empaquetar las clases.

1.10.2 ACTIONSCRIPT III

ActionScript 3.0 ofrece un modelo de programación robusto que resultará familiar a los desarrolladores con conocimientos básicos sobre programación orientada a objetos. Algunas de las principales funciones de ActionScript 3.0 son:

- Una nueva máquina virtual ActionScript, denominada AVM2, que utiliza un nuevo conjunto de instrucciones de código de bytes y proporciona importantes mejoras de rendimiento.
- Una base de código de compilador más moderna, que se ajusta mejor al estándar ECMAScript (ECMA 262) y que realiza mejores optimizaciones que las versiones anteriores del compilador.
- Una interfaz de programación de aplicaciones (API) ampliada y mejorada, con un control de bajo nivel de los objetos y un auténtico modelo orientado a objetos.
- Un modelo de eventos basado en la especificación de eventos DOM (modelo de objetos de documento) de nivel 3.

1.10.2.1 Ventajas. ActionScript 3.0 aumenta las posibilidades de creación de scripts de las versiones anteriores de ActionScript. Se ha diseñado para facilitar la creación de aplicaciones muy complejas con conjuntos de datos voluminosos y bases de código reutilizables y orientadas a objetos. Aunque no se requiere para el contenido que se ejecuta en Adobe Flash Player 9; ActionScript 3.0 permite introducir unas mejoras de rendimiento que sólo están disponibles con AVM2, la nueva máquina virtual. El código ActionScript 3.0 puede ejecutarse con una velocidad diez veces mayor que el código ActionScript heredado. La versión 3.0 de ActionScript ha marcado un cambio significativo en este lenguaje, puesto que

en esta versión prácticamente se ha decidido prescindir de los prototipos y se lo ha encaminado a ser un lenguaje orientado a objetos solamente a través de clases. También se han hecho grandes cambios en cuanto a la sintaxis del lenguaje.

La versión anterior de la máquina virtual ActionScript (AVM1) ejecuta código ActionScript 1.0 y ActionScript 2.0. Flash Player 9 admite AVM1 por compatibilidad con contenido existente y heredado de versiones anteriores.

1.10.3 Adobe Flash ¹⁶

Es una aplicación multimedia de desarrollo flash usada para aportar animación, vídeo e interactividad avanzada a las páginas Web usado en su mayoría en anuncios y juegos Web. Adobe Flash trabaja sobre "fotogramas", destinado a la producción y entrega de contenido interactivo para las diferentes audiencias alrededor del mundo sin importar la plataforma utilizando gráficos vectoriales e imágenes raster, sonido, código de programa, flujo de vídeo y audio bidireccional.

Los archivos de Flash aparecen muy a menudo como animaciones en páginas Web y sitios Web multimedia, y más recientemente Aplicaciones de Internet Ricas. Son también ampliamente utilizados en anuncios de la web.

¹⁶ www.adobe.com

2. METODOS DE PRODUCCION EN LA INDUSTRIA

2.1 FUNDAMENTOS DE LA INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEOS

2.1.1 Ingeniería de producción de petróleos ¹⁷

La ingeniería de producción comprende el estudio de los sistemas de petróleo y gas, con el fin de maximizar u optimizar la producción de hidrocarburos y el factor de recobro, de una manera rentable, integrando operaciones de ingeniería de yacimientos y facilidades de superficie.

La ingeniería de yacimientos maneja las principales características de flujo, almacenamiento en el medio, los diferentes procesos que ocurren en el subsuelo y en cabeza de pozo.

Las facilidades de superficie comprenden recolección de superficie e instalaciones de almacenamiento y separación.

El manejo de estas variables y procesos permiten obtener un entendimiento más acertado de los factores que influyen en el comportamiento del estrato productor y conocer el potencial del mismo y así considerar o no, la implementación de un sistema de levantamiento artificial.

¹⁷ NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 17

2.1.2 COMPONENTES DEL sistema de producción de petróleos¹⁸

El sistema de producción comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo.

El recorrido de los fluidos en el sistema, como lo muestra la Figura 2 se divide en cuatro componentes:

- *El transporte en el yacimiento*
- *Transporte en la completación*
- *Transporte en el pozo*
- *Transporte en la línea de flujo superficial o facilidades de superficie*

Figura 2. Componentes del sistema de producción



Fuente: MAGGIOLO Ricardo. Gas lift básico. Curso taller. Instalaciones ESP OIL. Maracaibo Venezuela 2004. p 13.

¹⁸ MAGGIOLO Ricardo. Gas lift básico. Curso taller. Instalaciones ESP OIL. Maracaibo Venezuela 2004. p 13.

2.1.3 Productividad de Pozos¹⁹

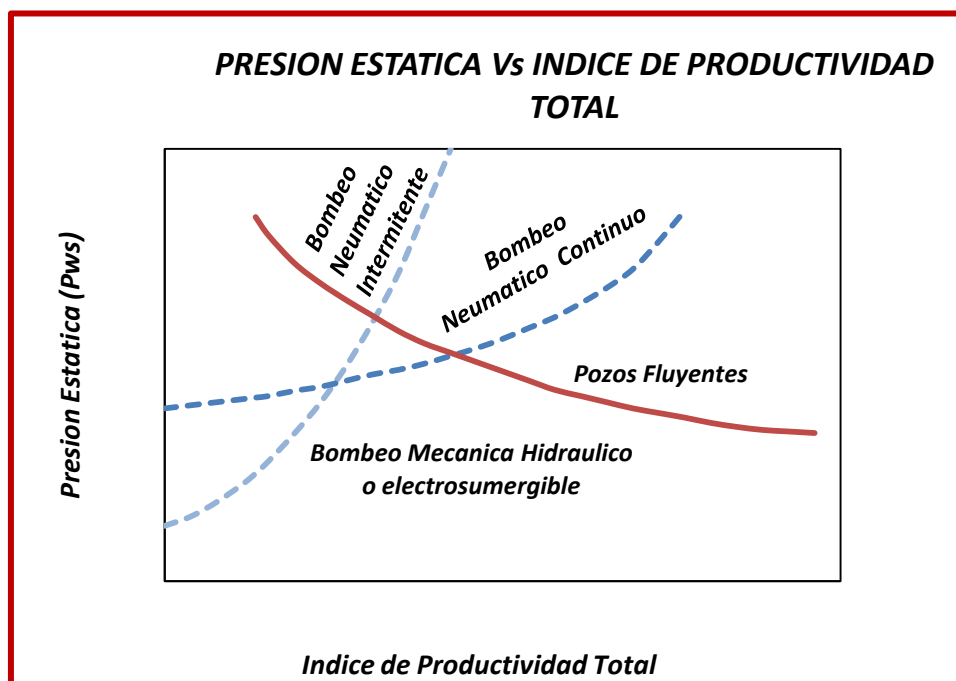
La producción de los pozos se puede organizar de cuatro formas dependiendo del tipo de terminación diseñado para extraer aceite, agua y gas, desde las formaciones hasta la superficie. Estos pueden ser pozos fluyentes, bombeo neumático continuo, bombeo hidráulico o mecánico y bombeo neumático intermitente.

Los **pozos fluyentes** son aquellos en los que el aceite surge del yacimiento al exterior por energía natural proveniente del empuje hidráulico o del gas. Cuando la presión no es suficiente para que el petróleo fluya hacia la superficie se requiere un sistema de explotación; éste es el caso del bombeo **neumático**, el que puede ser continuo o intermitente (o una combinación de ambos). El bombeo **mecánico** tiene varias modalidades, las más comunes son: varillas de succión, bombeo por movimiento recíproco y de movimiento centrífugo. La producción **intermitente** o producción por medio de baches, puede ser el resultado del uso de un embolo viajero, instalación de una cámara de acumulación, o de la operación de bombeo neumático intermitente y otras técnicas.

Cada una de estas técnicas básicas de producción tienen un amplio rango de operación, a continuación en la Figura 3 se muestra el comportamiento de los cuatro métodos principales de producción.

¹⁹ NIND T.E.W. Op. cit., p.17

Figura 3. Rangos relativos de aplicación para cuatro métodos principales de producción.



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 18

2.2 COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO Y DE LA FORMACION PRODUCTORA

2.2.1 Comportamiento del Yacimiento

2.2.1.1 Propiedades del Yacimiento²⁰. El reservorio está formado por una o varias unidades geológicas de flujo interconectado que contienen diferentes propiedades petrofísicas y físicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petrolíferos.

Las propiedades petrofísicas son aquellas características de las rocas que condicionan el movimiento de los fluidos en el reservorio tales como porosidad,

²⁰ Economides Michael J. & Hill A. Daniel. Petroleum Production Systems. Prentice hall 1994, p 2.

permeabilidad, saturaciones, mojabilidad, compresibilidad y presión capilar; para encontrar estas propiedades se realiza un análisis petrofísico, que consiste en la evaluación de las propiedades del núcleo del muestreo realizado en el reservorio, los resultados de estos análisis permite identificar las características de la formación las cuales determinan su viabilidad comercial o económica

Por su parte, las propiedades físicas de la materia se refieren a cualidades como apariencia, textura, color, punto de fusión, ebullición, densidad, polaridad, solubilidad etc. para el caso de los yacimientos se refieren a la distribución de sus propiedades específicas en toda su extensión, volumen y al comportamiento que guardan entre sí los componentes roca, petróleo, agua, gas. Estas propiedades son Isotropía, Anisotropía, homogeneidad, heterogeneidad y tensión superficial e interfacial.

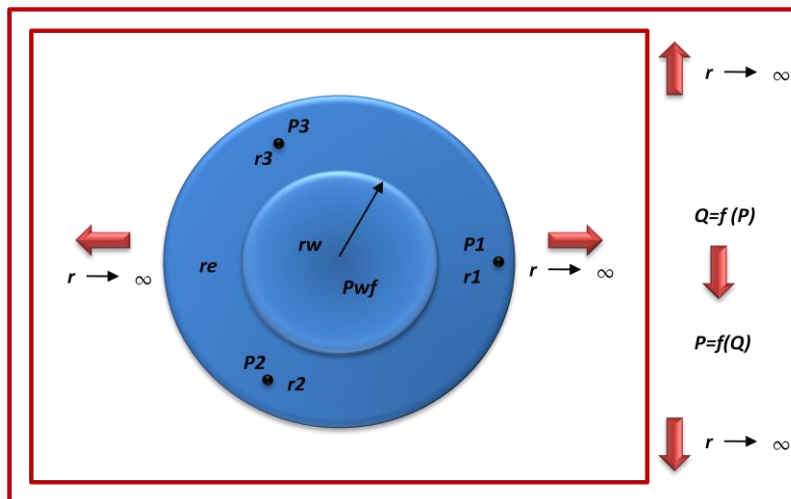
2.2.1.2 Ecuaciones de Flujo²¹. Supóngase un pozo que está produciendo líquido a razón de q bl/día (aceite a condiciones de almacenamiento) extrayéndolo de un yacimiento horizontal homogéneo, de un espesor productivo neto de h ft y de extensión infinita y que el radio del pozo sea r_w ft con una presión en la cara de la arena de P_{wf} psi. Si el líquido producido tiene una compresibilidad constante y baja, una viscosidad μ cp, la presión P (psi) en la formación a una distancia igual al radio r ft, medidos desde el eje del pozo, la Figura 4. La Ecuación 1 describen las condiciones anteriores.

$$P = P_{wf} + \frac{q_o B_o \mu_o}{0,007082 k h} \ln \frac{r}{r_w}$$

Ecuación 1

²¹ NIND T.E.W. Op. cit., p 28

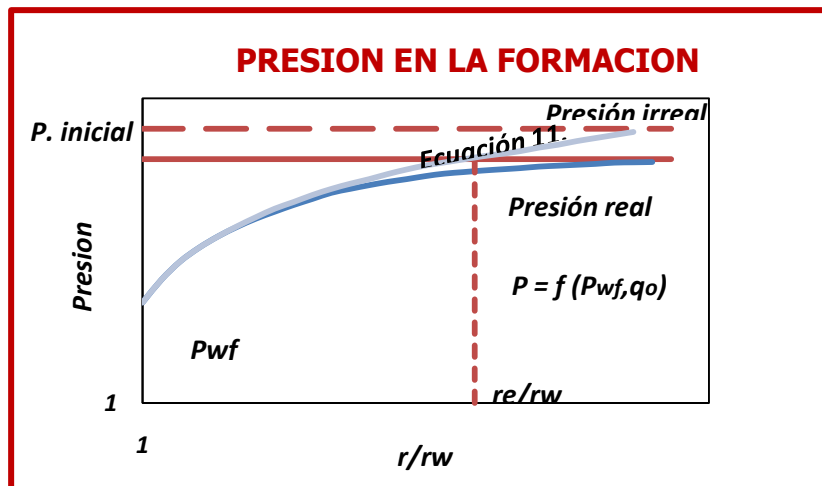
Figura 4. Pozo en un yacimiento homogéneo infinito



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987.p 28.

La Ecuación 1 es aplicable solamente si el radio r tiene valores menores que el radio de drenaje r_e debido a que la presión aumenta en gran medida cuando se incrementa r , como se muestra en la Figura 5 en tanto que en la práctica, la presión tiende a la presión estática (P_s) del yacimiento.

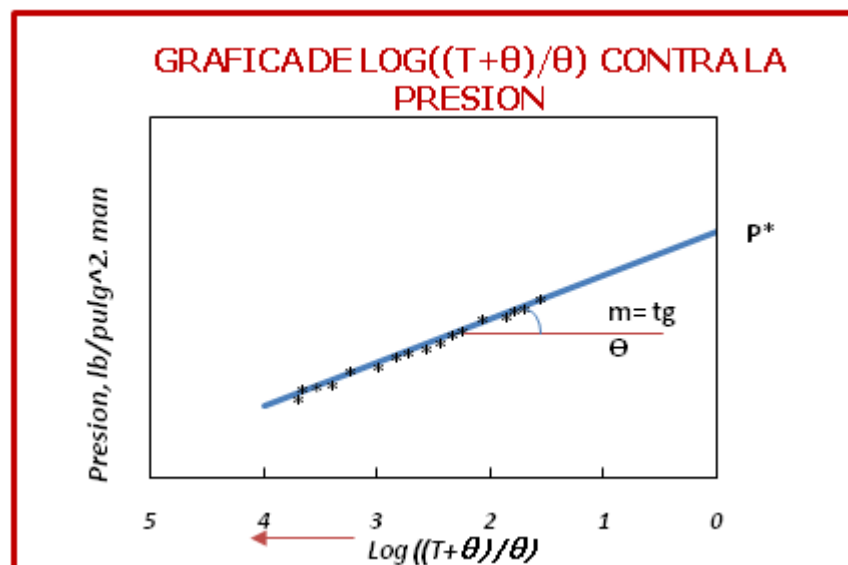
Figura 5. Distribución de la presión en la formación



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 29

2.2.1.3 análisis de pruebas de presión – método de horner²² .Se conoce como prueba de incremento de presión, éste método consiste en detener todo flujo de aceite, gas y agua hacia el pozo mediante un cierre de la tubería en la cara de la formación; hasta que se establezca una presión constante. Una gráfica semilog de presión vs $\log (T+\theta)/\theta$ es una línea recta mostrada en la figura 6, donde T es el tiempo de producción del pozo antes del cierre, θ es el tiempo desde que el pozo fue cerrado y P es la presión de fondo fluyendo registrada en el tiempo θ . En la práctica T se define como la producción acumulativa del pozo dividida entre su gasto inmediatamente anterior al cierre.

Figura 6. Gráfica de $\log T + \theta/\theta$ Contra la presión.



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. p 35.

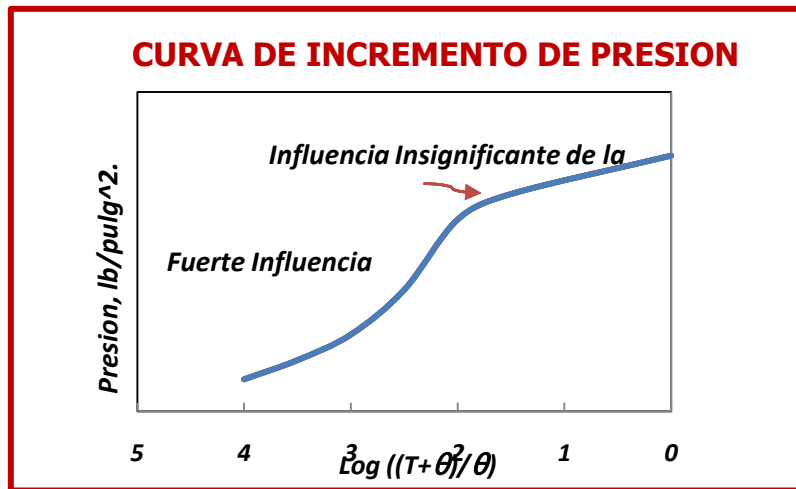
$$m = \frac{162,6B_o q_o \mu_o}{K h}$$

Ecuación 2

²² Ibid., p. 35

2.2.1.4. Eficiencia del completamiento²³. Debido a que en realidad el cierre del pozo ocurre en la superficie y no en la cara de la arena como se trabajó anteriormente, existe un desplazamiento de los fluidos hasta el pozo conociéndose con el nombre de postproducción, afectando la nueva distribución de presiones en el yacimiento. Después de cerrar el pozo durante unas horas, se puede observar un gran incremento de presión presentándose conjuntamente con una fuerte influencia de la postproducción; pasado algún tiempo, la presión aumentará levemente implicando que el movimiento hacia el pozo es pequeño lo cual se evidencia en la Figura 7.

Figura 7. Influencia de la postproducción en una curva de incremento de presión



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987.p 39.

Una manifestación de daño, en la curva de incremento de presión, puede ser debido a la presencia de saturación de gas libre en la vecindad inmediata al pozo siendo una parte normal a lo largo del desarrollo del mismo. Por esta razón, se debe tener gran cuidado y experiencia al momento de la interpretación de parámetros de daño calculado a partir de pruebas de incremento de presión.

²³ Ibid., p. 38

a. Factor de daño

El factor de daño tiene las siguientes propiedades:

- $Q_{real} > Q_{ideal}$ Se presenta un daño S negativo debido al mejoramiento de la formación (estimulación por fracturamiento, gasificación, cañoneo adicional etc.)
- $Q_{real} = Q_{ideal}$ Existe un balance al no presentarse daño ni mejoramiento de la formación.
- $Q_{real} < Q_{ideal}$ El S es positivo por daño en la formación.

Una variación de la Ecuación 1 al introducir el factor S se muestra con la Ecuación 3 a continuación en unidades de campo.

$$\bar{P} = P_{wf} + \frac{q_o B_o \mu_o}{0,007082 K h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right]$$

Ecuación 3

2.2.1.5 Comportamiento de los Fluidos Producidos²⁴. La producción de los fluidos en un campo petrolífero se puede clasificar en sobresaturados y subsaturados. Los fluidos sobresaturados son aquellos en los que las presiones se encuentran por encima de la presión de saturación, es decir, se encuentran en 1 sola fase, por su parte, en los fluidos subsaturados las presiones se encuentran por debajo de las presiones de saturación y presentan gas libre.

El comportamiento de los fluidos del pozo describe las propiedades que controlan la tasa de producción, bajo diferentes tipos de flujo, como lo son flujo en estado transitorio, flujo estable y flujo pseudo estable, lo cuales se describirán a continuación.

²⁴ Economides Op. cit., p 17.

a. Flujo transiente de aceite subsaturado²⁵

El flujo transiente está basado en la ecuación de difusividad describiendo el perfil de presiones de yacimientos radiales e infinitos con fluido poco compresible y viscosidad constante. La ecuación fundamental de Earlougher (1977), describe la producción de un pozo productor por un largo tiempo a presión constante en la ecuación 4 en unidades de campo.

$$q = \frac{k h (p_i - p_{wf})}{162,6 B \mu} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) - 3,23 \right]^{-1}$$

Ecuación 4

b. Flujo estable de aceite subsaturado²⁶

La función logarítmica que representa la mayor caída de presión que ocurre cuando el radio es igual al radio del wellbore, es la ecuación 5.

$$p - p_{wf} = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \ln \left(\frac{r}{r_w} \right)$$

Ecuación 5

• Inclusión del termino de daños

Van Everdingen y Hurst, en 1949, asimilaron el efecto del daño “skin” al coeficiente de película en transferencia de calor. El daño o skin representa una caída adicional de presión en la cara de la formación y esta dado por:

$$(\Delta p)_{skin} = \frac{q \pi}{2 \pi k h} S$$

Ecuación 6

²⁵ Ibid., p. 17

²⁶ Ibid., p. 19

Incluyendo este $(\Delta p)_{skin}$ en la ecuación de caída de presión del reservorio y si el radio es igual al radio de drenaje r_e y la presión es igual a la presión en el radio de drenaje P_e conservándose constante, incluyendo el parámetro del factor volumétrico y pasando a unidades de campo.

$$P_e - P_{wf} = \frac{141,2 q B \mu}{k h} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]$$

Ecuación 7

c. **Flujo Pseudo Estable De Aceite Subsaturado**²⁷

De la ecuación de difusividad radial, la presión en cualquier punto r , en un reservorio de radio r_e está dada por Dake (1978). Como no siempre se conoce P_e , se puede calcular la presión promedio del reservorio con ayuda de la prueba de ascenso de presión (PBU), dependiendo ésta del área de drenaje y de las propiedades de roca y fluido.

$$\bar{P} - P_{wf} = \frac{141,2 q B \mu}{K h} \left[\ln \left(\frac{0,472 r_e}{r_w} \right) + S \right]$$

Ecuación 8

- **Transición entre estado pseudo estable a estado estable**

Earlougher (1977) muestra que el tiempo en estado pseudo estable está dado por la ecuación 9 aproximando el área de drenaje a un círculo con radio de r_e y un factor de forma $t_{DA} = 0,1$.

$$t_{pss} \approx 1200 \frac{\phi \mu c_t r_e^2}{K}$$

Ecuación 9

²⁷ *Ibíd.*, p. 22

d. Pozos de drenaje con patrones irregulares²⁸

Raramente las áreas de drenaje de los pozos tienen forma regular debido a que estos se distorsionan después de iniciada la producción por presencia de barreras naturales o por una producción desequilibrada de los pozos adyacentes.

Teniendo en cuenta la forma irregular de los pozos, una serie de factores de forma fueron desarrollados por Dietz (1965) mostrando que el reservorio depende de la forma de drenaje y la posición del pozo con su factor de forma característico. La ecuación diseñada para un pozo en el centro de un círculo en régimen pseudo-estable se modifica introduciendo los parámetros de factores de forma.




















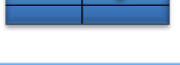


$$\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} = \frac{1}{2} \ln \frac{4 \pi r_e^2}{4 \pi e^{3/2} r_w^2}$$

Ecuación 10

Dietz ha demostrado que todos los reservorios dependen de la forma de drenaje y la posición en la que se encuentran. La Figura 8 muestra los diferentes factores de forma de acuerdo con los parámetros anteriores mencionados.

²⁸ Ibid., p. 25

Figura 8. Factores de forma (Earlougher, 1977)

FACTORES DE FORMA					
1.		31.6	12.		10.8
2.		31.6	13.		4.5
3.		27.6	14.		2.08
4.		27.1	15.		3.16
5.		21.9	16.		0,58
6.		0.098	17.		0.11
7.		30.9	18.		5.38
8.		13	19.		2,69
9.		4.5	20.		0,23
10.		3.3	21.		0.12
11.		21.8	22.		2.36

Fuente: Economides Michael J. & Hill A. Daniel.- Petroleum Production Systems. Prentice hall 1994. P 26

La ecuación para régimen pseudo-estable generalizada con factores de forma se observa en la Ecuación 11.

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{141,2 q B \mu}{K h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4 A}{\gamma C_A r_w^2} \right) + S \right]$$

Ecuación 11

2.2.2 Comportamiento de la Formación Productora

2.2.2.1 Índice de productividad y el IPR²⁹. El análisis de características como el comportamiento de la formación, el IPR de la formación y las curvas de permeabilidad relativa son factores que controlan el paso de los fluidos desde la formación hasta el pozo afectando la historia de producción del mismo.

La presión de producción en el fondo del pozo (P_{wf}), se conoce como BHP fluyendo y la diferencia entre ésta y la presión estática del pozo P_s es el abatimiento. La relación de la producción de un pozo y el abatimiento de la presión se denomina índice de productividad y se simboliza con la letra J definiéndose como:

$$J = \frac{q}{P_{yto} - P_{wf}}$$

Ecuación 12

Donde:

q = Producción del pozo en bb/día de líquido a condiciones de almacenamiento

P_{yto} = Presión que depende del estado en psi

P_{wf} = Presión en el fondo del pozo psi

La presión del yacimiento varía dependiendo del régimen en que se encuentre; en régimen transitorio se denota como P_i , en régimen Pseudo estable como \bar{P} y en régimen de estado estable como la presión en el radio de drenaje P_e .

La ecuación anterior se puede definir para el flujo radial de la producción de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal y uniforme.

²⁹ OROZCO IBARRA, Andrés Fernando & ROCHA SALDARRIAGA, Nelson Armando. Determinación de potenciales (IPR) en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación Montecarlo. Bucaramanga. 2008, p 31.

$$J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} = \frac{0,007082 K h}{B_o \mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Ecuación 13

De igual manera se puede expresar el índice de productividad específico para un flujo radial.

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{0,007082 K}{B_o \mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Ecuación 14

Si el valor de IP del pozo se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede decir que $q = J * \Delta P$. Así es evidente que la relación entre q y ΔP es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J.

2.2.2.2 Método de Vogel³⁰. Vogel desarrollo una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor de aceite que se encuentra en un yacimiento subsaturado ($P < P_b$), dentro de la ecuación que desarrolló consideró que no había daño en la formación, es decir, $S=0$, y que la presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbujeo y se representa con la Ecuación 15.

$$\frac{q_o}{q_{o_{máx}}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right)^2$$

Ecuación 15

Donde:

\bar{P} = Presión media del yacimiento

$q' = q_{o_{máx}}$ = Producción de aceite máximo

De la ecuación 12, despreciando cualquier diferencia entre \bar{P} y P_s se obtiene

³⁰ NIND Op. cit., p 82.

$$J = \frac{q_{o\text{máx}}}{\bar{P}} \left(1 + 0,8 \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)$$

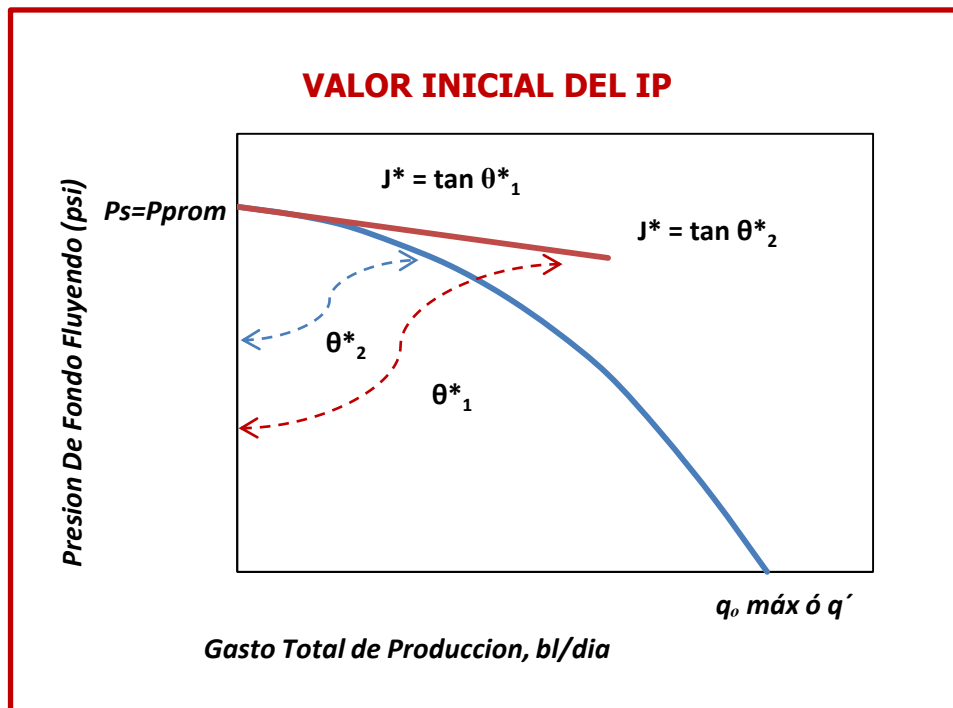
Ecuación 16

Si J^* es el valor inicial de J , es decir, el valor de IP para ΔP bajo. Al tender P_{wf} al valor de \bar{P} resulta que:

$$J^* = \frac{1,8 q_{o\text{máx}}}{\bar{P}}$$

Ecuación 17

Figura 9. Valor inicial del índice de productividad



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill. 1987. P 83

Como J^* no es constante sino un valor variable y depende de $\tan \theta^*$ y $\tan \theta^*$ es función de P_{wf} , uniendo las Ecuaciones 16 y 17, se puede obtener una ecuación de J^* variable en función de J constante.

$$J^* = \frac{1,8 J}{1 + 0,8 \frac{P_{wf}}{\bar{P}}}$$

Ecuación 18

Una manera de trazar la curva IPR es con siguiente ecuación.

$$q_o = \frac{J_f^* \bar{P}_f}{1,8} \left[1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_f} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_f} \right)^2 \right]$$

Ecuación 19

$$P_{wf} = 0,125 \bar{P} \left[\sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_o}{q_{o\text{máx}}} \right)} - 1 \right]$$

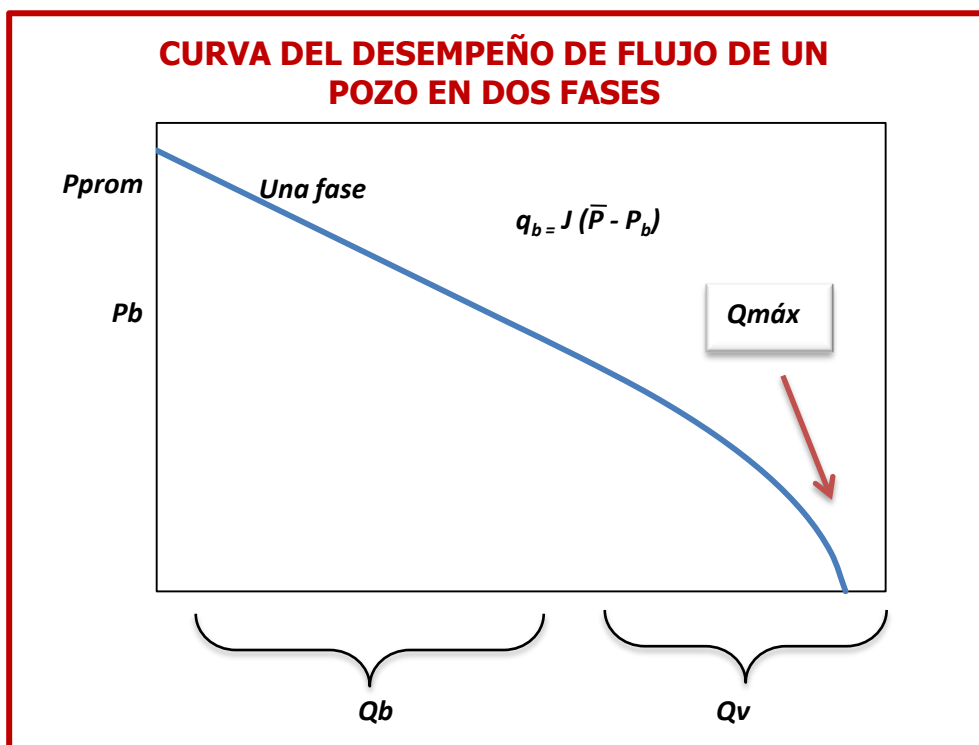
Ecuación 20

a. Vogel generalizado³¹

Cuando la presión del yacimiento como se muestra en la Figura 10 está por encima de la presión de burbuja ($\bar{P} > P_b$) se encuentra en una fase, es decir $q_T = q_o$ y cuando la presión es menor que la presión de burbuja ($P_{wf} < P_b$) el yacimiento se encuentra en dos fases, $q_T = q_o + q_g$ hablando para este caso de Vogel generalizado siendo aplicado para flujo transiente, estado estable o estado pseudo estable.

³¹ ECONOMIDES Op cit., p 53.

Figura 10. Curva del desempeño de flujo de un pozo en dos fases



Fuente: ECONOMIDES, Michael J. & HILL, A. Daniel. Petroleum production systems. Prentice Hall 1994, P 54.

La tasa de flujo se define como:

$$q_o = J^* (\bar{P} - P_b) + \frac{P_b J^*}{1,8} \left[1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

Ecuación 21

2.2.2.3 Método de Fetkovich³². El método tiene como punto de partida la ecuación de Evinger y Muskat para un flujo bifásico, con un único pozo de radio r_w que se encuentra drenando un yacimiento horizontal y homogéneo de radio r_e .

$$q_o = J'_{oi} (P_i^2 - P_{wf}^2)$$

Ecuación 22

³² NIND Op. cit., p 87

Debido a que en la práctica P_e no es constante sino que decrece a medida que la producción acumulativa aumenta, la consideración hecha es que J'_{oi} decrecerá en proporción a la reducción de la presión media del yacimiento (área de drenaje). Entonces, cuando la $P_s < P$ la ecuación 22 quedaría

$$q_o = J'_{oi} \frac{P_s}{P_i} (P_s^2 - P_{wf}^2)$$

Ecuación 23

Expresando J'_o en función de J'_{oi}

$$J'_o = J'_{oi} \frac{P_s}{P_i}$$

Ecuación 24

a. Aproximación del Método de Fetkovich³³

Fetkovich en 1973 propuso un método para calcular el IPR para pozos de aceite utilizando el mismo tipo de ecuaciones que han sido utilizadas para analizar pozos de gas. Éste procedimiento fue verificado por medio del análisis de pruebas de isócronas y pruebas “flow after flow” realizada a varios yacimientos.

En todos los casos, se encontró que las curvas de presión para estos yacimientos de aceite seguían la misma forma general usada para expresar el IPR para pozos de gas representado por la ecuación 25.

$$q = C(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)^n$$

Ecuación 25

$$\frac{q_o}{q_{o\ max}} = \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \right]^n$$

Ecuación 26

³³ ECONOMIDES, Op. cit., p 54.

Donde:

C = Coeficiente de flujo

n = Exponente dependiente de las características del pozo

Para las pruebas de los yacimientos analizados por Fetkovich el valor de n estuvo entre 0,568 y 1; la ecuación 26 requiere la determinación de las variables $q_{o\ max}$ y el exponente n siendo ambas características específicas del pozo donde para su determinación, se requieren dos tasas de flujo estabilizadas que correspondan cada una a una P_{wf} .

$$n = \frac{\log\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{\log\left[\frac{\bar{P}^2 - P_{wf1}^2}{\bar{P}^2 - P_{wf2}^2}\right]}$$

Ecuación 27

$$C = \frac{q_1}{(\bar{P}^2 - P_{wf1}^2)} = \frac{q_2}{(\bar{P}^2 - P_{wf2}^2)}$$

Ecuación 28

2.2.2.4 Eficiencia de Flujo³⁴. La eficiencia de flujo es la relación entre el caudal de flujo real y el caudal de flujo que tendría el pozo de forma ideal con la misma caída de presión. Vogel asumió una eficiencia de flujo de 1 considerando pozos sin daño o sin mejora.

$$EF = \frac{J_{real}}{J_{ideal}} = \frac{P - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{P - P_{wf}}$$

Ecuación 29

La inversa de la eficiencia de flujo es la relación de daño.

$$RD = \frac{1}{EF} = \frac{J_{ideal}}{J_{actual}}$$

Ecuación 30

³⁴http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:mY316asJl_0J:www.petroblogger.com/2009/12/da-no-de-formacion.html+eficiencia+de+flujo+petroleo&cd=2&hl=es&ct=clnk&gl=co

El factor de daño está dado por la ecuación 82

$$FD = 1 - EF = \frac{\text{Cambio de } P_{se}}{P - P_{wf}}$$

Ecuación 31

Las condiciones que favorecen la eficiencia del flujo continuo son:

- *Alta tasa de producción*
- *Baja densidad del petróleo*
- *Alta presión de fondo*
- *Alta relación gas-liquido del yacimiento*

2.2.1.5 Índice de Productividad en Diversos Pozos ³⁵

a. IPR Para Pozos De Gas

El IPR para un pozo de gas es un cálculo fundamental al predecir la tasa de producción de un reservorio teniendo en cuenta que no es una función lineal debido a que la tasa de ingreso es función del cuadrado de la P_{wf} . Para los cálculos se debe tener en cuenta que las propiedades de los gases y mezclas de gases varían significativamente con la presión, temperatura, y la composición del gas y las unidades para el caudal de gas q_g se encuentran en MSCF/día, y la temperatura en °R.

El IPR para pozos de gas se divide como se muestra en la figura 11.

³⁵ ECONOMIDES Op. cit .p 71.

Figura 11. Divisiones del IPR para pozos de gas



Fuente: ECONOMIDES, Michael J. & HILL, A. Daniel. Petroleum production systems. Prentice hall 1994. P 71

En el IPR para pozos de gas con flujo Darcy, (1956) se explicaron dos regímenes, estado estable y estado pseudo estable, siendo aceptables solo para caudales de gas razonablemente pequeños. Respecto al IPR para pozos de flujo no Darcy Aronofsky & Jenkins en 1954 desarrollaron las ecuaciones que permiten determinar las relaciones de influjo para pozos verticales de gas en estado estable por medio de una ecuación diferencial de flujo que fluye a través de un medio poroso y Odeh desarrollo una correlación para estado pseudo estable con un área de drenaje no circular, donde X es una correlación entre r_w y A para varias áreas de drenaje.

b. IPR Para Yacimientos Naturalmente Fracturados³⁶

Un yacimiento naturalmente fracturado YNF se puede definir como una formación almacenadora de hidrocarburos que contiene fracturas (discontinuidades planares) creadas por procesos sucedidos en la naturaleza como el resultado de diastrofismo (doblamiento y fallamiento) y de la reducción del volumen de la roca, las cuales pueden tener un efecto negativo o positivo sobre las características de flujo de fluidos en el medio poroso. Las fracturas total o parcialmente abiertas tienen un efecto positivo sobre el flujo de aceite, pero negativo sobre el de agua y gas debido a efectos de conificación. Las fracturas cerradas totalmente generan barreras de permeabilidad para todos los flujos, lo cual origina compartamentalización en el yacimiento y recobros marginales o antieconómicos.

Uno de los principales problemas que presentan los YNF es la rápida declinación en la producción, esto se debe a que a medida que desciende la presión en el yacimiento, las fracturas tienden a cerrarse limitando el paso de los fluidos.

Para calcular el IPR de los YNF hay que tener en cuenta que ellos se dividen en dos tipos, por debajo del punto de burbuja es decir cuando están presentes dos fases y por encima del punto de burbuja, cuando está presente solo una fase.

- IPR PARA YACIMIENTOS DE DOS FASES $P < P_b$

$$q_o = \frac{0,00615 K_f h (P_i - P_{wf})}{\left\{ \text{Log} \left[\frac{K_f h t}{r_w^2 (S_f + S_m f(t,\tau))} \left(\frac{K_{rf,o}}{\mu_o} \right)_{P_{av}} \right] - 3,23 + 0,87 S \right\}} \left(\frac{K_{rf,o}}{\mu_o B_o} \right)_{P_{av}}$$

Ecuación 31

³⁶ A.JAHANBANI & S.R. SHADIZADEH. Determination of inflow Performance Relationship (IPR) by Well Testing. Petroleum University of Technology. Petroleum Society. Paper 2009-086

- IPR PARA YACIMIENTOS EN UNA FASE $P > P_b$

$$q_o = \frac{0,00708 K_f h (P_R - P_{wf}) \left(\frac{K_{rf,o}}{\mu_o B_o} \right)_{P_{av}}}{\left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S - 0,75 \right]}$$

Ecuación 32

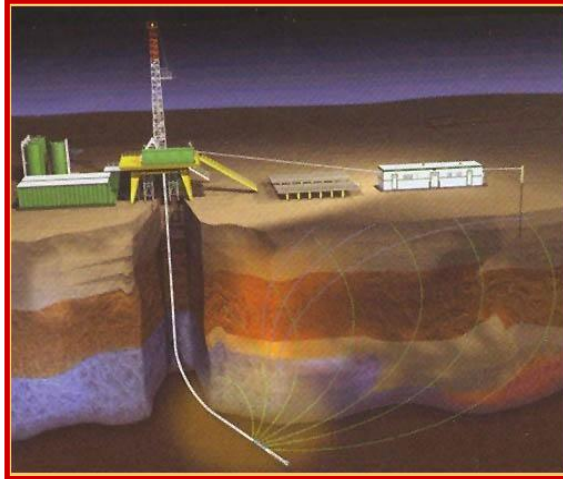
c. IPR Para Pozos Horizontales Y Desviados³⁷

Desde 1980, los pozos horizontales han sido perforados incrementalmente. Desde el comienzo de los 90, los pozos horizontales han sido populares en el desarrollo de campos de aceite y gas. Estos han sido usados para controlar problemas severos de conificación de agua o gas, además de acelerar el problema de recobro, los cuales son útiles también para espesores menores a 50 ft. Por otra parte, los pozos perforados con ángulo en la vertical (desviados) se utilizan para cubrir el área máxima de un yacimiento o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

Cuando se habla de modelos IPR para pozos horizontales y desviados, se asume que el estado estable, es cuando el flujo se encuentra en una sola fase y estado pseudo estable cuando el flujo está en dos fases, esto es válido debido a que los modelos propuestos se ajustan a lo anteriormente dicho. Un pozo es desviado y horizontal cuando llegan con ésta característica a la zona de interés, como se muestra en la figura 12.

³⁷ AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook, second edition. Copyright 2001 by Butterworth Heinemann

Figura 12. Pozo desviado y horizontal



Fuente: <http://www.petronews.net/noticia.php?ID=92d05877c99dd62371977c5b4bb4fbae&r=2009>

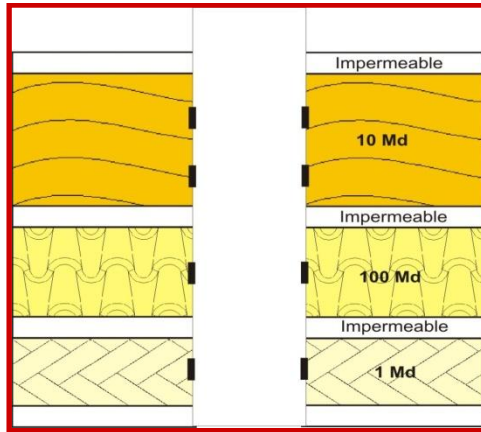
d. IPRA Para Múltiples Zonas Productoras³⁸

Prácticamente, cualquier formación productora está estratificada hasta cierto grado, es decir, contiene capas de permeabilidad y de presiones diferentes. Una de las mayores preocupaciones en este tipo de yacimientos es el flujo entre estratos cuando estos están cerca. Este flujo afecta gravemente el IPR compuesto del pozo, que podría resultar en una estimación muy optimista de las tasas de producción de estos estratos.

Las formaciones productoras se encuentran estratificadas, es decir, contienen capas de permeabilidad diferentes como se muestra en la figura 13 generando un efecto sobre la forma del IPR (figura 14)

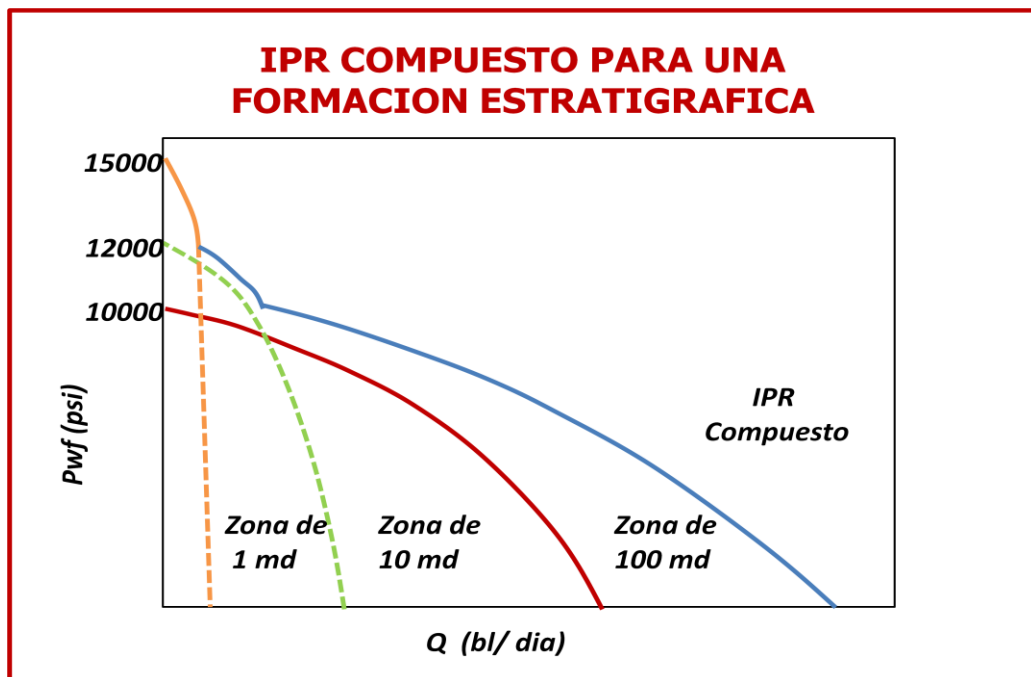
³⁸ NIND. Op. Cit., p 79

Figura 13. Formación con estratificación idealizada



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 79.

Figura 14. IPR compuesto para una formación estratificada.



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 80.

e. IPRA Para Pozos Con Múltiples Secciones Horizontales³⁹

El impacto que ha generado el desarrollo de pozos multilaterales en la producción de aceite y gas durante los últimos años, les ha permitido a este tipo de pozos convertirse en una de las actuales prioridades de la industria, además de que predecir su comportamiento durante la producción ha resultado ser el principal inconveniente. Es así, como muchos de los pozos multilaterales no registran datos de producción como se espera, debido a que la productividad de los pozos es sobreestimada usando métodos inadecuados para predecir los IPR's de estos pozos. Es por esto, que un método más adecuado para predecir el IPR de pozos multilaterales, tanto de gas como aceite, es en la actualidad altamente demandable.

Los pozos multilaterales con flujo de aceite se pueden dividir en régimen de estado estable y estado pseudo estable.

- Estado Estable

Borisov en 1984 propuso un modelo para calcular IPR en pozos multilaterales con laterales planares (Plannar lateral) como se muestra en la figura 15 y los autores Borisov y Clonts-Ramey en 1984 propusieron calcular el IPR para multilaterales con laterales apilados (Stacked lateral) como se muestra en figura 16, siendo funcionales para sistemas de máximo cuatro laterales.

- Laterales Planares

$$J_o = \frac{q_o}{P_e - P_{wf}} = \frac{0,007078 K h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(F \frac{r_e}{L} \right) + \frac{h}{n L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]}$$

Ecuación 33

³⁹ BOYUN Guo, SPE, U. of Louisiana at Lafayette; JINKUI Zhou, Daging Vocational College; & KEGANG Ling, SPE, and GHALAMBOR, Ali SPE, U. of Louisiana at Lafayette. 2008. A Rigorous Composite-Inflow-Performance Relationship Model for Multilateral Wells. SPE 100923

Donde:

P_e = Presión estática

h = Espesor neto ft

n = Número de laterales

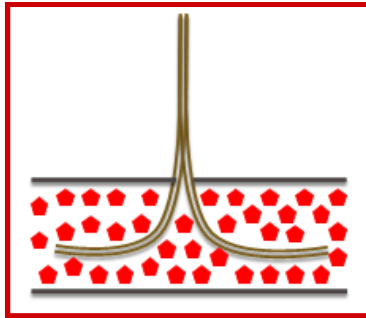
F = Constante (depende de n)

r_e = Radio de drenaje

L = Longitud horizontal

r_w = Radio del pozo

Figura 15. Laterales planares (Modelo en flujo multilateral)



Fuente: BOYUN Guo, SPE, U. of Louisiana at Lafayette; JINKUI Zhou, Daging Vocational College; & KEGANG Ling, SPE, and GHALAMBOR, Ali SPE, U. of Louisiana at Lafayette. 2008. A Rigorous Composite-Inflow-Performance Relationship Model for Multilateral Wells. SPE 100923

- Laterales apilados (Stacked Laterals)

La ecuación para índice de productividad se muestra en la ecuación 34.

$$J_o = \frac{q_o}{P_e - P_{wf}} = \frac{0,007078 K h}{\mu_o B_o \left[\text{Ln} \left(F \frac{r_e}{L} \right) + \frac{h}{L m n} \text{Ln} \left(\frac{h}{2 \pi m r_w} \right) \right]}$$

Ecuación 34

Donde:

P_e = Presión estática

h = Espesor neto

n = Número de laterales

$F =$ Constante que depende de n

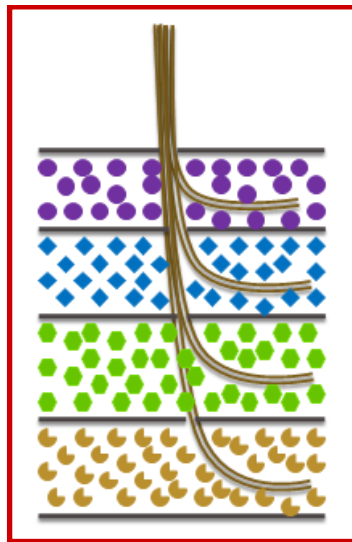
$r_e =$ Radio de drenaje

$m =$ Número de elevaciones o niveles a los cuales los laterales han sido perforados.

$L =$ Longitud horizontal

$r_w =$ Radio del pozo

Figura 16. Laterales planares (Modelo en flujo multilateral)



Fuente: BOYUN Guo, SPE, U. of Louisiana at Lafayette; JINKUI Zhou, Daging Vocational College; & KEGANG Ling, SPE, and GHALAMBOR, Ali SPE, U. of Louisiana at Lafayette. 2008. A Rigorous Composite-Inflow-Performance Relationship Model for Multilateral Wells. SPE 100923

- **Estado Pseudo estable**

Economides en 1994 propuso un modelo en estado pseudo estable para hallar el índice de productividad en pozos con aceite en geometría horizontal, teniendo como limitación conocer el factor de forma del yacimiento.

$$J_o = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{\bar{K}L_x}{887,22 \mu_o B_o \left(P_D + \frac{L_x}{2\pi L} S \right)}$$

Ecuación 35

$$\bar{K} = \sqrt[3]{K_x K_y K_v}$$

Ecuación 36

$$P_D = \frac{L_x C_A}{4 \pi h} + \frac{L_x}{2 \pi L} S_x$$

Ecuación 37

$$S_x = \text{Ln} \left(\frac{h}{2 \pi r_w} \right) - \frac{h}{6 L} + S_e$$

Ecuación 38

$$S_e = \frac{h}{L} \left[\frac{2Z_w}{h} - \frac{1}{2} \left(\frac{2Z_w}{h} \right)^2 - \frac{1}{2} \right] - \text{Ln} \left[\text{sen} \left(\frac{\pi Z_w}{h} \right) \right]$$

Ecuación 39

Donde: P_r = Presión promedio del yacimiento

K_x = Permeabilidad en la dirección X

K_y = Permeabilidad en la dirección Y

K_v = Permeabilidad Vertical

L_x = Longitud horizontal de drenaje

C_A = Factor de forma

h = Espesor neto

r_w = Radio del pozo

L = Longitud horizontal

Z_w = Distancia vertical entre el r_w y el tope de la formación

2.3. CURVAS DE DECLINACION DE LA PRODUCCIÓN⁴⁰

Las curvas de declinación de la producción se usan ampliamente en todas las zonas productoras de la industria petrolera para evaluar cada pozo en forma individual, estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el futuro

⁴⁰ NIND Op.cit., p 53

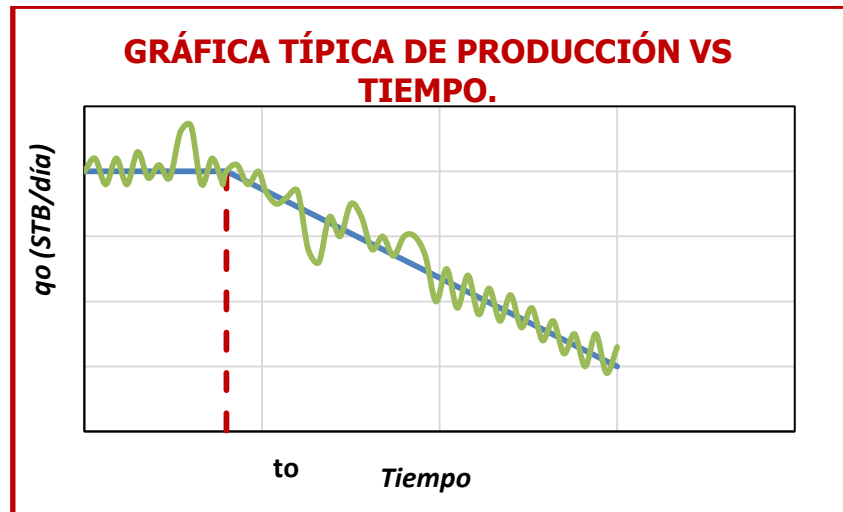
definiendo metas operativas basándose en aproximaciones matemáticas y no en leyes físicas que gobiernan el flujo de aceite y gas a través de la formación. Éste tipo de curvas, son muy usadas para ver el efecto que ha tenido cualquier trabajo de reacondicionamiento tal como fracturamiento, acidificación, cañoneos, etc. Y para mirar la influencia de la inyección de agua o inyección de gas.

2.3.1 Declinación Exponencial

El primer método utilizado para graficar la producción es trazarla contra el tiempo, debido a que se puede observar claramente el periodo de estabilización de la producción y el momento de la declinación donde el pozo no puede sostener su producción y su capacidad decae regularmente.

La figura 17 muestra una curva típica de producción vs el tiempo en donde se ha trazado una curva promedio usando líneas punteadas, a la que es posible dar una forma regular (matemática) siendo posible extrapolar el futuro y así predecir la producción del pozo.

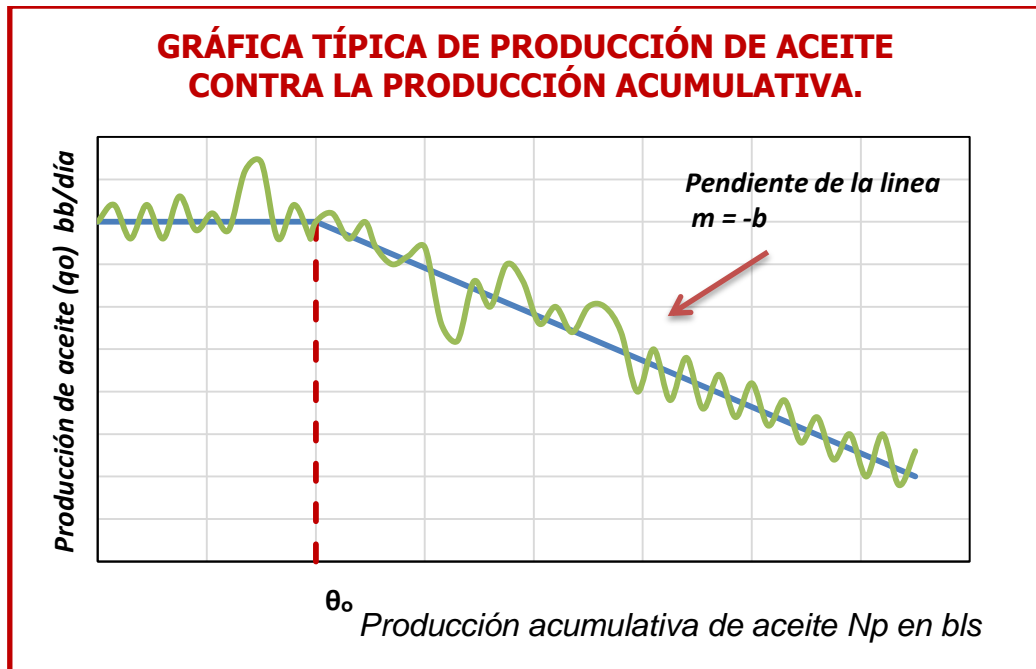
Figura 17. Gráfica típica de producción vs tiempo.



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 54

Si se realiza una gráfica de producción q contra la producción acumulativa de aceite Q se puede observar que la parte de la curva que declina, se puede convertir en una línea recta, siendo más fácil de extrapolar dándosele el nombre de declinación en línea recta.

Figura 18. Gráfica típica de producción de aceite contra la producción acumulativa.



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 55.

$$q = m Q + c$$

Ecuación 40

Donde m y c son constantes.

$$Q - Q_o = \frac{q_o - q}{b}$$

Ecuación 41

$$\ln q = -bt + a$$

Ecuación 42

Se obtiene la ecuación para una declinación logarítmica.

$$\ln q = \ln q_0 + b (t_0 - t)$$

Ecuación 43

La siguiente ecuación es usada cuando el ritmo de declinación es exponencial, como se muestra en la figura 17.

$$q = q_0 e^{-b(t-t_0)}$$

Ecuación 44

La ecuación 45 muestra el ritmo de declinación de ritmo constante (por el hecho de que el ritmo de declinación b o d es una constante) o declinación proporcional.

$$\frac{q_1}{q_0} = \frac{q_2}{q_1} = \frac{q_3}{q_2} = \dots = e^{-b}$$

Ecuación 45

Esto implica que la relación entre la producción al final de cualquier año y la del inicio del mismo año es siempre la misma $(1 - d)$ y d es el ritmo de declinación de la producción anual (puede expresarse como decimal o porcentaje).

Una ecuación que relaciona los ritmos de declinación anual y continua es:

$$(1 - d) = e^{-b}$$

$$d = 1 - e^{-b}$$

Ecuación 46

Existe una relación entre los ritmos de declinación anual y mensual d y entre los ritmos continuos de declinación anuales y mensuales b .

Si d_m es el *ritmo de declinación mensual*, entonces a partir de la ecuación 1, la producción al final del primer mes es $q_0(1 - d_m)$; al final del segundo mes es

$$q_1(1 - d_m) = q_0(1 - d_m)(1 - d_m) = q_0(1 - d_m)^2$$

De esta manera, al final de los doce meses la relación de la producción es $q_o(1 - d_m)^{12}$, siendo igual a $q_o(1 - d_a)$, donde d_a es el *ritmo de declinación anual*.

$$(1 - d_a) = (1 - d_m)^{12}$$

Ecuación 47

De igual manera sucede con la relación entre los ritmos continuos de declinación, donde si b_m es el *ritmo de declinación continuo y mensual* y b_a el *anual* se tiene que:

$$b_a = 12 b_m$$

Ecuación 48

2.3.2 Declinación Hiperbólica Y Armónica⁴¹

En muchos campos de producción antiguos debido a una supuesta declinación exponencial de la producción inicial en la vida del pozo, se obtuvieron respuestas muy optimistas en cuanto a la vida máxima del pozo y a la producción acumulativa. Debido a esto, se debe considerar el ritmo de declinación (d o b) proporcional a la producción en vez de ser constante.

2.3.2.1 Declinación Hiperbólica. Son curvas de declinación que se basan en la siguiente ecuación.

$$q = \frac{q_o}{(1 + K b_o t)^{1/K}}$$

Ecuación 49

Introduciendo la constante hiperbólica $a = 1/K$ se tiene la expresión final para la producción en el tiempo t .

⁴¹ Ibid., p. 62

$$q = \frac{q_o}{\left(1 + \frac{b_o t}{a}\right)^a}$$

Ecuación 50

El valor de b del ritmo de declinación en el tiempo t se expresa como:

$$b = \frac{b_o}{1 + K b_o t} = \frac{b_o}{1 + \frac{b_o t}{a}}$$

Ecuación 51

Para obtener la producción acumulativa cuando $a \neq 1$, la ecuación da:

$$Q = \int_0^t \frac{q_o dt}{\left(1 + \frac{b_o t}{a}\right)^a} = \frac{a}{a-1} \frac{1}{b_o} \left[q_o - q \left(1 + \frac{b_o t}{a}\right) \right]$$

Ecuación 52

2.3.2.2 Declinación Armónica. Existe un caso especial donde $a = 1$ conociéndose como declinación armónica.

$$q = \frac{q_o}{1 + b_o t}$$

Ecuación 53

$$b = \frac{b_o}{1 + b_o t}$$

Ecuación 54

Obteniéndose que:

$$\frac{q}{q_o} = \frac{b}{b_o}$$

$$q = q_o \frac{b}{b_o}$$

Ecuación 55

Bajo una declinación armónica, la producción acumulativa está dada por

$$Q = \frac{q_o}{b_o} \ln(1 + b_o t)$$

Ecuación 56

Teniendo a b_o como ritmo de declinación instantáneo.

$$\ln q = \ln q_o - \frac{b_o Q}{q_o}$$

Ecuación 57

2.3.2 Otro Tipo de Curvas⁴²

En algunos casos, los datos de la declinación de la producción no se ajustan a una tendencia exponencial o armónica debido a que la declinación exponencial tiende a subestimar las tasas de producción y las reservas mientras que la curva armónica suele sobreestimarlas, sucediendo esto, por no tener en cuenta las propiedades de flujo del yacimiento.

Existen diferentes tipos de modelos para generar las curvas de declinación, dentro de los que se destacan los de Arps (Arps 1945, Arps 1956) al ser los más usados en la industria teniendo un desarrollo empírico. Otras curvas de declinación están dadas por Orstrand-Weng que plantea una relación entre el caudal en un tiempo t , $q(t)$ y el tiempo t desarrolladas en 1925 y el modelo T propuesto en 1995 desarrollado por académicos Chinos (Huang et al. en 1987, Hu y Chen en 1995) buscando una ecuación diferencial que relacionara la producción acumulada con el tiempo de producción aplicándose tanto a pozos verticales como a horizontales sin depender del tipo de pozo ni de yacimiento.

⁴² Analysis and Comparison of Decline Models: A Field Case Study for the Intercampo Oil Field, Venezuela, SPE -106440-PA

2.4. ANALISIS NODAL⁴³

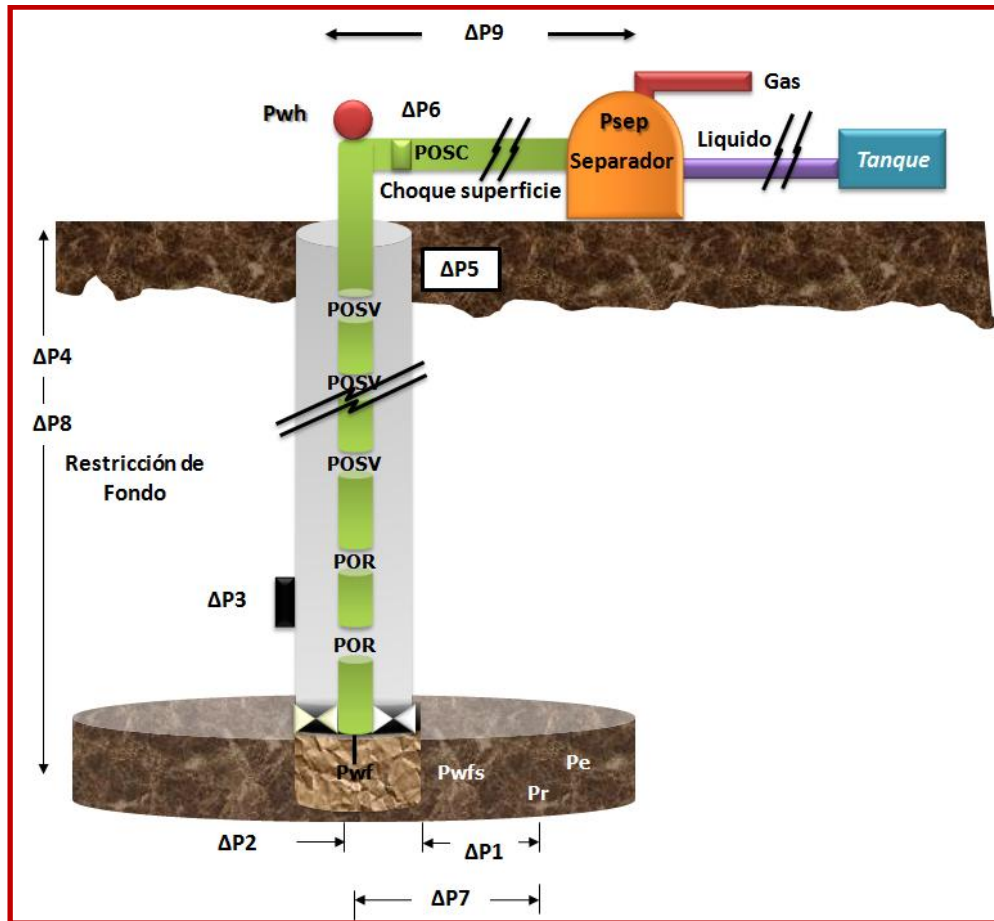
2.4.1 Conceptos

Un pozo productor es perforado y completado con el fin de conducir aceite o gas desde su ubicación original, en el yacimiento, hasta los tanques de almacenamiento o líneas de venta según sea el caso. Transportar estos fluidos requiere energía para superar las pérdidas por fricción (que conllevan a pérdidas de presión), a través del sistema de producción y lograr llevarlos hasta la superficie. Los fluidos deben desplazarse a través del yacimiento, por el sistema de tuberías y por último, entrar a un separador para lograr la separación gas líquido.

El análisis nodal consiste en la evaluación de los sistemas de producción y el estudio del comportamiento del sistema pozo-formación, analizando la respuesta de estos sistemas a cualquier variación intencional en las variables operacionales involucradas en el proceso de producción. Al comparar la configuración original y las alternativas, se determinan las condiciones de operación más óptimas para continuar la producción. Su aplicación fue propuesta por Gilbert en 1954 y discutida años más tarde por Nind en 1964 y Brown en 1978.

⁴³ BEGGS H. Dale. Production optimization using nodal analysis. OGCI and petroskills publications 1991. P 1

Figura 19. Sistema de producción y sus posibles pérdidas.



Fuente: BEGGS H. Dale. Production optimization using nodal analysis. OGCI and petroskills publications 1991. p 2

Pérdidas de presión en el sistema

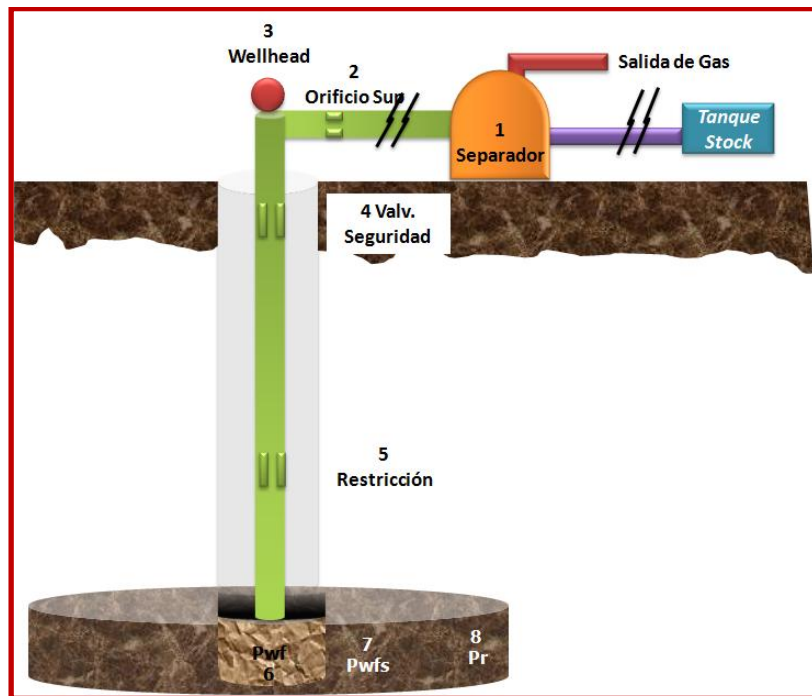
- $\Delta P_1 = (P_R - P_{wfs}) = \text{Pérdidas en el medio poroso} \rightarrow \text{Ley de Darcy}$
- $\Delta P_2 = (P_{wfs} - P_{wf}) = \text{Perdidas en el completamiento}$
- $\Delta P_3 = (P_{UR} - P_{DR}) = \text{Perdidas en la restricción}$
- $\Delta P_4 = (P_{USV} - P_{DSV}) = \text{Perdidas en la valvula de seguridad}$
- $\Delta P_5 = (P_{wh} - P_{DSC}) = \text{Perdidas en el choque se superficie}$
- $\Delta P_6 = (P_{DSC} - P_{sep}) = \text{Perdidas en la línea de flujo (tuberia horizontal)}$
- $\Delta P_7 = (P_R - P_{wf}) = \Delta P_1 + \Delta P_2 =$
Perdidas totales en el medio poroso mas completamiento

- $\Delta P_8 = (P_{w_f} - P_{w_h}) = \text{Perdidas totales en el tubo de producción}$
- $\Delta P_9 = (P_{w_h} - P_{sep}) = \Delta P_5 + \Delta P_6 = \text{Perdidas totales en superficie}$

La caída de presión en el sistema total en cualquier momento será la presión inicial menos la presión final. Esta caída de presión es la suma de las caídas de presiones que ocurren en todos los componentes del sistema, por lo tanto el caudal producido es controlado por los componentes seleccionados en el sistema.

El procedimiento que se lleva a cabo en el análisis nodal consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto. Las ubicaciones más comunes usadas para los nodos se muestran en la figura 20.

Figura 20. Localización de nodos.



Fuente: BEGGS H. Dale. Production optimization using nodal analysis. OGCI and petroskills publications 1991. P 3

Todos los componentes aguas arriba del nodo (*Upstream*) comprenden la sección de entrada (*Inflow section*), mientras que la sección de salida (*Outflow section*)

consiste en todos los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo (*Downstream*).

En un momento particular de la vida del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal. Una de ellas es la presión promedio del reservorio \bar{P}_R , y la otra es la presión de salida del sistema siendo generalmente la presión del separador P_{sep} . Una vez que el nodo es seleccionado, la presión en el nodo es calculada en ambas direcciones, comenzando desde las fijas.

Entrada al nodo (inflow)

$$\bar{P}_R - \Delta P \text{ (Perdidas de fricción de los componentes aguas arriba)} = P_{nodo}$$

Ecuación 58

Salida del nodo (outflow)

$$P_{sep} + \Delta P \text{ (Perdidas de presión de los componentes aguas abajo)} = P_{nodo}$$

Ecuación 59

2.4.1.1 Clasificación de los nodos. Existen dos tipos de nodos en el sistema de producción, los nodos fijos y los nodos funcionales. *Los nodos fijos* se encuentran en:

- Nodo 1, nodo del separador P_{sep}
- Nodo 3, nodo en la cabeza de pozo P_{wh}
- Nodo 6, nodo en el fondo de pozo P_{wf}
- Nodo 8, nodo en la presión del yacimiento P_R .

Los nodos funcionales son puntos donde hay una caída instantánea de presión a una distancia corta, estos nodos se localizan en el nodo 2, nodo 4 y nodo 5.

El efecto del cambio en cualquier componente puede ser analizado recalculando la presión en el nodo vs el caudal, usando las nuevas características del

componente que fue cambiado. Si el cambio fue realizado en un componente aguas arriba (upstream), la curva de salida (outflow) no sufrirá cambios. Por lo tanto, si cualquier curva es cambiada, la intersección también lo hará y existirá entonces una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo.

El procedimiento puede ser ilustrado considerando un sistema simple de producción y eligiendo la presión de cabeza de pozo como nodo, el cual se representa con el punto 3 en la figura 20.

- Entrada al nodo (inflow)

$$P_{wh} = \bar{P}_R - \Delta P_{res} - \Delta P_{tubing}$$

- Salida del nodo (outflow)

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_{flowline}$$

Cuando se requiere modificar el IPR ya sea en el fondo del pozo P_{wf} o en la cabeza del pozo P_{wh} se debe tener en cuenta:

- En el fondo de pozo para modificar el IPR se debe cambiar *el daño* ya que a mayor daño menor tasa de flujo y *la presión estática* debido a que a mayor presión estática mayor tasa de flujo.
- En la cabeza de pozo se debe modificar el VLP (Vertical lift performance) cambiando los siguientes parámetros para aumentar la tasa de flujo.
 - Aumentar el diámetro de la tubería
 - Aumentar la relación gas líquido RGL
 - Aumentar el diámetro de línea de flujo
 - Aumentar la presión del separador

2.4.1.2 Aplicaciones del análisis nodal⁴⁴. El sistema de análisis nodal es usado para analizar problemas de pozos de aceite y gas. El procedimiento puede ser aplicado tanto para pozos fluyendo naturalmente como para pozos con levantamiento artificial y a continuación se dará una lista de las posibles aplicaciones:

- Selección del tamaño de tubería
- Selección del tamaño de línea de flujo
- Diseño de empaquetamiento con grava
- Diseño del choque de superficie
- Diseño de la válvula de seguridad
- Diseño de sistema de levantamiento artificial
- Predecir el efecto del agotamiento de la capacidad de producción
- Análisis y evaluación del desempeño del campo en el tiempo

2.4.1.3 Procedimiento de la aplicación del análisis nodal⁴⁵

- Determinar cuáles componentes en el sistema pueden ser cambiados.
- Seleccionar un componente para ser optimizado.
- Ubicar el nodo de tal manera que se pueda observar el efecto del cambio del componente.
- Desarrollar las expresiones de inflow y outflow del nodo.
- Determinar la caída de presión de los componentes inflow y outflow para varias tasas de Producción
- Determinar el efecto del cambio del componente al graficar (inflow) vs (outflow).
- Repetir el procedimiento para cada componente que se requiera ser optimizado.

⁴⁴ Ibid., p. 7

⁴⁵ Ibid., p. 6

2.4.2 Pozos De Inyección De Agua⁴⁶

El agua proveniente de un pozo inyector penetra entre los poros de la roca saturada con petróleo y lo empuja hacia las zonas de menor presión, es decir hacia el pozo productor. De esta forma se logra la producción a través de la inyección de agua.

El análisis nodal puede ser diseñado en los pozos de inyección al seleccionar el nodo en el fondo del pozo de tal manera que la entrada al nodo incluya la bomba de inyección o compresor y el sistema de tuberías, mientras que la salida consistirá en las perforaciones y el yacimiento.

- Inflow

$$P_{wf} = P_{compresor} - \Delta P_{linea\ de\ flujo} - \Delta P_{tubing}$$

- Outflow

$$P_{wf} = \bar{P}_R - \Delta P_{perforacion}$$

2.4.3 Pozos De Inyección De Gas⁴⁷

Teniendo en cuenta que el gas es más liviano que el petróleo, tiende a formar una capa artificial de gas bien definida. Si la producción se extrae de la parte más baja de la capa, dará como resultado una forma de energía y las tasas de inyección de mantienen altas.

El efecto del tamaño de la tubería en la tasa de inyección se ilustra con un ejemplo. Para este ejemplo, se supone que la presión del cabezal del pozo es constante, de manera que la entrada se incluirá únicamente en la caída de presión en la tubería. Así:

⁴⁶ BEGGS H Dale. Production optimization using nodal analysis. OGCI and petroskills publications 1991

⁴⁷ BEGGS H Dale. Production optimization using nodal analysis. OGCI and petroskills publications 1991

- Inflow

$$P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_{el} - \Delta P_f$$

- Outflow

- $P_{wf} = \bar{P}_R + \Delta P_{perf}$

2.5. FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERIAS⁴⁸

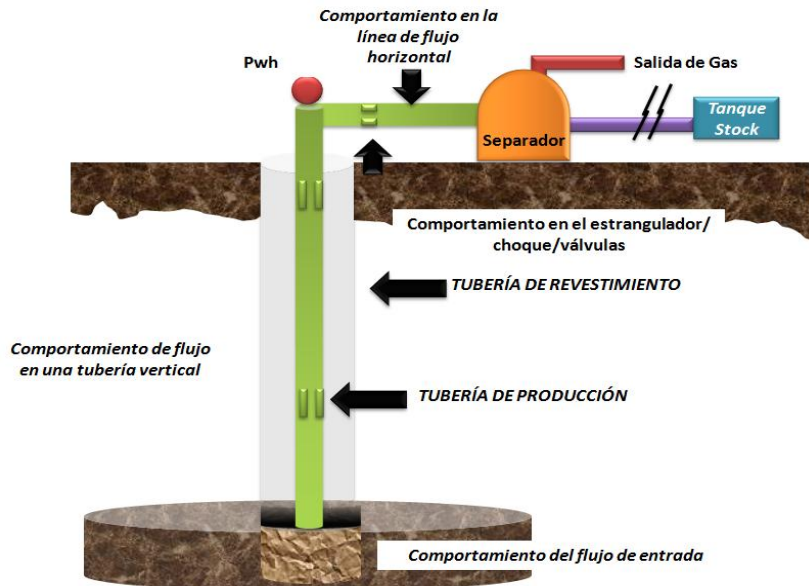
2.5.1 Conceptos

Existen distintos comportamientos de flujo identificados como fases, cuando un pozo fluyente es terminado, los cuales se enuncian a continuación.

- *Comportamiento del flujo de entrada*
Flujo del aceite, agua y gas de la formación hacia el fondo del pozo refiriéndose al índice de productividad (IPR) cuando existe producción de líquidos.
- *Comportamiento del flujo en una tubería vertical y horizontal*
Implica un estudio de pérdidas por presión en tuberías que conducen mezclas en dos fases (gas y líquido).
- *Comportamiento del estrangulador/choques/válvulas*
Son pérdidas que acompañan al flujo de aceite, agua y gas a través de una línea de flujo restringida.

⁴⁸ NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 97

Figura 21. Fases del comportamiento de un pozo fluyente.



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 98.

2.5.1.1 Regímenes de flujo en la tubería de producción⁴⁹. Las configuraciones geométricas posibles de las fases de gas y líquido en la sarta de flujo se describen a continuación.

- $P_{wf} > P_{sat}$ → Todo el fluido es líquido → $Q_T = Q_o$
- $P_{TB} > P_{sat}$ → Todo el flujo es líquido → $Q_T = Q_o$
- $P_{TB} < P_{sat}$ → Se forman burbujas de gas y disminuye la presión. Éste régimen de flujo en el que las burbujas de gas se dispersan en un medio líquido continuo se conoce como flujo de burbujas → $Q_T = Q_o$
- $P_{TB} \ll P_{sat}$ → El fluido continua subiendo por la tubería de producción y las burbujas de gas aumentan de tamaño y se vuelven mas numerosas
- $P_{TB} \ll \ll P_{sat}$ → Las burbujas más grandes aumentan de tamaño cuando alcanzan y arrastran a las burbujas más pequeñas, llegando a una etapa

⁴⁹ Ibid., p. 99

donde las burbujas casi son del diámetro de la tubería de producción. Se maneja flujo a baches de aceite debido a que la película de aceite está pegada a la tubería; esta condición se conoce como *flujo por baches*.

- $P_{TB} \ll \ll \ll P_{sat}$ → Las bolsas de gas aumentan de tamaño y se expanden a tal grado que logran atravesar los baches de aceite más viscoso, formando una fase continua (Gas) cerca del centro de la tubería, llevando hacia arriba pequeñas gotas de aceite. A lo largo de la tubería existe una película de aceite que se mueve hacia arriba denominándose *flujo anular*.
- $P_{TB} \ll \ll \ll \ll P_{sat}$ → la presión continúa bajando, teniendo como resultado un incremento del volumen de gas (fase continua). El gas viaja más rápido que el aceite y arrastra las gotas más pequeñas de aceite quedando con una película de aceite más delgada hasta que desaparece, dando como resultado *flujo de niebla*.

No todos estos regímenes de flujo ocurrirían simultáneamente en una sarta de tubería de producción, pues la caída de presión que se requeriría en la tubería de producción sería mucho mayor que la que se encuentra en la práctica.

2.5.2 Flujo Bifásico

2.5.2.1 Comportamiento del flujo en una tubería vertical: Poettmann y Carpenter⁵⁰. Al considerar si el diferencial de presión a lo largo de la tubería de producción de una formación que tenga una presión en el fondo y alguna presión en la parte superior (siendo mayor que la presión atmosférica) es suficiente para permitir que los fluidos pasen al pozo desde la formación y fluyan hacia arriba por la tubería, los autores Poettmann y Carpenter basaron su análisis en la ecuación de energía.

⁵⁰Ibid., p. 101

$$144 \frac{\Delta P}{\Delta h} = \bar{\rho} + \frac{\bar{K}}{\bar{\rho}}$$

Ecuación 60

$$\bar{K} = \frac{f q^2 M^2}{(7.413 * 10^{10} D^5)}$$

Ecuación 61

Donde:

ΔP = Caída de presión en el intervalo vertical Δh (ft)

$\bar{\rho}$ = Densidad promedio del fluido en este intervalo

\bar{K} = Constante promedio

F = Factor de pérdida de energía

M = Masa total del gas y líquido

q = Caudal de líquidos (agua y aceite a condiciones de tanques de almacenamiento) bl/día

D = Diámetro interior del tubing (ft)

Ilustrando las ecuaciones anteriormente descritas, considérese un pozo perforado donde se conocen las propiedades del flujo de entrada y se divide la tubería de producción en partes iguales H_1H_2 , H_2H_3 , H_3H_4 , y así sucesivamente cada una de longitud Δh y las presiones de la columna de flujo son P_2 , P_3 , P_4 , ... , en los puntos H_2 , H_3 , H_4 , ... , teniendo H_1 como la presión de fondo fluyendo como primera aproximación. Un método iterativo para conocer las propiedades basándose en la ecuación de energía es el siguiente:

- $H_2 = H_1 + \Delta h$
- $\overline{H_1H_2} \rightarrow P_{12} = P_{wf} \rightarrow$ Calcular las propiedades
- Calcular $\bar{\rho}$, q M y F (Factor de pérdida de energía)
- Con la ecuación 1 se calcula la caída de presión ΔP sobre el intervalo H_1H_2 . De esta manera se encuentra la aproximación de la presión P_2 en el punto H_2
 $\rightarrow P_2 = P_{wf} - \Delta P_{1-2}$

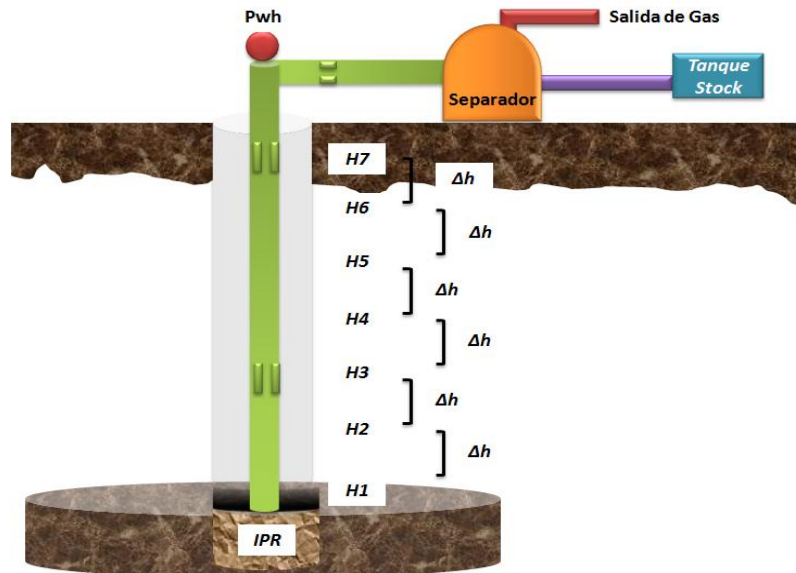
- $H_3 = H_2 + \Delta h$
- Como se describió anteriormente se realizan los pasos hasta que la presión sea cero o menor que cero, concluyéndose que el pozo no fluirá con el valor de la presión de fondo fluyendo supuesta al inicio de los cálculos.

De esta manera se puede deducir que:

$$P_{wh} = P_{wf} - (\Delta P)_F$$

Ecuación 62

Figura 22. División de la tubería de producción en intervalos de longitud igual para fines de cálculo.



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987.p 102.

2.5.2.2 Comportamiento del flujo en una tubería vertical: Gilbert⁵¹. El planteamiento de Gilbert al problema de flujo vertical de dos fases fue empírico, es decir, con base en los valores medidos de las pérdidas de presión del flujo en la

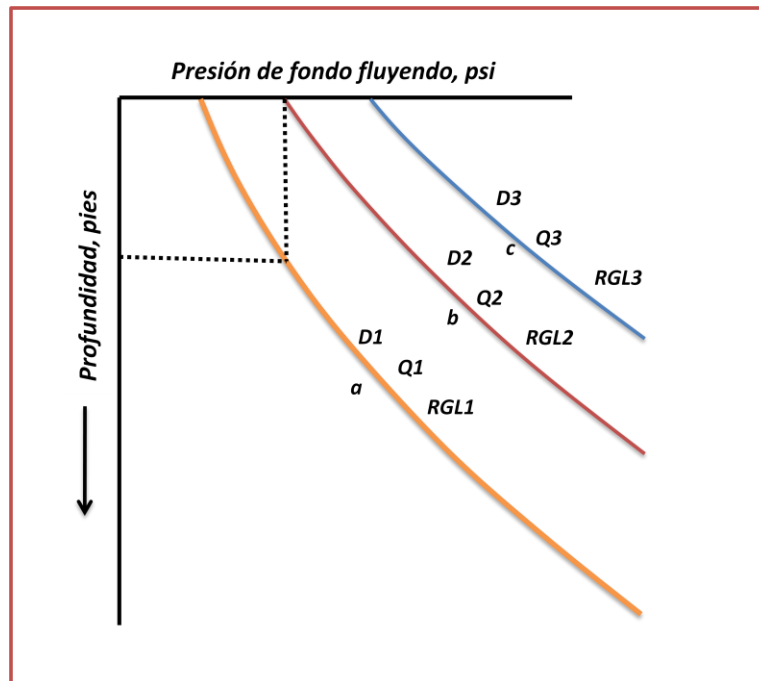
⁵¹ Ibid., p. 112

tubería de producción, se obtuvieron familias de curvas que pueden utilizarse con fines de extrapolación e interpolación. Para estas curvas, la mayoría de las siguientes medidas han sido tomadas en pozos fluyentes.

- Profundidad de la tubería de producción (ft)
- P_{wf} (Presión en la entrada de la tubería)
- Presión en la cabeza del pozo (psi)
- Relación líquida total
- RGL
- Diámetro de la tubería de producción

La figura 23 muestra que cada una de las curvas a, b, c y d corresponde a una presión de fondo diferente; estas presiones son los puntos de intersección de estas curvas con profundidad igual a cero (Puntos A, B, C y D). Cada una de estas curvas, representa la distribución de la presión a lo largo de la tubería de producción para un pozo fluyente con una tasa de producción y una RGL dada.

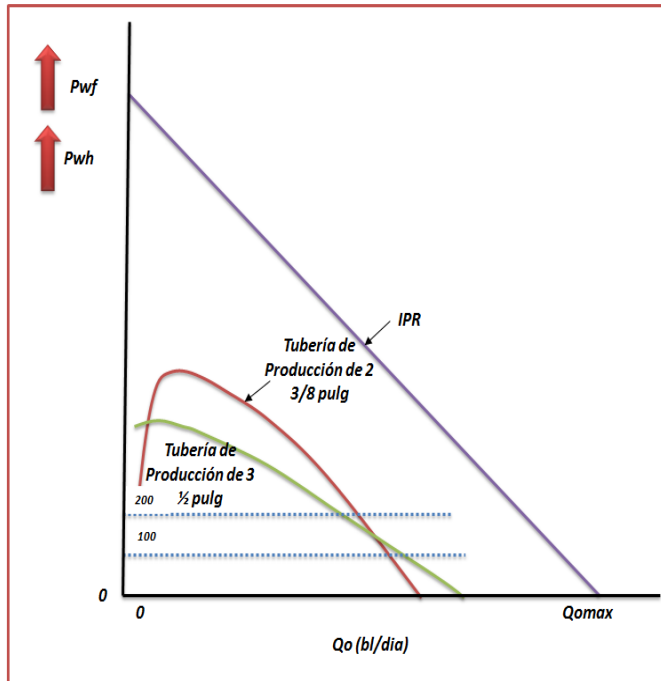
Figura 23. BHP fluyendo como función de la presión en la tubería y longitud de la tubería de producción.



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 114.

Las gráficas pueden ser usadas para determinar el tamaño óptimo de la tubería que se corra en un pozo dado, es decir, el diámetro de la tubería de producción que permitirá que el pozo fluya con una producción máxima con una presión en la tubería predeterminada. Al repetir los cálculos de Poettman y Carpenter para un tubería de producción en particular quizá de 2-3/8 y de 3-1/2 pulgadas se generan curvas como las que se muestran en la figura 24.

Figura 24. Determinación del diámetro óptimo de la tubería de producción.



Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987.

En este ejemplo se muestra que la tubería de producción de 2-3/8 (pulgadas) podría ser mejor que una de 3-1/2 a una presión de tubería de 200 psi, y lo inverso sería con una presión de 100 psi pues se obtendría una máxima producción.

2.5.2.3 Vertical Lift Performance⁵². Para conocer el comportamiento del levantamiento vertical, existen dos planteamientos para la solución del problema del pozo fluyente.

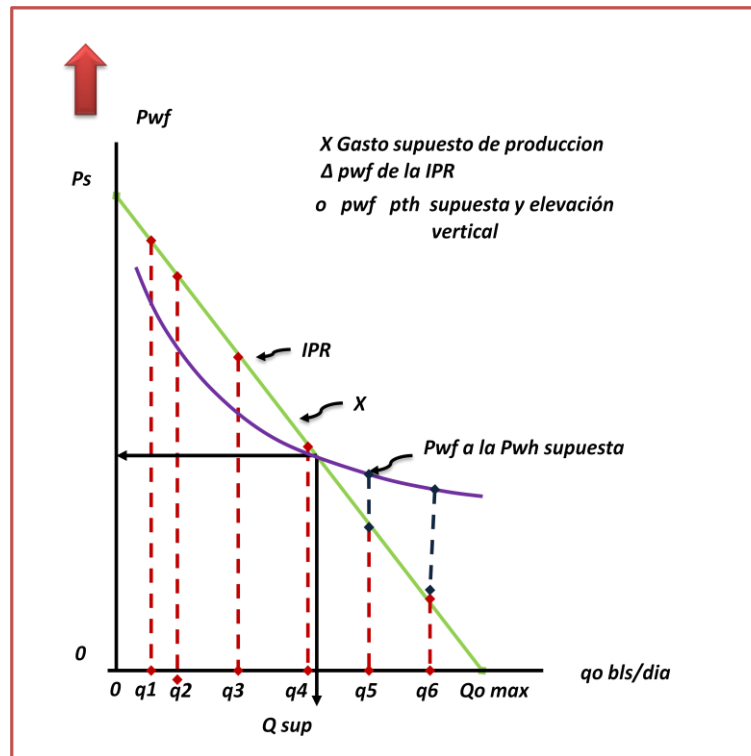
- Método de: *Cálculo de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) a una presión de cabeza de pozo supuesta (P_{wh})*

Este método es indispensable para calcular la presión en la parte inferior de la tubería a diferentes tasas de producción consideradas, a partir del IPR de la formación que se considera como conocido o determinable y el valor de la P_{wh} obtenido de las curvas de distribución de la presión.

⁵² Ibid., p. 132

El punto (X) en el cual los valores de la P_{wf} que se ha calculado de las dos formas coinciden, da la producción del pozo a la presión de cabeza supuesta y también la presión de fondo fluyendo (P_{wf})

Figura 25. Determinación de la P_{wf} a partir de IPR y una P_{wh} supuesta.

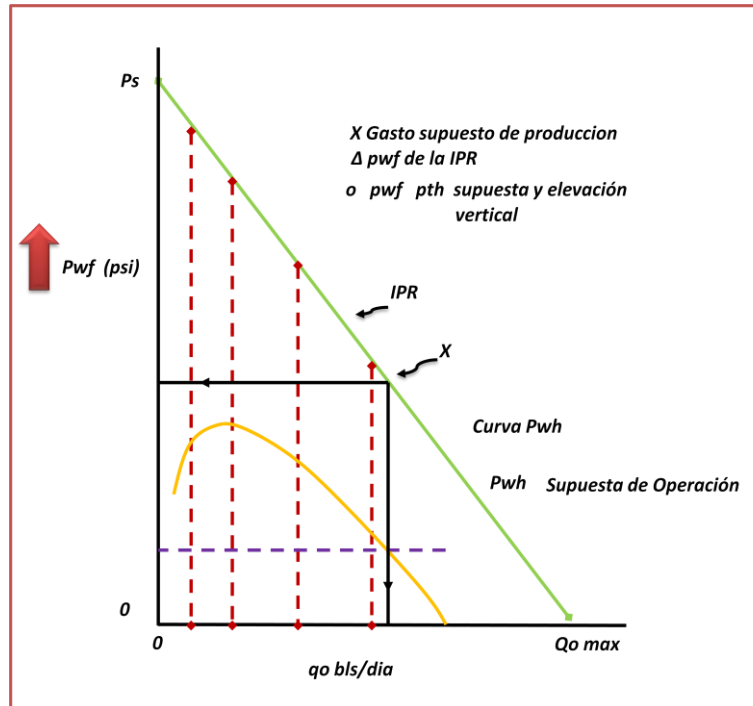


Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 132.

- Método de: Cálculo de la P_{wh} a P_{wf} supuesta.

Se calcula el IPR con diferentes caudales supuestos, y se determina la presión en cabeza de pozo con los diferentes caudales y la pérdida de presión en la tubería de producción habiéndola calculado previamente. Con la presión en cabeza de pozo (P_{wh}) se establece cual es la P_{wf} y el q_{sup} .

Figura 26. Determinación de la P_{wh} a partir del IPR.



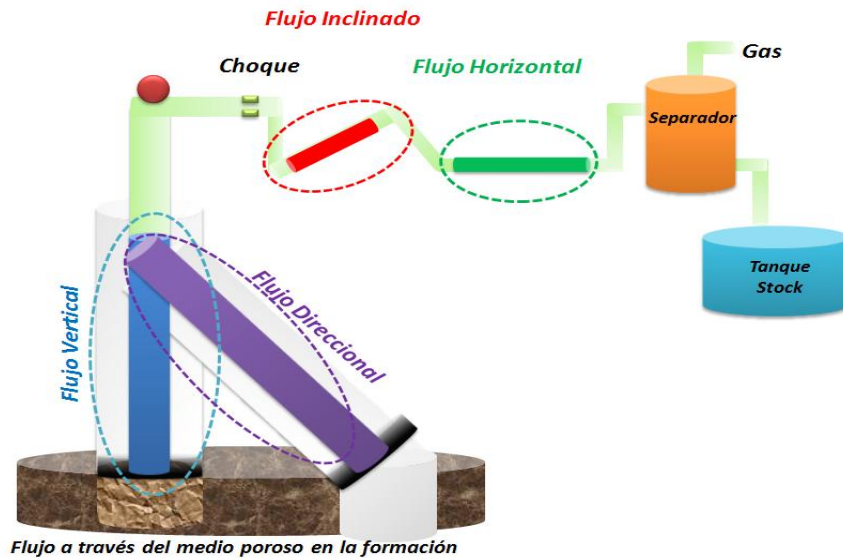
Fuente: NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987. P 133.

2.5.3 Flujo Multifario⁵³

El flujo multifásico en una tubería se define como el movimiento de una corriente de gas libre y líquido a través de una tubería. El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como densidad, viscosidad y en algunos casos, tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradientes de presión.

⁵³ BROWN, Kermit E., SPE, & LEA, James F., SPE. Nodal systems analysis of oil and gas wells. Copyright 1985, society of petroleum engineers. SPE 14714.

Figura 27. Diagrama de flujo (sistemas de producción).

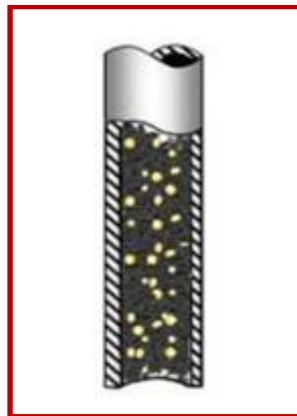


Fuente: BROWN, Kermit E., SPE, & LEA, James F., SPE. Nodal systems analysis of oil and gas wells. Copyright 1985, society of petroleum engineers. SPE 14714.

2.5.3.1 Regímenes de Flujo Multifásico

- Flujo burbuja: La tubería está llena de líquido y la fase de gas libre está presente en pequeñas burbujas.

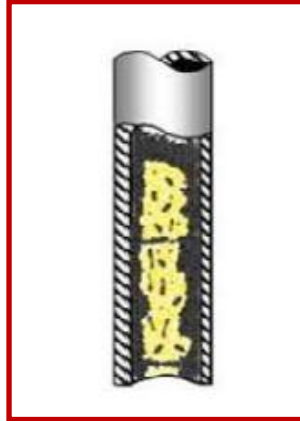
Figura 28. Régimen tipo flujo burbuja.



Fuente: Los Autores basados en notas de la asignatura métodos de producción. Universidad Industrial de Santander

- Flujo transición: Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

Figura 29. Régimen tipo flujo en transición.



Fuente: Los Autores basados en notas de la asignatura métodos de producción. Universidad Industrial de Santander

- Flujo Slug: El flujo consiste en sucesivas burbujas de gas separadas por tapones de líquido.

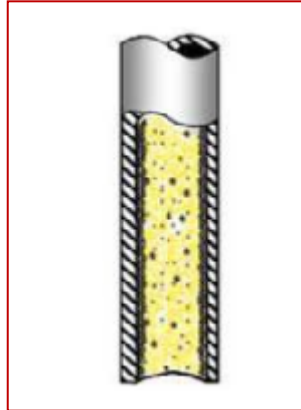
Figura 30. Régimen tipo flujo Slug.



Fuente: Los Autores basados en notas de la asignatura métodos de producción. Universidad Industrial de Santander

- Flujo anular: La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas.

Figura 31. Régimen de flujo anular.



Fuente: Los Autores basados en notas de la asignatura métodos de producción. Universidad Industrial de Santander

El flujo multifásico vertical es desarrollado en base a correlaciones empíricas para predecir los gradientes de presión, estas correlaciones se dividen en tres tipos.

- *Tipo A*: Consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo.
- *Tipo B*: Consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, la correlación que representa ésta categoría es la que se ajusta más. (*HAGEDORN AND BROWN*)
- *Tipo C*: Consideran que existe deslizamiento entre las fases y los patrones de flujo.

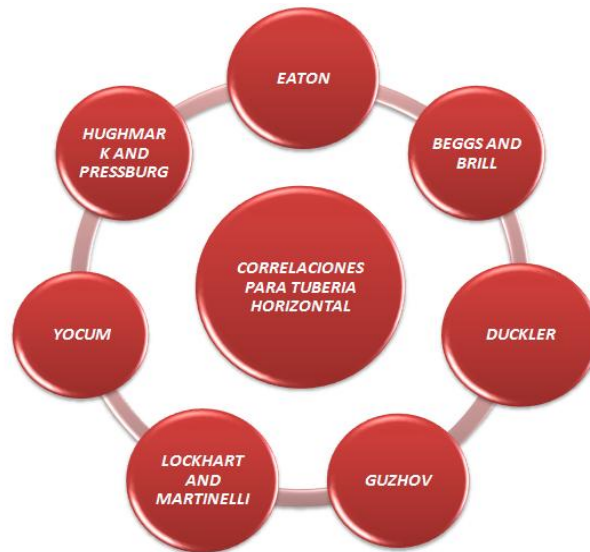
Tabla 2. Correlaciones de flujo vertical.

CORRELACION DE FLUJO VERTICAL	CATEGORIA
<i>POETTMANN AND CARPENTER</i>	A
<i>BAXENDALL AND THOMAS</i>	A
<i>FANCHER AND BROWN</i>	A
<i>HAGEDORN AND BROWN</i>	B
<i>DUNS AND ROS</i>	C
<i>ORKISZEWSKI</i>	C
<i>AZIS,GOVIER AND FOGARASI</i>	C
<i>BEGGS AND BRILL</i>	C
<i>CHIERICI, CIUCCI AND SCLOCEH</i>	C

Fuente: BROWN, Kermit E., SPE, & LEA, James F., SPE. Nodal systems analysis of oil and gas wells. Copyright 1985, society of petroleum engineers. SPE 14714.

El flujo multifásico en tubería horizontal es representado por las siguientes correlaciones:

Figura 32. Correlaciones para flujo multifásico en tubería horizontal.



Fuente: BROWN, Kermit E., SPE, & LEA, James F., SPE. Nodal systems analysis of oil and gas wells. Copyright 1985, society of petroleum engineers. SPE 14714.

Para el **flujo multifásico inclinado** las correlaciones tienen en cuenta el gradiente estático, gradiente de fricción y el gradiente de aceleración y en este flujo el ángulo es diferente de cero (Los autores que desarrollaron éste tipo de flujo se mencionan en la figura 33 siendo la correlación de BEGGS & BRILL la que mejor se ajusta).

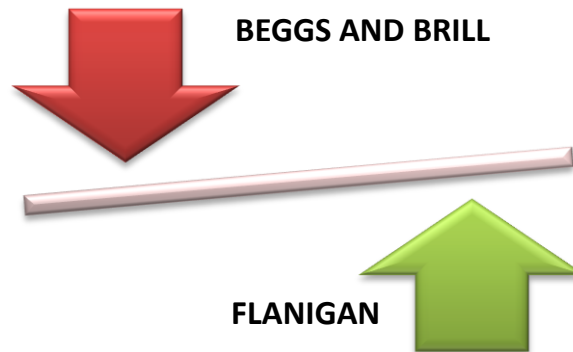
Figura 33. Correlaciones para flujo multifásico inclinado.



Fuente: BROWN, Kermit E., SPE, & LEA, James F., SPE. Nodal systems analysis of oil and gas wells. Copyright 1985, society of petroleum engineers. SPE 14714.

En casos especiales de **flujo multifásico en tubería**, se tienen en cuenta cuatro tipos de gradientes; el gradiente estático, gradiente de fricción, gradiente de aceleración y gradiente de recobro. Los autores que estudiaron este tipo de flujo se muestran a continuación.

Figura 34. Correlaciones para flujo (otros casos de tubería)



Fuente: BROWN, Kermit E., SPE, & LEA, James F., SPE. Nodal systems analysis of oil and gas wells. Copyright 1985, society of petroleum engineers. SPE 14714.

2.6 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)

Un pozo fluye "**Naturalmente**" cuando el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo, debida a la acción de fuerzas y energías naturales (presión, viscosidad, gravedad y fuerzas capilares entre otras) permitiendo el movimiento o entrapamiento del fluido en el yacimiento.

Cuando el pozo deja de producir por sí mismo debido a la insuficiencia de dichas fuerzas o en otro caso cuando estas no hacen económicamente rentable la obtención del hidrocarburo, se requiere de un sistema de "**levantamiento artificial**" el cual implementa energías y fuerzas independientes al pozo para la extracción del hidrocarburo garantizando una producción eficiente del yacimiento.

Estos sistemas de levantamiento son usualmente utilizados para reactivar los pozos muertos o aumentar la tasa de flujo en los pozos activos, modificando ya sean sus propiedades o empleando un empuje artificial al mismo, dependiendo

especialmente de las características de los fluidos presentes en un yacimiento y de las condiciones específicas de cada pozo.

a. Generalidades de los SLA

En la industria petrolera encontramos diversos – SLA - estos pueden ser:

- *Convencionales*: los cuales poseen una aplicación común en la industria petrolera, son los más utilizados actualmente.
- *No Convencionales*: son las tecnologías mejoradas en los últimos años.

Los métodos de levantamiento artificial se pueden clasificar dependiendo de su función en dos categorías relevantes:

1. Los que modifican las propiedades físicas de los fluidos del pozo (Ejemplo densidad), entre lo que se cuentan los siguientes:

- Gas lift (convencional)
- Plunger lift (no convencional)
- Chamber lift (no convencional)

2. Los que emplean la acción de una bomba para proveer energía externa al sistema, entre los que se cuentan dos subgrupos de acuerdo al tipo de bomba que utilizan, siendo:

- Grupo 1: Bombas de desplazamiento positivo, incluye los siguientes:
 - Bombeo Mecánico (bombas de pistón) (convencional)
 - Bombeo tipo pistón (bombeo hidráulico)(convencional)

- Bombeo de cavidades progresivas (bombas de cavidades progresivas) (no convencional)
- Grupo 2: Bombas de desplazamiento dinámico, incluye los siguientes:
 - Bombeo electrosumergible (bombas centrifugas) (no convencional)
 - Bombeo tipo jet (Bombero hidráulico) (no convencional)

Los SLA combinados se clasifican en métodos no convencionales puesto que se encuentran en investigación y desarrollo actualmente.

Cada sistema tiene características propias, funcionamiento y diseño dependiendo de lo que se desee lograr o las propiedades del pozo al cual se va aplicar.

2.6.1 Selección Del Sistema De Levantamiento Artificial

Para la selección de los sistemas de levantamiento artificial se encuentran varios software con la ayuda y la base primordial de los screening entre ellos mutor⁵⁴ y mutor1.1⁵⁵ permiten la mejor selección de acuerdo a las condiciones del campo. A continuación se especifican los componentes y la base que se tuvo en cuenta para la selección de los SLA.

- **Screening**

Para la selección del SLA es necesaria la utilización primordialmente de los screening; estos son una selección de datos, basados en un rango de propiedades realizadas durante el proceso y/o implementación de algún SLA

⁵⁴ MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica De Las Estrategias De Levantamiento Artificial Implementadas En Campos Maduros. Diseño De Una Herramienta Software De Selección.2007.

⁵⁵GIL, Julián y ROLON y José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo colorado. Colombia: universidad industrial de Santander, 2009.

permitiendo definir unas determinadas condiciones para la aplicación de cada sistema, efectuada con mayor frecuencia en la industria. Su argumentación aborda tres grupos importantes que afectan su selección:

1. las características del yacimiento, de la producción y el pozo, entre ellas se encuentran algunas tales como:

- Presión de fondo fluyendo
- Tasa de producción de líquido
- Número de pozos
- Profundidad de perforaciones
- Profundidad de Nivel de líquido
- Diámetro del Casing
- Grado de inclinación del pozo
- Severidad Dogleg (Es una desviación súbita y no planeada de la trayectoria de perforación)
- Temperatura
- Tipo de completamiento
- Tipo de Recobro

2. Las características de los fluidos producidos son un factor importante en la determinación del S pues permiten establecer los tipos de sustancias o mezclas que se deben utilizar o bien sea, el tipo de herramienta para un mejor manejo y tratamiento. Las principales características a tener en cuenta son:

- BSW (porcentaje de agua y sedimentos contenidos en el fluido producido)
- Viscosidad del fluido producido
- Presencia de Fluidos Corrosivos (presencia de H_2S , CO_2)

- Contenido de Arena Abrasiva (cantidad de arena producida junto con el fluido de producción, dentro de un volumen de muestra)
 - GOR (relación entre el gas obtenido en superficie y el aceite producido)
 - Presencia de contaminantes
 - Tratamientos aplicados
3. Las características de las facilidades de superficie, especifican las condiciones que se tienen para el implemento del SLA. Entre ellas se cuentan las siguientes:
- Tipo de Locación (condiciones geográficas)
 - Energía eléctrica
 - Espacio (ubicación)

Los screening se encuentran especificados en las tesis mutor⁵⁶ y mutor1.1⁵⁷

Teniendo en cuenta los screening establecidos para cada SLA se puede llevar a cabo la metodología de selección.

- **Metodología De Selección.**

Para la selección de un SLA se requiere de una metodología de selección, la cual se basa en una serie de pasos que permiten determinar el SLA más adecuado para determinadas condiciones de operación de un pozo o para un campo petrolero. A grandes rasgos se resumen así:

⁵⁶ MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica De Las Estrategias De Levantamiento Artificial Implementadas En Campos Maduros. Diseño De Una Herramienta Software De Selección.2007.

⁵⁷ GIL, Julián y ROLON y José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo colorado. Colombia: universidad industrial de Santander, 2009.

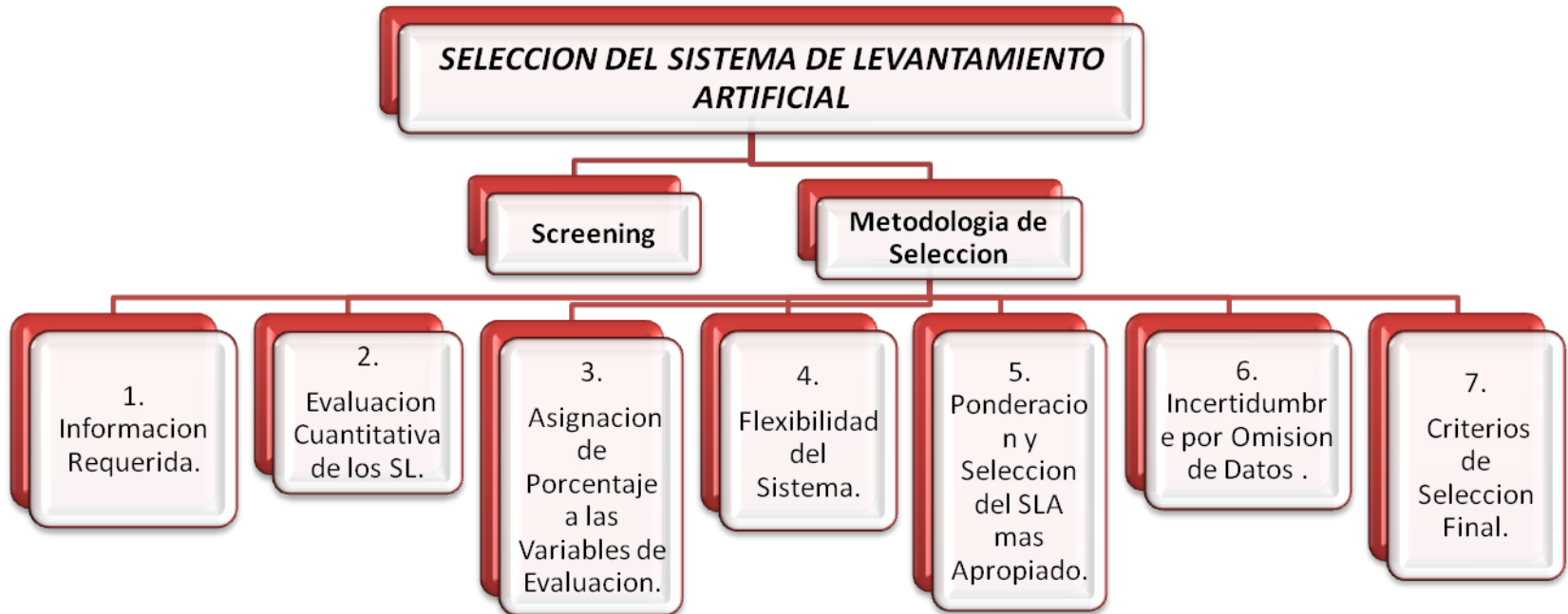
1. Se comparan los datos de cada una de las variables con los rangos del screening y se asigna un puntaje clasificadorio para cada una.
2. Se realiza una ponderación a partir de la relación de puntaje obtenido con un porcentaje de influencia que es asignado a cada variable.
3. Se efectúa una ponderación y se analizan las limitaciones y no viabilidad que puedan tener los SLA.

Finalmente se determina con base en los resultados obtenidos el SLA que más se adapte y mejor desempeño tenga en el pozo o campo petrolero.

Este procedimiento permitió desarrollar una herramienta “MUTOR Y MUTOR 1.1” para sistemas de levantamiento convencionales y no convencionales respectivamente, la cual es la base de su desarrollo,

Los pasos o aspectos para seleccionar el mejor SLA se muestran en la figura 35.

Figura 35. Selección de Sistemas de Levantamiento Artificial.

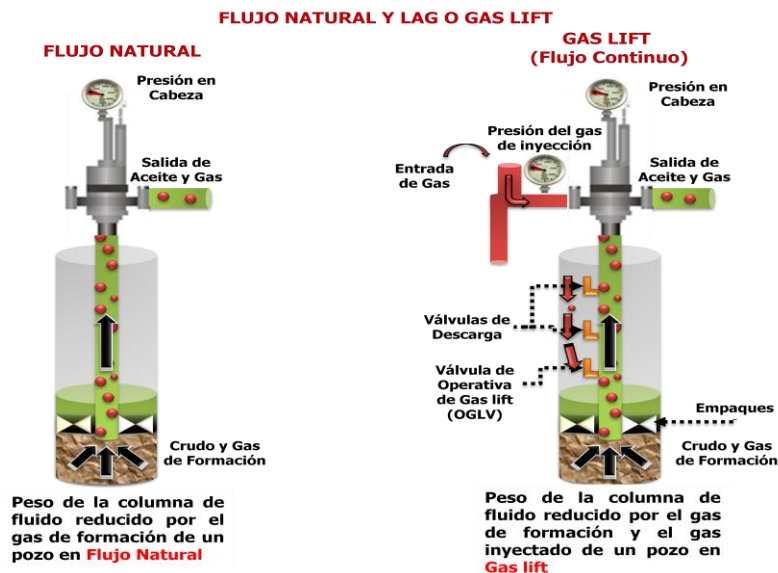


Fuente: Los Autores

2.6.2 Gas Lift O Levantamiento Artificial De Gas (LAG).

El **gas lift** o comúnmente llamado **Levantamiento Artificial de Gas (LAG)** es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial para el aumento de la producción en pozos petroleros, su proceso es sencillo, en la versión de flujo continuo se asimila al flujo natural con la diferencia que la relación gas líquido en la columna del fluido es alterada a través de la inyección de gas comprimido, como se observa en la Figura 36. La función de este gas es disminuir el peso de la columna de tal manera que la presión del yacimiento resulte suficiente para levantar la producción hasta ser llevada a superficie.

Figura 36. Diagrama comparativo de flujo natural y Gas Lift (Flujo Continuo).



Fuente: DUARTE, Teodoro y QUICENA, Zamir. Manual Teórico Práctico del Levantamiento Artificial con Gas. Programa de Capacitación para Operadores y Supervisión de Producción. Colombia. Modificaciones de los Autores.

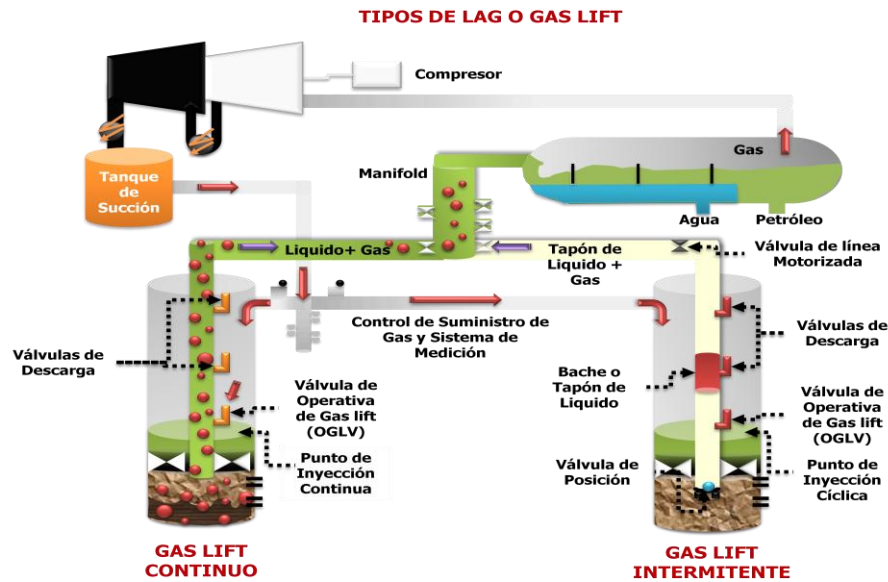
El Gas Lift se encarga de levantar el fluido a través de la inyección de gas a presión relativamente alta desde el casing al tubing en el punto de mayor

profundidad posible, con el fin de hacer más liviana la columna del fluido dentro tubing por encima de la formación productora, reduciendo la presión en el fondo del pozo, logrando un mayor flujo del fluido desde el subsuelo a superficie. En la parte derecha de la figura uno se esquematiza dicho proceso.

En la elevación del gas, se requiere de un trabajo adicional para aumentar la tasa de producción del pozo. En la superficie se tiene un compresor o una corriente de alta presión del gas dicha corriente es transportada hacia el pozo en forma de energía como Presión del gas.

Existen básicamente dos tipos de sistemas de LAG *flujo continuo* y *flujo intermitente*. La Figura 37. Representa un esquema comparativo entre los dos tipos de gas lift.

Figura 37. Tipos de LAG

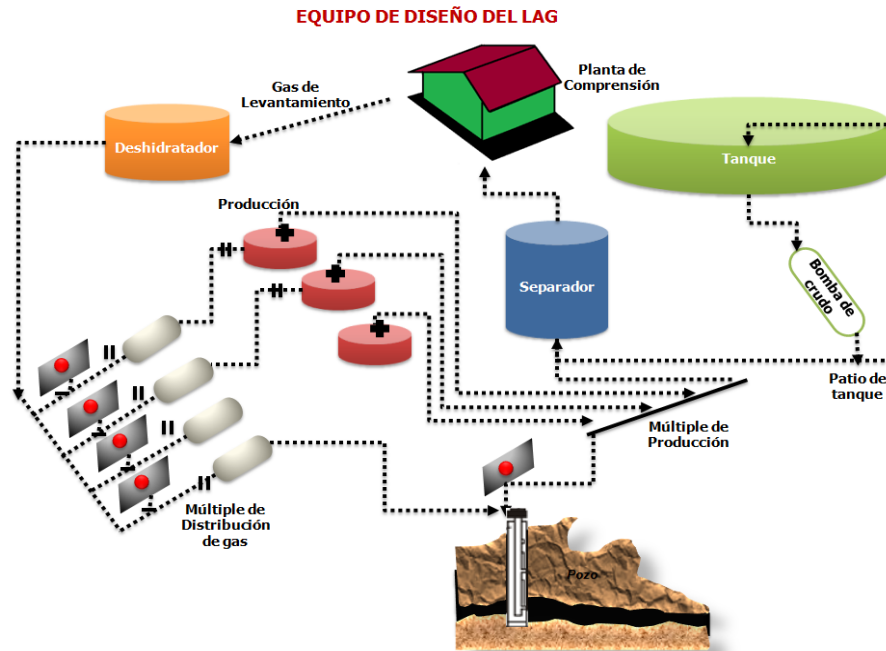


Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica De Las Estrategias De Levantamiento Artificial Implementadas En Campos Maduros. Diseño De Una Herramienta Software De Selección.2007 Modificaciones de los Autores.

- **Diseño del Sistema de LAG**

El sistema de levantamiento artificial por gas está formado por un equipo en superficie y un equipo de subsuelo el cual se caracteriza en la Figura 38.

Figura 38. Equipo de diseño de LAG



Fuente: Los Autores

El gas proviene de un sistema de compresión el cual es enviado a los pozos a través de una red de distribución. Después el gas de levantamiento y los fluidos producidos son recolectados por las estaciones de flujo donde el gas es enviado al sistema de compresión a través de un sistema de recolección de gas a baja presión.

➤ ***Equipo de Superficie***

- Sistema de Compresión

- Red de Distribución de Gas a Alta Presión
- Equipos de medición y control de gas comprimido
- Red de recolección del gas a baja presión

➤ **Equipo De Subsuelo**

- Mandril
- Válvula

En la industria existen un gran número de métodos de diseño para la Gas Lift Continuo

El procedimiento de diseño recomendado por el API para instalaciones de bombeo por gas lift continuo es el método del API 11V6.

El cual maneja válvulas operadas por presión de Inyección (POV), en el cual el diseño de gas lift continuo depende de la presión del gas inyección, cuyo objetivo principal es determinar las profundidades de las válvulas de descarga y la válvula de operación, con el fin de obtener la máxima de tasa de producción.

Para un diseño adecuado del SLA por Gas Lift se requiere de los siguientes pasos.

1. Información necesaria para el Diseño de Gas Lift Continuo
2. Parámetros de Diseño
3. Relación Gas-Líquido de Descarga
4. Presión de Fondo Fluyendo en el Tubing
5. Gradiente del Fluido en el Tubing
6. Presión de Inyección a la Profundidad Máxima de Inyección

7. Gradiente del Gas de Inyección
8. Gradiente del Fluido a Producir
9. Gradiente de Temperatura
10. Espaciamiento de las Válvulas de Gas Lift
11. Ajuste del Espaciamiento de las Válvulas de Gas Lift
12. Presiones de Apertura de las Válvulas
13. Tamaño del Puerto de las Válvulas

2.6.3 Bombeo Mecánico

Es el sistema de levantamiento artificial más común en el mundo y fue el primero introducido en los campos petroleros. Es también el más utilizado en número de instalaciones por su simplicidad mecánica, bajos costos y robustez, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento. Sin embargo, existen límites físicos para la aplicación en cuanto a profundidad y caudales a levantar.

El bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. La figura 39. Muestra la estructura de una unidad de bombeo.

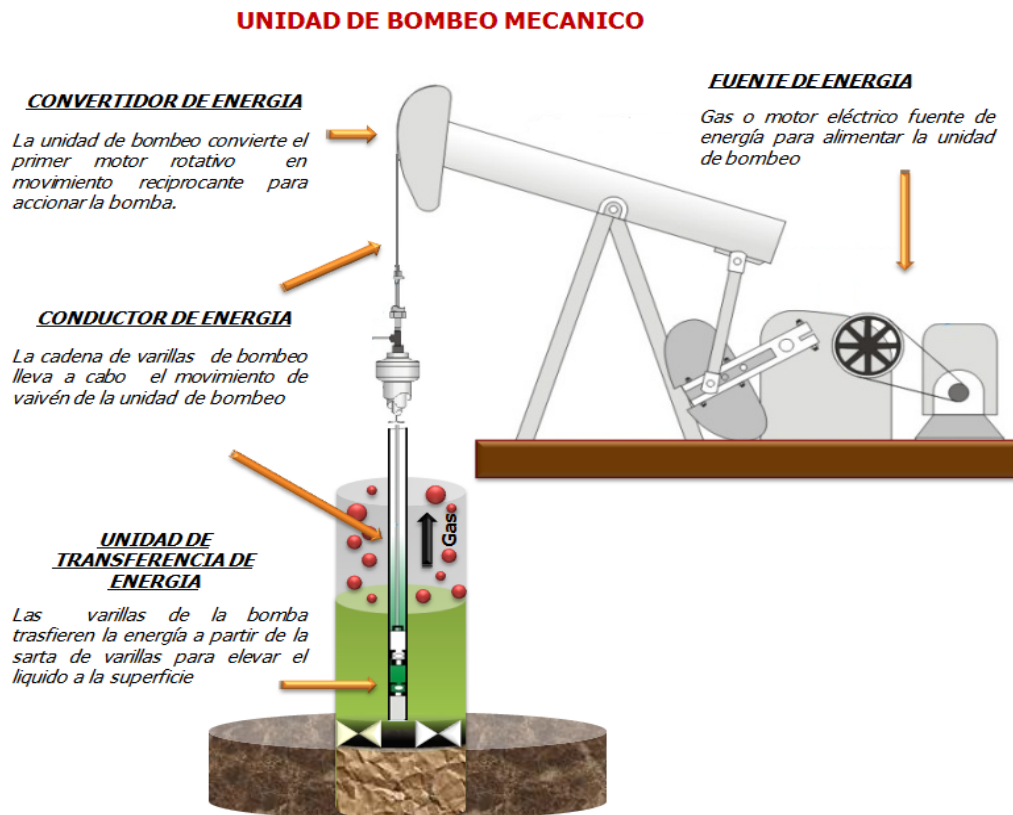
Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

El petróleo es bombeado por medio de un embolo y una válvula viajera que se mueve arriba y abajo dentro de un cilindro pulido, llamado barril de la bomba, el cual tiene una válvula estacionaria en el fondo. El embolo es accionado por medio

de una sarta de varillas que se extienden hasta la superficie. La parte superior de las varillas está sujeta a un vástigo pulido que se mueve de arriba abajo por medio de la unidad de bombeo.

La unidad de superficie imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo.

Figura 39. Unidad de Bombeo Mecánico



Fuente: http://2.bp.blogspot.com/_nRwW6ejU8U/THqnpcUgWbl/AAAAAAADYI/exkkpoomm78/s1600/Partes-de-un-caballito-petrolero.jpg. Modificaciones de los Autores.

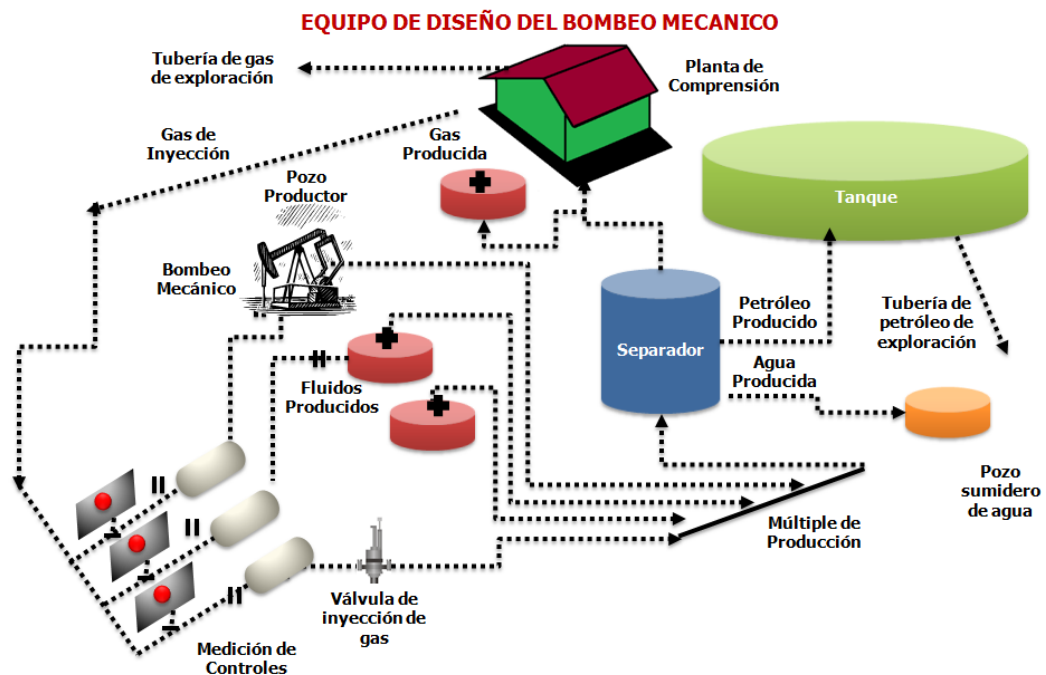
Las unidades de bombeo han sido divididas por el grupo de palanca al cual pertenecen en convencionales o Clase I y Geometría avanzada o Clase II. Existen

otros tipos de unidades como las de carrera extra largas, las de bajo perfil, las hidráulicas y otras de geometría inusual, pero se debe destacar que en la mayoría de pozos se utilizan las dos primeros tipos de unidades ya mencionados

- **Diseño Del Bombeo Mecánico**

El sistema de Bombeo Mecánico está formado por un equipo en superficie y un equipo de subsuelo el cual se caracteriza en la Figura 39.

Figura 40. Equipo de Diseño de Bombeo Mecánico



Fuente: Los Autores

El sistema de bombeo mecánico por cabillas se encarga de transmitir la potencia hacia la bomba de fondo para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie.

La bomba de cabillas permite el flujo desde la formación hasta el fondo del pozo, creando un diferencial de presión grande entre la formación y el fondo del pozo incrementando la tasa de producción.

➤ **Equipo de Superficie**

- Unidad de Bombeo
 - *La Torre*
 - *Viga viajera (Silla o pivote del Caimán): Cabezote:*
 - *La Barra Pulida*
 - *Brazos*
 - *La Manivela*
 1. *El Prensa-Estopas*
 2. *Contrapesas*
 - *Las Cajas de Engranajes:*
 - *El Balancín*
 - *Líneas de flujo*
- *La Unidad Motriz (Motor eléctrico o motor de combustión interna)*

➤ **Equipo de Subsuelo**

- Bomba de Subsuelo
- Tubería de Producción
- Sarta de Cabillas
- Ancla del Gas (Opcional)
- Riple Perforado:
- Riple de Asentamiento (Zapata)
- Ancla de Tubing

El procedimiento de diseño recomendado por el API para Unidades de Bombeo Mecánico Convencionales es el Método del API RP 11L.

El método está basado en correlaciones, resultado de la información de pruebas de investigación, y éstos a su vez son presentados en términos de parámetros adimensionales que pueden ser determinados por una serie de curvas.

El procedimiento de diseño es un método de prueba y error. Generalmente se requieren tres pasos en el procedimiento:

1. Hacer una selección preliminar de los componentes de la instalación.
2. Las características de operación de la selección preliminar son calculadas mediante el uso de formulas, tablas y figuras incluidas en el API 11 RL.
3. Los cálculos de desplazamiento y carga en la bomba son comparados con los volúmenes, tasas de carga, esfuerzos y otras limitaciones de la selección preliminar.

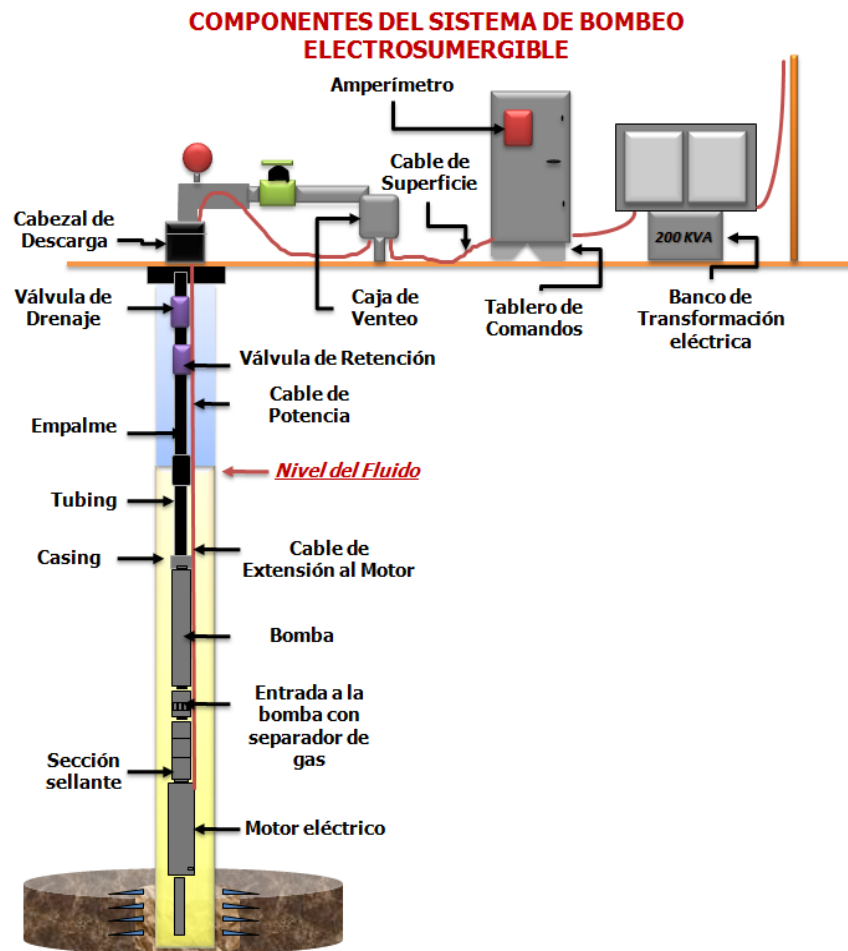
2.6.4 Bombeo Electrosumergible (BES)

El Bombeo Electrosumergible es un SLA, que pozo abajo combina tres ingenierías: **Eléctrica, Mecánica y de Petróleo** para ello es necesario del conocimiento de las mismas, con la finalidad de analizarlo y enfocarlo como un sistema integral en donde todos los parámetros del yacimiento-pozo-equipos BES de fondo- equipos BES de superficie están íntimamente relacionados y correlacionados. Este sistema es aplicable en yacimientos que están bajo la influencia de empuje natural de agua o en yacimientos con inyección agua y además tiene altos porcentajes de la misma o bajo GOR. En la actualidad las compañías petroleras han tenido considerables experiencias en la producción de fluidos con alta viscosidad, en pozos gasíferos y pozos de altas temperatura.

Este sistema se basa en la utilización de bombas centrífugas (de múltiples etapas) de subsuelo ubicadas en el fondo del pozo, estas son accionadas por motores eléctricos, convirtiendo la energía provista del motor en energía dentro del líquido que se bombea. Esta energía contenida en el fluido se presenta como energía de presión.

La figura 41. Muestra el esquema típico del sistema de bombeo electrosumergible.

Figura 41. Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible



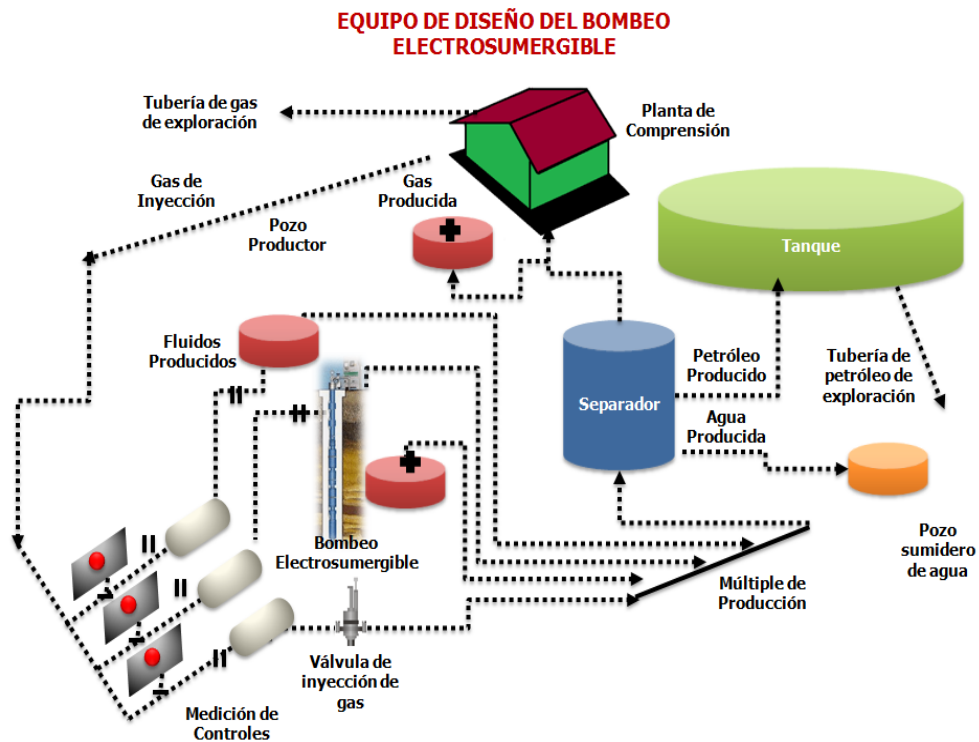
Fuente: División de Hugues Services Company. Bombeo electrosumergible, Centrilift. Centro de capacitación. 1982.

- **Diseño del Bombeo Electrosumergible**

Una instalación típica de bombeo electrosumergible convencional está constituida básicamente de un equipo de superficie, equipo de subsuelo, cables y componentes superficiales.

Los equipos de superficie son los que permiten suministrar la potencia eléctrica necesaria para operar los equipos de fondo, de acuerdo a los parámetros de diseño. Los equipos de fondo son aquellas piezas o componentes que operan instalados en el subsuelo. La figura 42. Se observa un esquema típico del equipo del bombeo electrosumergible.

Figura 42. Equipo de Bombeo Electrosumergible



Fuente: Los Autores

➤ ***Equipo de Superficie.***

- Transformadores
- Caja de Venteo
- Generador eléctrico
- Cabezal de descarga
 - Hércules
 - Roscado
- Cabezal de pozo
- Controlador de Frecuencia o Variador (VSC o VSD)
- Conjunto cable de potencia/conector superficial

➤ ***Equipo de Subsuelo.***

- Cable de Potencia
- Válvula de Retención
- Válvula de Drenaje
- Separador de Gas (Opcional)
- Cable de Extensión del Motor
- Bomba Electrosumergible
- Sección Sellante
- Motor electrosumergible

El diseño de una instalación por bombeo electrosumergible implica el conocimientos de la mayor cantidad posible de información del pozo, con el fin de evitar que el diseño final quede sobredimensionado o bajo dimensionado lo cual trae como consecuencia gastos innecesarios y mal funcionamiento de los componentes de la instalación.

La serie de pasos que corresponden al diseño de bombeo electrosumergible son:

1. Información del pozo
2. Parámetros de Diseño
3. Capacidad de Producción
4. Cálculos de Gas
5. Selección de Bomba Electrosumergible
6. Tamaño Óptimo de los Componentes
7. Selección del Cable Eléctrico
8. Capacidad del Equipo Eléctrico

2.6.5 Bombeo Por Cavidades Progresiva (BCP).

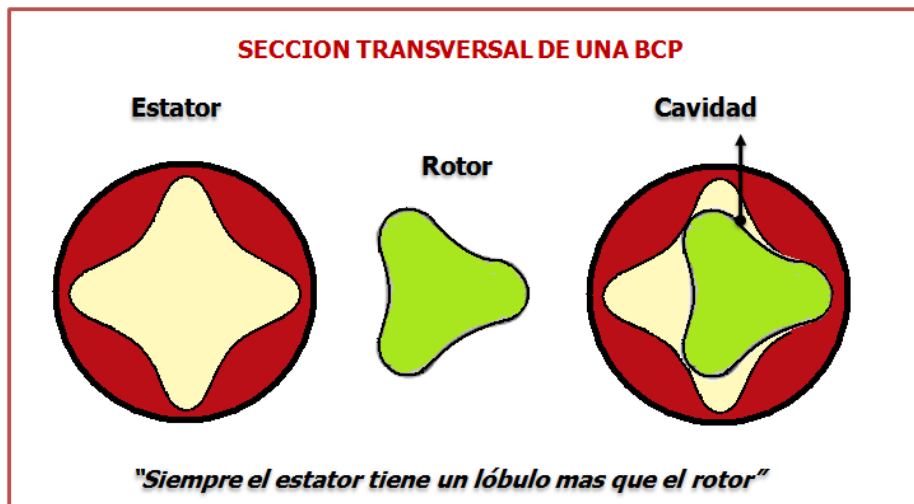
Es uno de los sistemas de levantamiento artificial más adecuado a considerar en la exploración de pozos productores debido a su baja inversión inicial; bajo impacto ambiental comparado con los otros sistemas de levantamiento artificial y por su baja instalación y mantenimiento en el pozo, también es característico porque se utiliza en pozos de crudos medianos y pesados; de bajas a medianas tasas de producción; instalaciones relativamente profundas; en la producción de crudos arenosos, paranínicos y muy viscosos; pozos verticales, inclinados, altamente desviados y horizontales y pozos con alto contenido de agua, lo que lo vuelve una alternativa muy atractiva en cuanto a su economía y confiabilidad.

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba.

El equipo esencial en este tipo de bombeo es un cabezal accionado en la superficie, unas varillas que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta

la cabeza del rotor y en el fondo una Bomba de cavidad progresiva de desplazamiento positivo, engranada en forma espiral, está formada principalmente por un rotor metálico de acero roscado en las varilla por medio de niples espaciador o intermedio, en forma helicoidal de paso simple y circular y un estator de material elastómero vulcanizado ubicado en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción, el rotor se encuentra girando dentro del estator. Se forman cavidades que se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. La figura 43. Representa una sección transversal de BCP.

Figura 43. Sección Transversal de una BCP



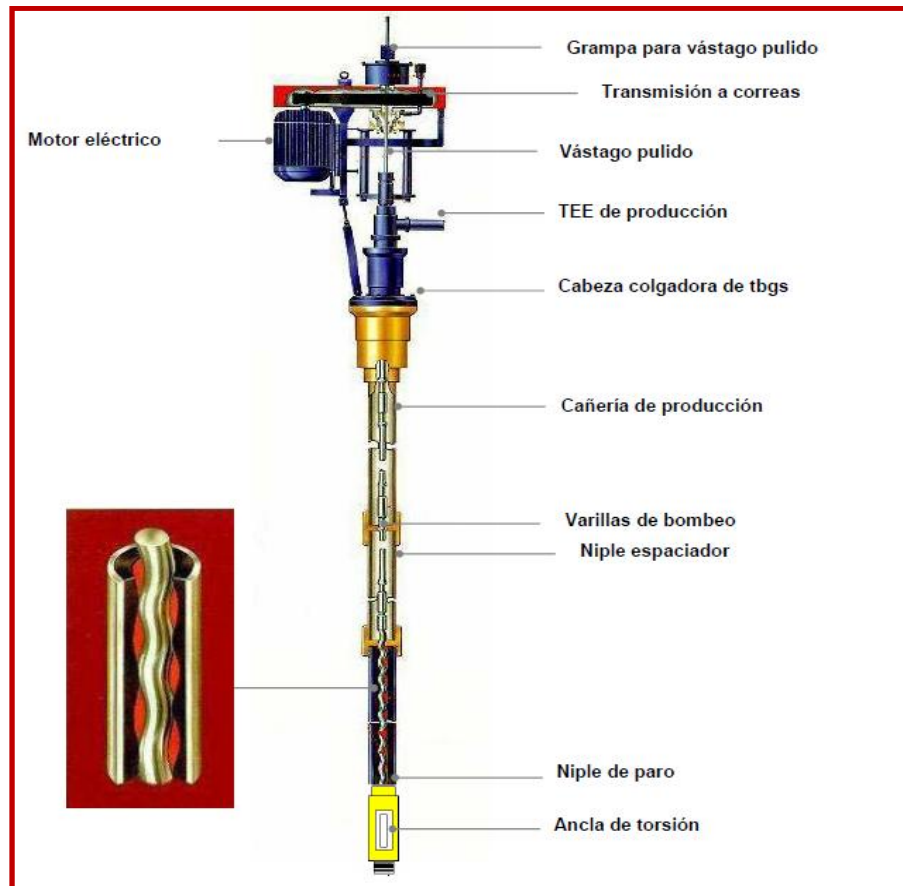
Fuente: HIRCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Oil Production.net
Versión 2008 V1.

La bomba opera de manera sencilla; a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga. El crudo se desplaza en forma continua entre los filamentos de tornillo del rotor y se desplaza axialmente mientras que el tornillo rota.

- **Diseño del Sistema Bombeo por Cavidades Progresivas.**

Para el diseño de un sistema de bombeo por cavidades progresivas es necesario tener un equipo de fondo y superficie, que se complementen para llevar a cabo la función específica de este tipo de sistema de levantamiento. La figura 44. Esquematiza el equipo necesario para el bombeo por cavidades progresivas.

Figura 44. Componentes para el Diseño de Bombeo por Cavidades Progresivas.



Fuente: HIRCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Oil Production.net Versión 2008 V1.

➤ **Equipo de Superficie**

- Cabezal de Rotación
- Barra Lisa
- Variador de Frecuencia
- Te de producción (Pumping tee)
- Relación de Transmisión
- Motor eléctrico

- Stuffing Box

➤ ***Equipo de Fondo***

- Sarta de Varillas
- Bomba De Cavidades Progresivas
 - Estat
 - Elastómero
 - Rotor
- Pin de Paro (Back Stop Pin)
- Ancla De Torque

A continuación se detallan los pasos a seguir para calcular las variables de diseño del sistema.

1. Objetivos Generales del Diseño del Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.
2. Información del Pozo
3. Parámetros de Diseño
4. Presión de Entrada a la Bomba
5. Nivel Dinámico del Fluido
6. Cabeza Dinámica Total (TDH)
7. Selección de la bomba PCP
8. Velocidad de Bombeo Operacional
9. Potencia Consumida por la Bomba
10. Torque Hidráulico Generado
11. Selección de la Sarta de Varillas
12. Calculo de Esfuerzos Axiales
13. Tensiones de la Sarta de Varillas API

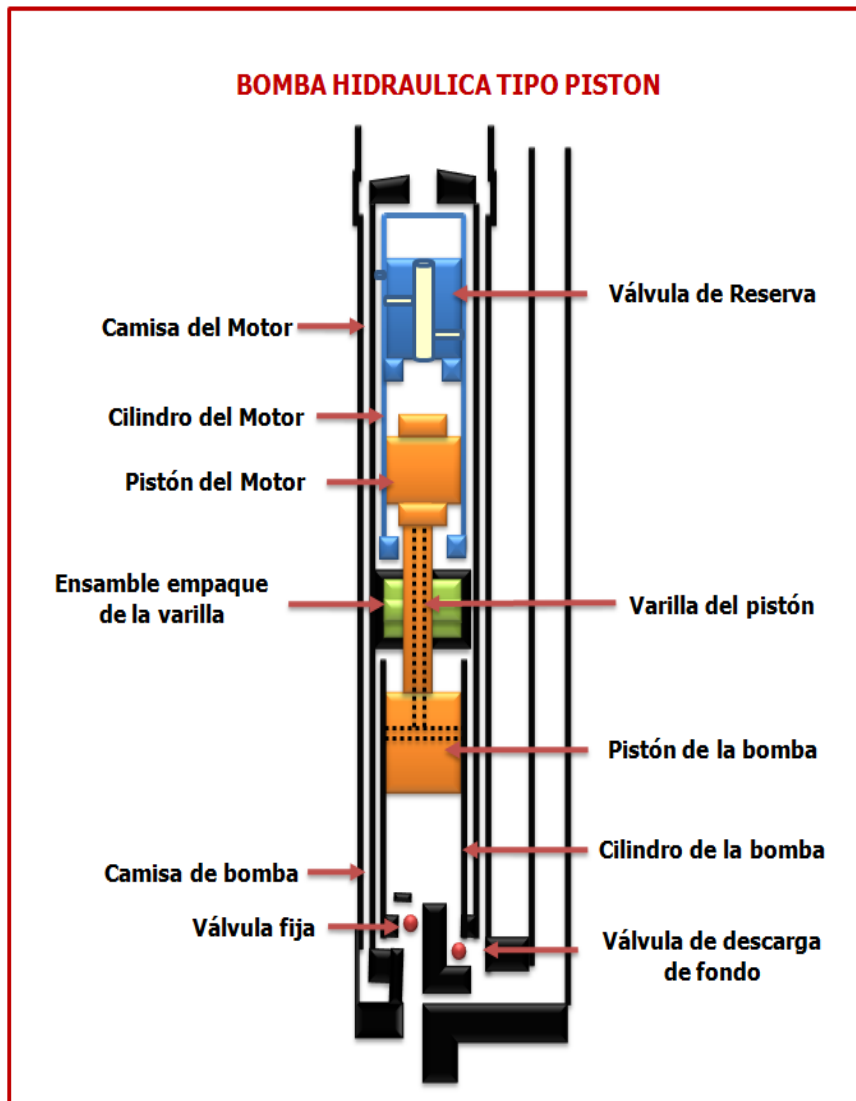
2.6.6 Bombeo Hidráulico

El **bombeo hidráulico** es un sistema de levantamiento artificial que basa su funcionamiento en las leyes de la hidráulica, utilizando un fluido líquido de alta presión denominado fluido de potencia o fluido motriz, para transmitir a la bomba de subsuelo la energía necesaria para su funcionamiento.

El sistema que se encarga de manejar el fluido motriz puede ser abierto en el caso que la corriente del fluido de potencia se mezcle con la corriente de producción, o cerrado cuando estas dos corrientes son manejadas por separado. Los factores influyentes en el diseño del sistema dependerán de ciertas condiciones tales como riesgos de contaminación, tipo de fluido de potencia utilizado, dificultad de separación en superficie, costos de manejo, calidad de agua y aceite disponible.

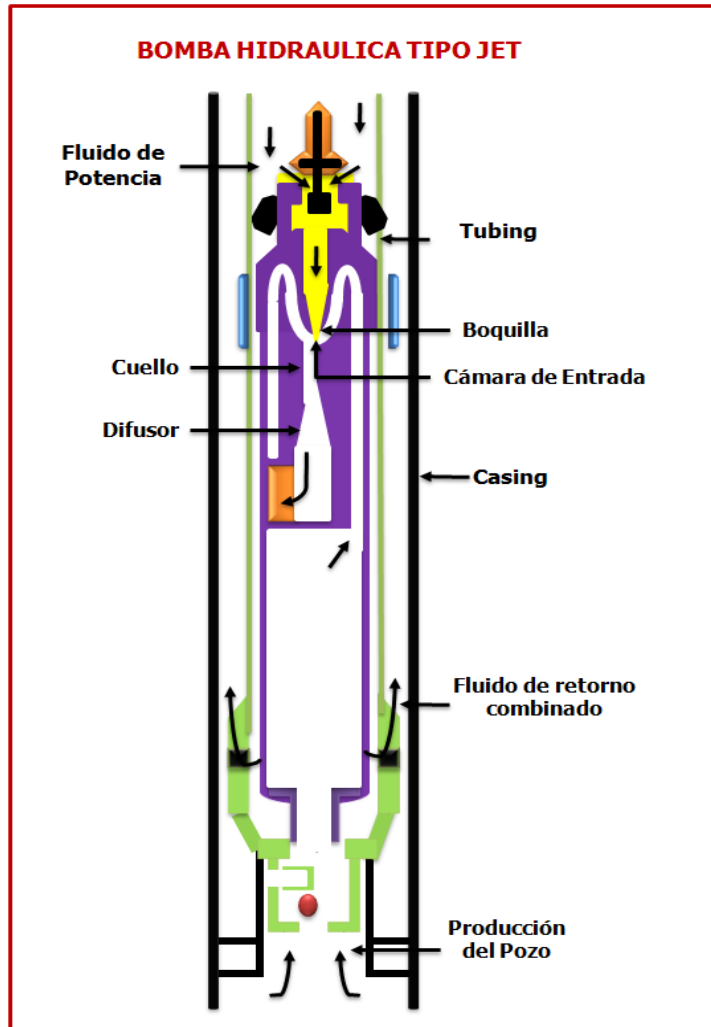
Este sistema de levantamiento presenta dos tipos: **Bombeo Hidráulico Tipo Pistón** ver figura 45. Y **Bombeo Hidráulico Tipo Jet** ver figura 46. Si bien el Tipo Pistón se basa en el principio de la Hidráulica “Una presión ejercida sobre un fluido es transmitida con igual intensidad en todas las direcciones afectando las paredes del recipiente que lo contiene”; utiliza bombas de subsuelo que ejercen su acción de bombeo como bombas reciprocantes de desplazamiento positivo. El tipo Jet se caracterizan porque sus bombas no poseen partes móviles, ejerciendo su acción de bombeo por la transferencia de momentos entre los fluidos de potencia y producción.

Figura 45. Bomba Hidráulica Tipo Pistón.



Fuente: CHOEN CHOEN, Edwin Aníbal. JIMENEZ DIAZ, Ricardo Fabián, QUINTERO PEÑA, William. Implementación de una herramienta software para facilitar el diseño del Sistemas de bombeo hidráulico. Universidad Industrial de Santander. 1995. Modificación Autores.

Figure 46. Bomba Hidráulica Tipo Jet.



Fuente: CHOEN CHOEN, Edwin Aníbal. JIMENEZ DIAZ, Ricardo Fabián, QUINTERO PEÑA, William. Implementación de una herramienta software para facilitar el diseño del Sistemas de bombeo hidráulico. Universidad Industrial de Santander. 1995. Modificación Autores.

El bombeo hidráulico se basa en el concepto de una presión ejercida sobre la superficie de un fluido la cual se transmite con igual intensidad en todas las direcciones. Siendo posible inyectar desde la superficie un fluido denominado

“**Fluido Motriz**⁵⁸” a alta presión que va a operar la bomba hidráulica encargando de bombear el aceite producido por la formación.

En este tipo de bombeo, el aceite crudo, agua o gas (fluido motriz) es tomado desde el fondo del pozo del tanque de almacenamiento y alimenta así las bombas triplex.

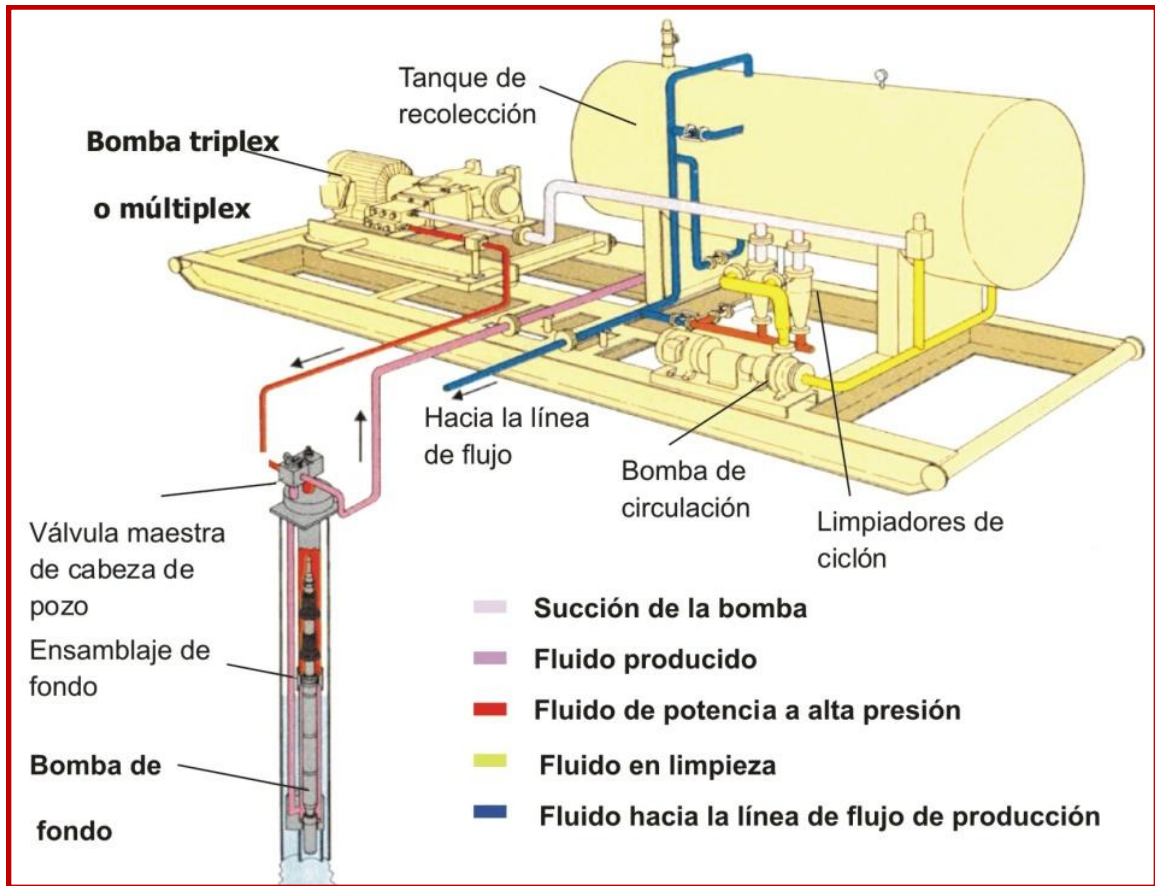
El fluido motriz es controlado por válvulas en la estación de control y distribuido a una o más cabezas de pozo dependiendo de las necesidades del campo, este fluido pasa a través de las válvulas de cabeza de pozo y es dirigido hacia la bomba de subsuelo, la cual está compuesta de un motor y una bomba como ensamble único, haciéndolo actuar sobre el motor el cual maneja la bomba, finalmente el fluido motor retorna a la superficie con el aceite producido y es condicionado a los tanques de almacenamiento.

- **Diseño del Sistema de Bombeo Hidráulico.**

Para realizar un diseño de un sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico es necesario tener en cuenta tres elementos claves del sistema: equipo de superficie, equipo de subsuelo y sistema de fluido motriz. En la figura 47 se observa un esquema general de los tipos de bombeo.

⁵⁸ (*)**Fluido Motriz:** Fluido inyectado a presión al pozo por una unidad de potencia superficial. Puede ser agua, petróleo.

Figura 47. Sistema Típico de Bombeo Hidráulico tipo Pistón o Jet.



Fuente: RODRIGUEZ PAEZ, William Giovanni y ROBLES PEÑA, Carlos Alberto. Herramienta Software para el Análisis y Diseño de Sistemas de Levantamiento Artificial Convencionales: universidad industrial de Santander, 2010

➤ **Equipo de superficie.**

- Medios de transporte y almacenamiento del fluido motriz
- Líneas de Flujo
- Bombas de Superficie
- Distribuidor de control
- Cabezal de boca de pozo

➤ ***Equipos de Subsuelo.***

- Medios de transporte del fluido motriz
- Canales de retorno
- Bombas Hidráulicas

➤ **Sistema de fluido motriz**

La clave en el éxito de un sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo Jet radica en un correcto balance entre la conversión de presión a energía cinética en la boquilla y de energía cinética a presión en la garganta y el difusor, se debe realizar un adecuado diseño y selección del tamaño de estas partes; especialmente en sus diámetros internos, para asegurar una alta eficiencia de funcionamiento del sistema. Los pasos a seguir para su diseño son:

1. Objetivos del Diseño
2. Información del Pozo
3. Parámetros de Diseño
4. Tasa de inyección de Fluido de Potencia
5. Pérdidas por Fricción en la Tubería de Inyección
6. Presión de Entrada a la Bomba Jet
7. Tasa de Descarga de la Bomba
8. Pérdidas por Fricción en el Anular
9. Presión de Descarga de la Bomba
10. Presión de Succión de la Bomba
11. Selección de la Bomba
12. Selección del Tamaño de la Boquilla
13. Selección del Tamaño de la Garganta
14. Designación de las Bombas Hidráulicas Tipo Jet

15. Tasa de inyección de acuerdo al Área de la Boquilla

16. Potencia de la Bomba en Superficie

2.6.7 Sistemas Combinados⁵⁹

Debido a las múltiples limitaciones que presentan los sistemas de levantamiento convencionales y con la finalidad de aprovechar de forma eficiente las características más favorables de cada uno de ellos, se han diseñado nuevos tipos de sistemas de levantamiento artificial, conocidos como sistemas combinados, los cuales, como su nombre lo indica, combinan 2 o más sistemas convencionales en una sola instalación.

El principio de diseño de estos sistemas se basa en la idea de que al combinar dos sistemas de levantamiento artificial diferentes uno cubrirá las debilidades del otro y viceversa, obteniendo como resultado un conjunto más sólido y con menores limitaciones. Con la combinación de estos sistemas se busca, entonces, minimizar la energía requerida y maximizar la producción.

Como es bien sabido, la presión del yacimiento declina con el tiempo debido a la extracción de los fluidos. En la medida en que esto sucede, los mecanismos de levantamiento artificial convencional eventualmente fallan en su objetivo de levantar los fluidos desde la cara del pozo hasta superficie y consecuentemente, los pozos mueren. Como las condiciones del yacimiento cambian con el tiempo, los sistemas de levantamiento deben también intentar adaptarse a estos cambios para sostener la tasa de producción adecuada.

Una depleción continua del yacimiento causaría en algún momento de la vida productiva del pozo, un nivel suficientemente bajo de P_{wf} como para hacer ineficiente y antieconómico un levantamiento convencional. Esas situaciones son

⁵⁹ MUÑOZ. Op. cit., p 85

idealmente apropiadas para practicar diferentes combinaciones de levantamientos.

2.6.7.1 ESP con Gas Lift (Electrogas). La combinación del sistema de bombeo electrosumergible con gas lift recibe el nombre de “Electrogas”. Esta tecnología de levantamiento artificial es el resultado de la integración de estos dos sistemas que en la actualidad debido a su alto desarrollo tecnológico y conocimiento en la industria, se han convertido en opciones claves a la hora de implementar un método de levantamiento artificial.

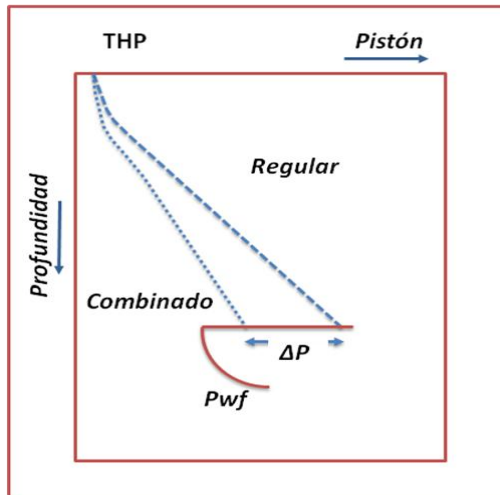
El objetivo de esta combinación es aprovechar al máximo las ventajas de cada uno de los sistemas involucrados disminuyendo la incidencia de las limitaciones en el comportamiento de la producción.

La diferencia existente entre la presión de descarga y succión de la bomba electrosumergible, ΔP bomba, es un indicador de la energía suministrada por el sistema para levantar la cabeza dinámica de fluido hasta superficie. El tamaño y consumo de energía del equipo electrosumergible está en función de esta diferencia de presión, por lo tanto, al disminuir esta diferencia se reducen los costos generados por estas variables. En el caso de gas lift, la inyección continua de gas en la tubería de producción promueve el movimiento ascendente de fluido debido a la expansión del gas inyectado, a la vez que disminuye el peso de la columna de fluido por encima del punto de inyección.

En el sistema combinado, la reducción del peso de la columna de fluido, causada por la inyección del gas, trae como consecuencia una disminución en el requerimiento de potencia de la bomba electrosumergible debido a una menor diferencia entre la presión de succión y la de descarga necesaria para levantar la cabeza dinámica de fluido. Esta diferencia de presión, entre el gradiente normal de

un sistema de bombeo electrosumergible y uno combinado con gas lift, se puede apreciar claramente en la figura 48.

Figura 48. Perfiles de presión para un sistema normal y uno combinado.



Fuente. BORJA, Hubert. Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields. SPE 53966. 1999. Modificado por Autores.

- **Equipos Necesarios Para El Sistema Electrogas**

- **Equipo de superficie**

El equipo requerido para la aplicación del sistema combinado es exactamente el mismo equipo que se requiere para operar ambos sistemas por separado.

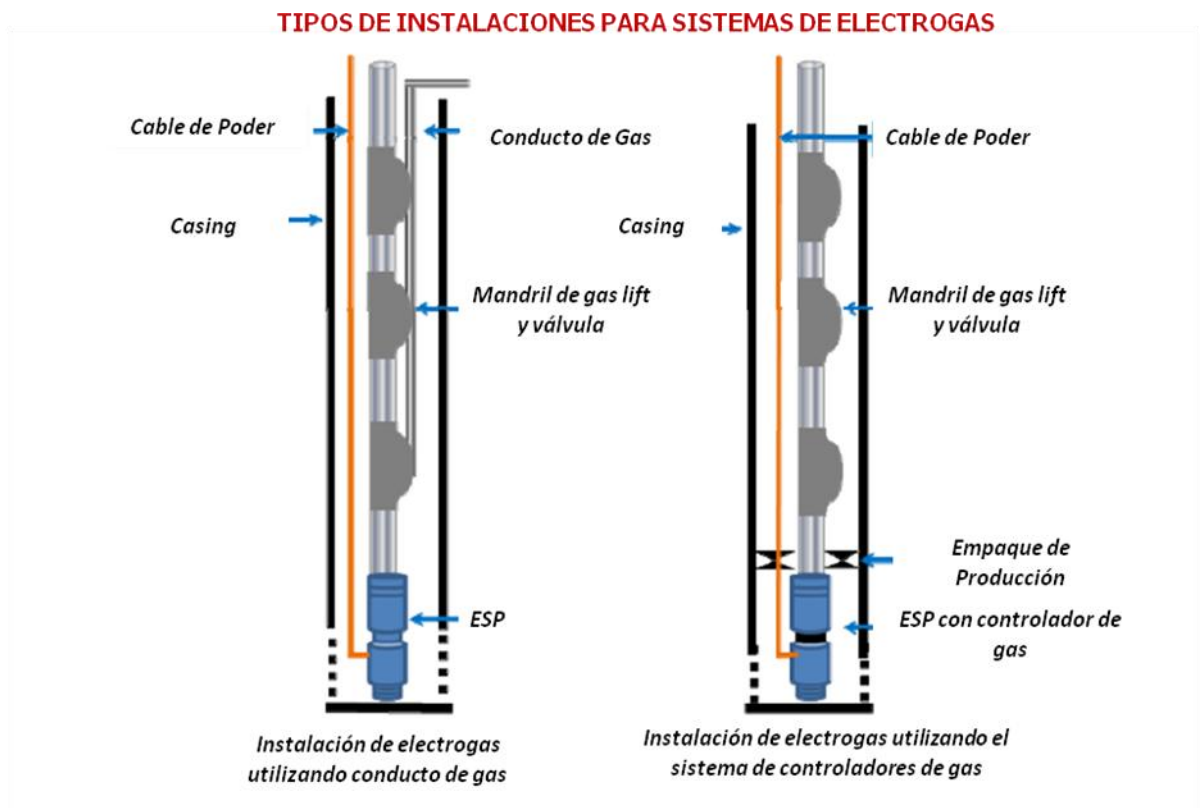
- **Equipo de subsuelo**

Adicional al equipo de superficie que cada uno tiene por separado se deben tener en cuenta los siguientes componentes:

- *Válvula de camisa deslizante (Sliding Sleeve Valve, SSV)*
- *Tapón ciego (Blanking plug)*
- *Bloque Y*
- *Válvula de seguridad de subsuelo (subsurface safety valve, SSSV)*

En las aplicaciones sobresalen varias clases de instalaciones para el sistema electrogas las cuales se aprecian en la figura 49

Figura 49. Tipos de instalaciones para sistema electrogas.



Fuente: BORJA, Hubert. Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields. SPE 53966. 1999. Modificado por Autores.

2.6.7. 2Bombeo Electrosumergible Con Cavidades Progresivas (Espcp). Este sistema de bombeo tiene características similares a las de bombeo

electrosumergible con la diferencia de que en lugar de la bomba centrífuga, se utiliza una bomba de cavidades progresivas.

Opera de manera muy similar al bombeo electrosumergible, pero con algunas diferencias, tales como:

- La bomba es de cavidad progresiva y no centrífuga.
- Se requiere una caja de velocidades con reductor para ajustar la velocidad del motor a los requerimientos de menor velocidad de la bomba de cavidades progresivas.
- Una junta o eje flexible es requerida debido a la excentricidad de la bomba de cavidades progresivas.

La configuración de la herramienta de subsuelo es la mostrada en la Figura 50, mientras que el equipo de superficie es, en efecto, el mismo que el utilizado para el bombeo electrosumergible.

Debido a que la aplicación principal para el ESPCP es la producción de crudos pesados, en general, el manejo de gas no será un problema, debido a las bajas cantidades de gas asociadas a estos tipos de crudos; de cualquier forma, el ESPCP pueden manejar cantidades limitadas de gas libre sin dificultad, aunque se pueden instalar separadores de gas en fondo, si lo que se desea es maximizar la eficiencia del sistema.

Preferiblemente, se debe utilizar una bomba de cavidades progresivas multilóbulo, es decir, con más de dos cavidades por sección transversal, con el fin de reducir la vibración y, de esta forma, aumentar vida útil de la caja de velocidades y el motor, al mismo tiempo que se consiguen tasas de producción más altas.

Esta configuración de ESP con cavidades progresivas es ideal para usar en pozos horizontales. Con menos varillas en el sistema, se elimina las pérdidas de fricción en el tubing y en las varillas. El PCP tiene más resistencia para producción de arenas y provee alta eficiencia de producción de fluidos viscosos.

➤ **Equipo de superficie**

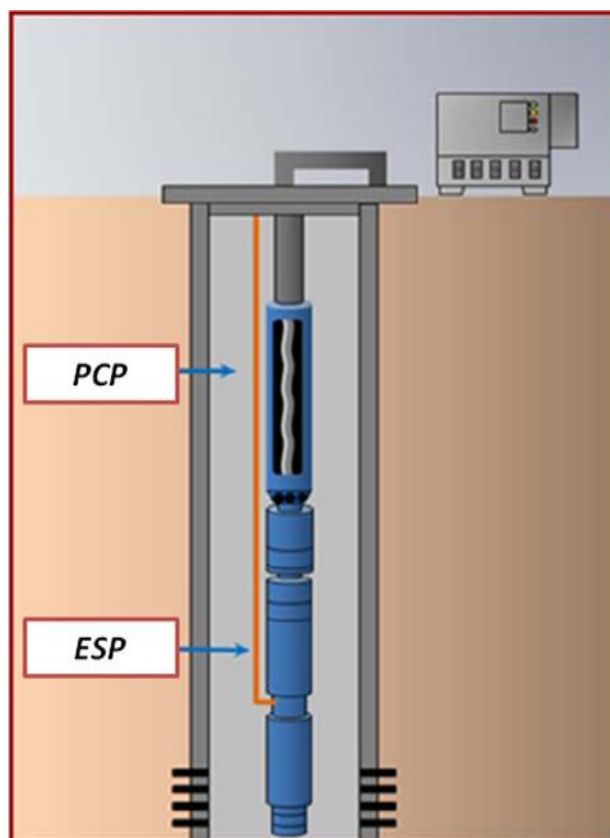
Ensamblaje de cabeza de pozo.

- Caja de empalme.
- Panel de controles.
- Transformador.
- Variador de frecuencia.
- Cable eléctrico.

➤ **Equipos de subsuelo**

- Unidad de bombeo centrifugo.
- Camisa de la bomba.
- Separador de gas (opcional).
- Unidad sellante protectora del motor.
- Motor eléctrico.
- Caja de velocidades con reductor
- Bomba PCP (Rotor y estator).
- Herramienta de monitoreo de fondo (opcional).

Figura 50. Esquema de ESPCP



Fuente: ESPCP System. (En línea). Pagina web versión HTML. (Citado 6 de Febrero 2009).
Disponible en internet: <http://www.bakerhughes.com/>. Modificado por Autores.

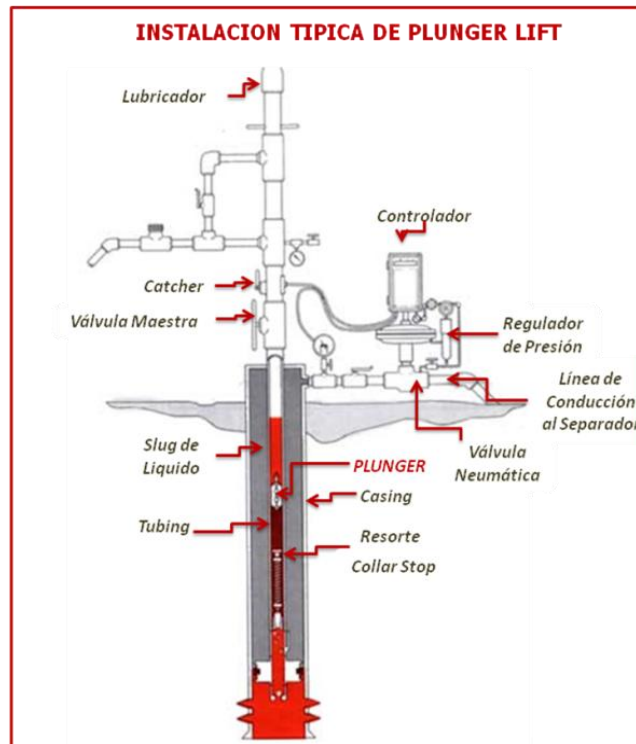
2.6.8 Otros Sistemas de Levantamiento Artificial

2.6.8.1 Plunger Lift. El sistema de extracción “Plunger Lift” es un sistema ampliamente utilizado en la extracción de líquidos acumulados en pozos productores de gas y condensado que producen por debajo de su caudal crítico. El equipamiento de Plunger Lift está compuesto por las siguientes partes Figura 49:

- Stop Collar – Tubing Stop.
- Resorte de Fondo

- Pistón
- Catcher
- Lubricador
- Sensor de arribo
- Válvula Neumática

Figura 51. Instalación Típica de Plunger Lift.



Fuente: <http://www.parveenoilfield.com/plunger.htm>

Plunger Lift es un método cíclico o intermitente que utiliza la energía propia del reservorio para producir los líquidos acumulados mediante un pistón que actúa como una interfase sólida entre el slug de líquido y gas de levantamiento. La operación requiere de la realización de varios ciclos diarios. Cada ciclo comienza con un periodo de cierre (Shut-In)

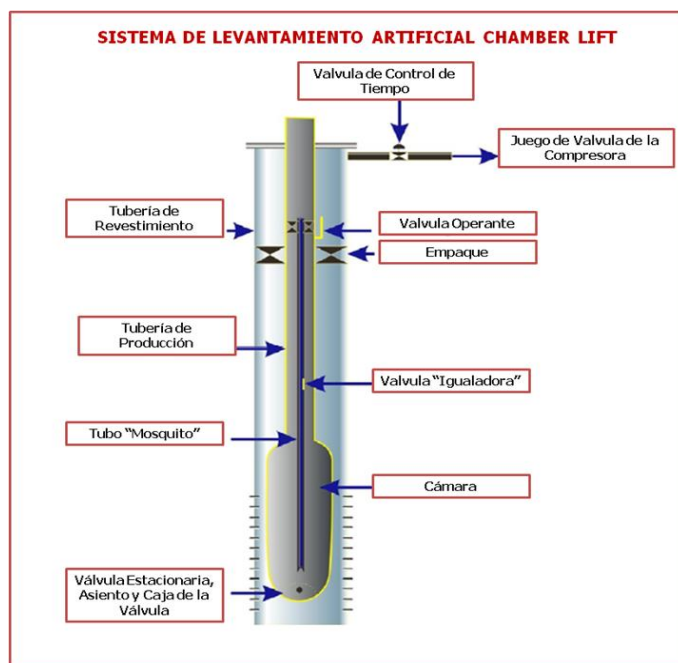
Posterior al cierre, una vez que se alcanza la presión requerida para que el pistón eleve los líquidos acumulados y asegurándonos que el Plunger haya alcanzado la profundidad del resorte, se procede a la apertura de la válvula neumática. Esta genera un diferencial de presión instantáneo debido a la descompresión del gas del ciclo anterior que quedó atrapado en el tubing. Este diferencial de presión causa la expansión del gas acumulado en el casing, llevando el pistón hacia la superficie, en una primera instancia se observa un flujo niebla seguido del slug macizo de líquido.

El flujo niebla es generado debido a que una parte del gas de empuje pasa a través de la luz existente entre el pistón y el tubing, arrastrando parte del líquido en forma de pequeñas gotas. En el gráfico de presión puede observarse un aumento de presión debido a este flujo niebla, luego de la expansión del gas acumulado en la parte superior del tubing. Luego del primer aporte de líquido, le sigue el Slug elevado por el pistón en su carrera ascendente. El arribo del pistón es detectado en superficie mediante un sensor magnético que le envía una señal al controlador, dando comienzo al periodo denominado purga, venta o Afterflow. Durante este intervalo de tiempo, el pozo aporta gas al sistema y a medida que la velocidad del gas disminuye, comienzan a acumularse gotas de líquido que no pueden ser elevadas. Este líquido acumulado es producido en el ciclo siguiente, consecuentemente el tiempo de Afterflow es crítico en pozos con elevadas producciones de líquido, en donde una acumulación excesiva puede dificultar el arribo del pistón en el próximo ciclo.

2.6.8.2 Chamber Lift⁶⁰. El Chamber Lift o Levantamiento con cámara de acumulación es una modificación del Gas Lift, que opera cíclicamente, permitiendo alternadamente el ingreso de crudo a la cámara y la inyección de gas desde superficie para desplazar el crudo acumulado.

⁶⁰ Ibit., p. 77

Figura 52. Sistema de Levantamiento Artificial Chamber Lift.



Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2007

Las partes esenciales que se requieren en este método de producción artificial son mostradas esquemáticamente en la Figura 54. Y la función que cada una desempeña puede ilustrarse por la descripción del ciclo de producción con cámara.

- Cuando la válvula de control en superficie está cerrada, el pozo produce en la cámara a través del orificio de la válvula estacionaria. La válvula igualadora permite que los niveles del fluido en el interior y exterior del tubo "mosquito" permanezcan iguales. Conforme la producción se acumula en el interior de la cámara, la contrapresión de la formación aumenta, de manera que la tasa de producción de la formación disminuye constantemente.

- A un tiempo preseleccionado, el cual, es ajustado mediante un temporizador en superficie en ciclos regulares, se abre la válvula de control y se inyecta gas dentro del espacio anular entre el casing y el tubing arriba del empacador. La presión en el casing se eleva y alcanza finalmente un nivel con el cual la válvula de operación se abre. Así se permite que el gas baje por el espacio anular entre el tubo mosquito (stinger) y el tubing. La válvula igualadora y la válvula estacionaria se cierran bruscamente debido al alto diferencial de presión. El gas impulsa el líquido que está en la cámara hacia el tubo mosquito, el cual a su vez lo introduce dentro del tubing.
- Para un segundo intervalo de tiempo preseleccionado, la válvula de control se cierra y el bache de líquidos es forzado hacia la superficie por la expansión del gas en el espacio anular entre el casing y el tubing. La presión en el tubing cae, y la válvula de operación se ajusta de tal forma que se cierre en cuanto el bache de líquido alcance la superficie, o inmediatamente después. De esta forma se completa el ciclo.

Es importante tener en cuenta que existe una frecuencia óptima de los ciclos de apertura y cierre de las válvulas para una serie de condiciones dadas, la cual, produce la mayor eficiencia del sistema. Para periodos cortos de inyección de gas (aproximadamente de 10 minutos), la frecuencia óptima está entre los 20 y 40 ciclos por día. Para ciclos más largos (superiores a 25 minutos), la frecuencia óptima se reduce a alrededor de 10 a 20 ciclos por día. En ambos casos, el valor está directamente relacionado con el IP.

2.6.8.3 BORS (Balanced Oil Recovery System)⁶¹. En yacimientos con pozos de baja productividad, los sistemas convencionales no resultan económicos para extraer producciones menores de 3 a 4 BOPD, razón por la cual, los operadores se ven en la necesidad de contar con sistemas extractivos de menores costos

⁶¹ Ibit., p. 80

operativos que puedan reducir los índices económicos de extracción con la finalidad de seguir extrayendo el petróleo rentablemente (menor límite económico).

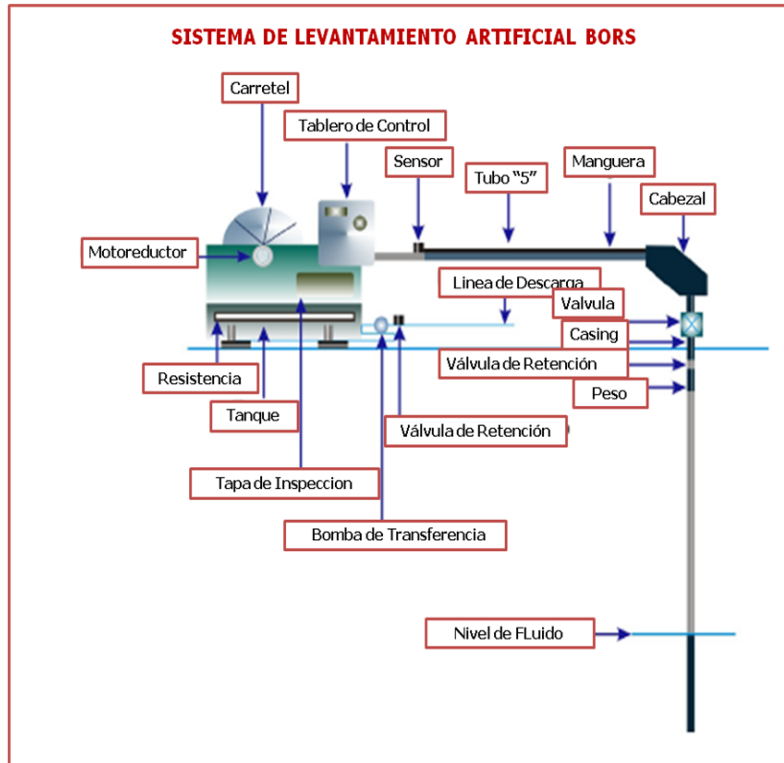
En la búsqueda de un sistema de extracción alternativo de menor costo operativo, se ha desarrollado el Equipo BORS.

Es considerado una buena alternativa de extracción para utilizar en pozos someros y de muy bajos caudales a un costo operativo menor que los sistemas de extracción convencionales.

El Equipo BORS es un sistema de extracción de petróleo que no utiliza accesorios convencionales, ya que su instalación se realiza sobre la superficie, directamente conectado al casing.

La extracción se realiza por medio de una manguera que es transportada dentro del casing por medio de una cinta hasta la columna de fluido del pozo. Luego de un cierto tiempo de espera, la manguera es levantada para descargar el fluido dentro del tanque de almacenamiento y enviado a las baterías por medio de una bomba de transferencia.

Figura 53. Sistema de Levantamiento artificial Bors.



Fuente: Autores basados en MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2007

- **Componentes del Equipo BORS**

Los principales componentes del Equipo BORS, son los siguientes.

- Tanque de almacenamiento de aproximadamente 2,5 bbls (250 l) de acero inoxidable.
- Carretel enrollador de cinta y cinta de 3200 ft de longitud, de 2 pulg de ancho y 1.2 mm de espesor.
- Manguera de 36 ft con diámetro de 2.5" y 2.25" más pesa de 27 lbs (12 Kg) aproximadamente.

- Sensores de nivel en el tanque.
- Motor reductor de 4 Hp.
- Resistencia de frenado.
- Bomba de transferencia de tornillo con motor de 1 Hp.
- Unidad de Control Computarizada (PLC)
- Unidad de Control Computarizada de mano (MAGELIS).
- Tubo de descarga con sensor de proximidad.
- Tubo de conexión PVC de 30 ft (9 m).
- Cabezal de acero inoxidable.

2.7 PRUEBAS Y REGISTRO DE PRODUCCION

Los registros de pozos se corren para establecer la productividad de estos y son importantes en la toma de decisiones técnicas y económicas para trabajos futuros. Inicialmente los registros en hueco abierto proporcionan los datos necesarios para diseños de programas de completamiento de pozos. Una vez completado el pozo, las características de producción se basan en datos obtenidos de mediciones en superficie, tanques medidores, y separadores, etc. Tales datos son pocas veces completos ya que ellos no relacionan directamente el volumen y la naturaleza de la producción en cada intervalo perforado. Para solucionar el problema anterior se utiliza la información suministrada por los registros de producción dada a condiciones de fondo, la cual evalúa el comportamiento de pozos y yacimiento produciendo bajo condiciones estables y confirman la eficiencia del completamiento.

La interpretación cuantitativa de los registros de producción es útil para determinar las anomalías más frecuentes que se presentan en los pozos y yacimientos.

2.7.1 Registros de Pozos de Producción

Los registros de producción proporcionan la información de la naturaleza y el comportamiento de los fluidos en el pozo durante periodos de producción o inyección. Entre sus características principales tenemos:

- Identifica y diagnostica problemas sugeridos por el comportamiento del pozo.
- Evalúa y permite lograr un diseño de completamiento eficiente.
- Monitoreo del comportamiento de los yacimientos
- Las zonas en donde se encuentra el fluido
- Canalización en el cemento
- Lugares donde se encuentran perforaciones taponada.
- Valoración de zonas productoras y receptoras de fluidos.
- Valoración de la eficiencia en el proceso de inyección.

Dentro del rendimiento de un pozo se pueden hacer las siguientes determinaciones:

- Permite ejercer un control adecuado sobre el avance del contacto agua-petróleo.
- Conocer la producción acumulada de fluido de cada yacimiento en un campo.
- Determina el porcentaje de recobro e índice de productividad de cada intervalo productor.
- La información obtenida se emplea en simulaciones de yacimientos para plantear el desarrollo futuro.

- Permite hacer análisis convencionales de presión de flujo y cierre para determinar características promedias y limites del yacimiento.
- Ayuda a la toma de decisiones para optimizar recobros.

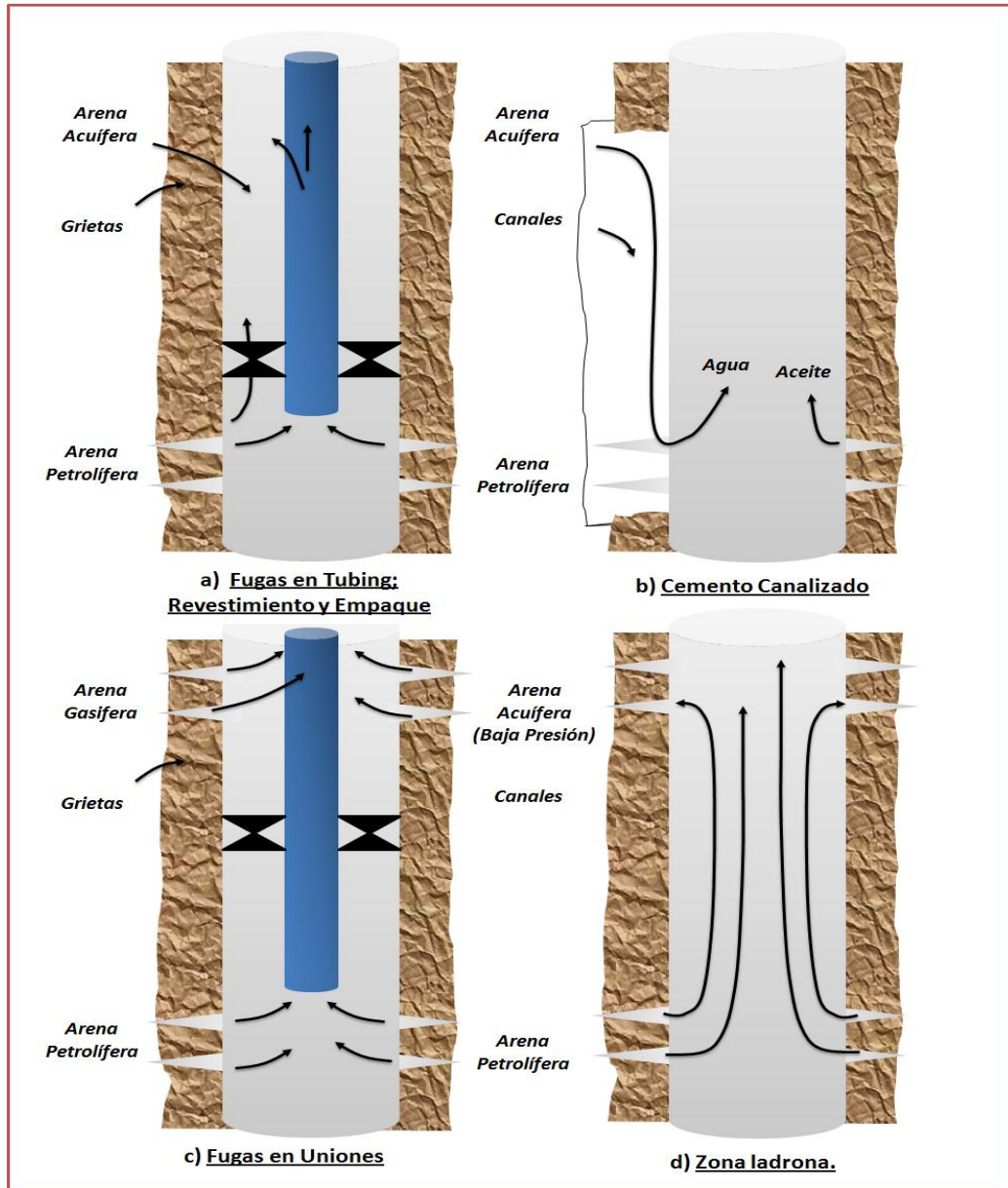
Los principales y más comunes registros de producción usados son:

- Medidores de flujo
- Medidores de densidad
- Medidores de corte de agua
- Medidores de temperatura.

2.7.2 Problemas Mecánicos en Pozos Productores

- Fisuras en el revestimiento. Ver figura 54 a).
- Fisuras en la tubería de producción. Ver figura 54 a).
- Escapes a través de empaquetaduras. Ver figura 54 a).
- Comunicación entre zonas por el espacio anular, que genera la mala comunicación. Ver figura 54 b), c), d).

Figura 54. Fugas, cemento canalizado y zona ladrona.



Fuente: ARIAS PEDRAZA, Héctor Raúl. CHAPARRO LAITON, Néstor. Interpretación de los registros de producción. Universidad Industrial de Santander 1987. Modificaciones de los Autores.

2.7.3 Herramientas Usadas en Registros de Producción

➤ **Herramientas Básicas**

- Medidores de tasa de flujo (Flowmeter)
 - Medidor de Flujo Continúo.
 - Medidor de Flujo Con Empaque.
 - Medidor de Diámetro total.

- Medidores que Permiten la Identificación del Fluido
 - Gradimanómetro.
 - Medidor de densidad del Fluido.
 - Medidor de Corte de Agua.
 - Probador de Fluidos de Producción.
 - Medidor de Ruido.

- Medidor de Temperatura.
 - Medidor de Temperatura absoluta.
 - Medidor de Temperatura Diferencial.
 - Medidor de Radial de Temperatura Diferencial (RDT).

➤ **Herramientas Complementarias.**

- Trazador Radioactivo
- Inspección de la Tubería
- Medidores de Presión
- Herramientas de Degradación Térmica (TDT)
- Medidor de Ruido (Detector de Sonido)

2.7.4 Liquidación e Interpretación de Registros de Producción.

A través de la interpretación de los datos de registro de producción se pueden llegar a obtener la caída de presión a través del yacimiento, la permeabilidad del intervalo perforado y la distribución del daño en el completamiento; además puede determinar zonas que no generan aporte a la producción, desarrolla una correlación de pérdidas de presión para la sarta de tubing y compara el perfil actual de flujo con el perfil teórico de flujo calculado del registro de productividad.

➤ Medidor de Flujo. Calculo de la Tasa de Flujo

Los pasos que s deben llevar a cabo son:

- Determinación de las zonas de evaluación.
- Calibración del “Flowmeter” Calculo de la tasa de flujo.
- Interpretación de las fases
- Principios de interpretación de 3 fases.
- Métodos de conversión de valores de fondo a superficie.

2.7.5 Echometer

En los pozos que utilizan el sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico, se emplean herramientas que sirven para realizar diagnósticos a los pozos y poder determinar posibles causas del mal funcionamiento de ellos. Estos equipos son el dinamómetro y el medidor de niveles o Echometer. Ver figura 55.

Figura 55. Equipo de Echometer.



Fuente: PARTIDAS, Héctor .Bombeo Mecánico optimización, diagnóstico y operación.
Instalaciones de PDVSA. San Edo. Anzoátegui. Venezuela 2003

Este equipo permite la medición de niveles de fluidos en los pozos, tanto estáticos como dinámicos y mediante ellos calcular valores de presiones estática y fluyente, útiles para el cálculo de la máxima rata de producción posible del pozo.

Funciona como un mecanismo de disparo que envía una señal sonora al pozo, el cual es accionado por una pistola de gas a una presión mayor a la presión del casing del pozo.

Estas señales son recibidas por un micrófono y un transductor y son procesadas casi instantáneamente por un microcomputador el cual Realiza un análisis automático del nivel de fluido del pozo en función de los datos del pozo previamente almacenados en su memoria.

3. METODOLOGÍA DE DESARROLLO

La herramienta multimedia se realizó teniendo en cuenta dos parámetros importantes: La metodología del diseño de instituciones y la metodología para el desarrollo de aplicaciones educativas en ambientes multimedios, teniendo en cuenta que es la base para la realización del proyecto.

Es importante destacar que en la actualidad se hace cada día más necesario adquirir conocimiento a través de medios virtuales, ya que estos nos proporcionan maneras didácticas de transmitir la información y la ventaja de obtenerla en cualquier entorno que nos encontremos.

3.1 ANÁLISIS DEL PROYECTO

3.1.1 Los objetivos que se pretenden alcanzar con el uso de la herramienta.

- Dar a conocer los conceptos fundamentales de los diferentes Métodos de Producción existentes en la industria de los Hidrocarburos.
- Servir como apoyo importante en el aprendizaje de los estudiantes en la asignatura Métodos de Producción.
- Permitir al estudiante, de manera didáctica y práctica, profundizar en los temas de interés para un óptimo aprendizaje.
- Proveer al docente un soporte adecuado para el desarrollo de su asignatura.

3.1.2 Características del público objetivo.

La Herramienta Multimedia está enfocada para facilitar el aprendizaje de los estudiantes de Ingeniería de Petróleos que cursen la asignatura Métodos de Producción y también como apoyo para los docentes de la misma. No obstante, es factible que pueda ser útil para distintos profesionales interesados o involucrados en métodos de producción de la industria de los Hidrocarburos.

Para aprovechar adecuadamente la herramienta, el usuario debe tener como formación previa competencias para entender y manejar conceptos básicos en temas como análisis petrofísico, fenómenos de transporte, análisis de presiones y completamiento.

3.1.3 Área de contenido incluida en la herramienta

La Herramienta Multimedia está constituida por siete elementos principales dentro de los cuales se exponen los más importantes, es decir, aquellos que describen los métodos de producción, tales como fundamentos de la ingeniería de producción, el comportamiento de los yacimientos y de las zonas productoras, las curvas de declinación, el análisis nodal, el flujo de fluidos en las tuberías y los sistemas de levantamientos artificial. En cada uno de los elementos se describen sus componentes y su funcionamiento, los problemas más comunes que presentan, y las pruebas y registros de producción.

3.1.4 Opciones de desarrollo.

La herramienta multimedia “Métodos de Producción” es un prototipo de tecnología de información y comunicación. Se desarrolló mediante una herramienta computacional de diseño de presentaciones, específicamente, un software

desarrollado con lenguaje actionscript II y III en la plataforma flash, empleando Adobe Flash ®, Bajo esta plataforma, el acceso masivo a la herramienta se puede facilitar tanto en medios físicos, como a través de la web.

3.1.5 Necesidad educativa.

El propósito principal de la herramienta multimedia es presentar a los estudiantes de la asignatura Métodos de Producción el contenido programático con soporte audiovisual apoyar su proceso de aprendizaje.

3.2 DISEÑO

3.2.1 Diseño lógico.

La herramienta multimedia “Métodos de Producción” se presenta como un tutorial que le permite al usuario, mediante un interfaz, la selección de contenidos. El objetivo es que el estudiante pueda comprender los conceptos específicos del tema que revisa y posteriormente pueda asimilarlos través de una metodología interactiva. La evaluación múltiple (que incluye autoevaluación) puede indicar si los conocimientos han sido asimilados de manera adecuada.

3.2.2 Diseño funcional.

Si bien la Herramienta Multimedia facilita el auto-aprendizaje, para alcanzar un nivel de conocimiento óptimo es necesario el apoyo y la guía de un profesor que refuerce los conceptos, facilite el aprendizaje en el uso de la herramienta, y conduzca el proceso evaluativo para definir el nivel de conocimiento logrado por el estudiante.

3.2.3 Diseño físico

3.2.3.1 Medios de transmisión de la información. La base de la herramienta multimedia “Métodos de Producción” es la transmisión de la información por medio de texto apoyado con la presentación de objetos audiovisuales que sirven como soporte para explicar mejor los conceptos, por lo tanto, las consideraciones de diseño que eventualmente se requieren en los análisis de métodos de producción son comprensibles en mayor medida mediante una transmisión textual.

A lo largo del contenido se hace uso amplio de las imágenes, la animación y los videos. Por su parte, mediante el hipertexto se facilita la asimilación de conceptos de forma adicional a la temática general, ampliando las posibilidades del aprendizaje. Es necesario advertir que los objetos audiovisuales tienen ciertas limitaciones al representar la actualidad tecnológica del sector, en cuanto la visión no es la ideal.

3.2.3.2 Desarrollo de la Interfaz. La herramienta “Métodos de Producción” maneja una interfaz de uso intuitivo por medio de elementos que diferencian la parte educativa de la evaluativa. Estos elementos permiten el acceso al contenido, esto se ha conseguido con la implementación de cuatro grandes tipos de interfaces gráficas: La interfaz de inicio y selección del sistema, la interfaz de contenido académico, la interfaz del sistema de evaluación y la interfaz del módulo de ayuda. Estas interfaces se relacionan entre sí para llevar a cabo su funcionamiento tanto conceptual como gráfico.

- **Interfaz de inicio y selección:** La interfaz de inicio y selección, es una página con cuatro elementos de selección: contenido académico, sistema de evaluación, Modulo de ayuda, y los autores de la herramienta.

- **Interfaz de contenido académico.** Inicialmente es una página animada con los 7 elementos principales de selección los cuales hacen referencia a los grupos en los cuales se fundamentó la información (ver contenido de la herramienta). Y 8 elementos que hacen parte del capítulo 6 los cuales fueron divididos así por su extensión y mayor comprensión. Cada uno de estos elementos despliega una subdivisión de temas correspondientes a la temática escogida, ello anterior con el fin de permitir el acceso a temáticas específicas proporcionando el carácter de consulta en la herramienta multimedia. La escogencia de cualquier tema redirige al usuario al módulo de contenido académico específico donde podrá revisar la información.
- En el módulo de información se implementó un sistema de cuadros de navegación aleatorios dependiendo de la parte que se desee conocer y el tema a seleccionar. La información conceptual se visualiza como un libro el cual permite su navegación, seleccionar contenidos audiovisuales tanto videos como animaciones, zoom óptico para la ampliación de las formulas del contenido, opciones de regreso al menú principal e interacción entre las paginas.
- **Interfaz del sistema de evaluación:** Posee la preselección de las siete categorías en las cuales se ha segmentado el contenido, cada una para acceder a un listado de preguntas específicas del tema seleccionado.
- **Interfaz del módulo de ayuda:** Posee elementos de selección bajo los cuales se accede el PDF del contenido de la herramienta, el manual del usuario y la bibliografía que se utilizó.

3.2.3.3 Imágenes. El uso de imágenes se presenta a lo largo del contenido textual facilitando la asimilación de objetos por parte del usuario

3.2.3.4 Sonido. El uso de sonido en la herramienta se ha restringido a los espacios estrictamente necesarios, se ha implementado con la intención de adornar la aplicación. Por otro lado, en el caso de los sonidos asociados al material audiovisual, éstos se han implementado de tal forma que conlleven una relación directa con lo que el usuario está observando buscando mejorar su capacidad de asimilación del conocimiento.

3.2.3.5 Color. Los colores predominantes en la herramienta son el crema y el rojo vino tinto los cuales han sido seleccionados buscando una relación con la temática que se está implementando, y un equilibrio con la función del programa. Se ha hecho especial énfasis en facilitar la lectura de texto por parte del usuario.

3.2.3.6 Contenido Audiovisual. El contenido audiovisual en la herramienta se presenta en ventanas desplegadas con un tamaño adecuado buscando que el usuario se pueda enfocar en observar el material sin perder la conexión con la temática que se encontraba explorando.

3.2.3.7 Contenido de la herramienta. Contenido implementado en la herramienta “Métodos de Producción”.

- ✓ **FUNDAMENTOS DE LA INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN:** Ingeniería de producción, Componentes del sistema de producción de petróleos y Productividad de pozos.
- ✓ **COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS Y LAS FORMACIONES PRODUCTORAS:** En el comportamiento de los yacimientos se encuentran: Propiedades de los yacimientos, Ecuaciones de flujo, Análisis de pruebas de

presión: Método de Horner y Eficiencia del completamiento y en el comportamiento de las formaciones productoras estas incluidos los temario: Comportamiento de los fluidos producidos, Índice de productividad y el IPR, Ecuaciones de influjo, Ecuación de Vogel, Ecuación de Fetkovich, Eficiencia de flujo y IPR para pozos de Gas

- ✓ **CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD:** Declinación Exponencial y Declinación Armónica e Hiperbólica.
- ✓ **ANÁLISIS NODAL:** Conceptos, Solución en el fondo del pozo, Solución en el tope del pozo, Solución en el separador, Solución en la presión promedio del yacimiento, Nodos funcionales, Válvulas de seguridad, Pozos de inyección, Pozos de gas.
- ✓ **FLUJO DE FLUIDO EN TUBERÍA:** Bases físicas y matemáticas, Flujo de una fase, Flujo bifásico, Flujo multifásico vertical, Flujo multifásico horizontal, Flujo multifásico inclinado y Flujo multifásico a través de restricciones.
- ✓ **SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL:** (diseño, especificaciones y dimensionamiento de los equipos y análisis de operación y solución de problemas): Selección del sistema de levantamiento artificial, Gas Lift, Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico tipo Pistón y tipo Jet, Bombeo Electrosumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas, Sistemas convencionales.
- ✓ **PRUEBAS Y REGISTROS DE PRODUCCIÓN:** Problemas comunes en pozos productores, Herramientas de registro de producción, Liquidación e interpretación de registro y Echometer.

3.2.3.8 El sistema de evaluación. El sistema de evaluación de la herramienta se ha desarrollado en formato de dos opciones de preguntas, preguntas de selección múltiple con única respuesta correcta y preguntas de verdadera y falso buscando que el usuario ejercite el análisis de una premisa para seleccionar una alternativa adecuada en un tema específico, con esto se busca afianzar algunos conceptos claves en cada temática tratada por medio de la ejercitación de la memoria del usuario. El sistema de evaluación no se puede tomar como método de evaluación universitario puesto que no abarca un medidor global de conocimiento, pero si conllevan al estudiante a reconocer las falencias que puede tener en el tema.

4. MANUAL DEL USUARIO

El manual del usuario brinda al usuario la orientación necesaria para el manejo de la herramienta multimedia “Métodos de Producción”, describiendo cada una de las funciones y elementos que la conforman, generando así una guía práctica que le permita conocer las opciones de navegación y ayudas de las cuales dispone durante su ejecución.

4.1 REQUERIMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN Y USO DE LA HERRAMIENTA “METODOS DE PRODUCCION”

4.1.1 Instalación de la Herramienta Multimedia “Métodos de Producción”.

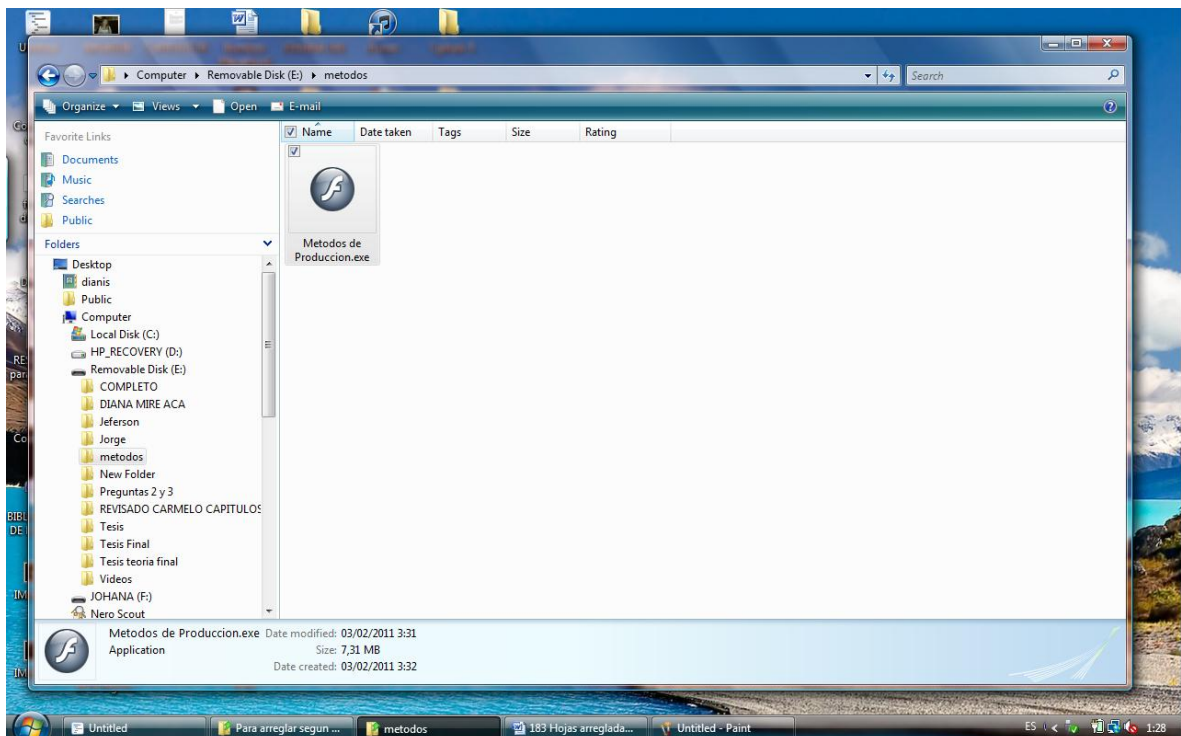
Los requisitos mínimos del software son tener un sistema operativo MAC OS x/Windows 2000/Windows XP/Windows Vista/Windows 7. Y Adobe Flash player 9. Y tener instalado en el equipo un navegador web: Internet Explorer/Mozilla Firefox/Google Chrome

Para la instalación de la herramienta no se necesita un proceso de instalación en el equipo, pero si es indispensable contar con un espacio libre en el disco duro de 150 MB para su ejecución. Una vez se posea el software, éste se ejecutará por sí mismo. Si su equipo tiene la reproducción automática (autorun) desactivada, sólo basta con ejecutar la aplicación “Métodos de Produccion.exe”, desarrollada en Flash para tener acceso visual a la herramienta multimedia.

4.1.2 Procedimiento de Inicio.

Se introduce el CD y éste se auto ejecutará. Si la herramienta no abre se debe dar doble click en la aplicación, Métodos de Producción.exe (Figura 56), y automáticamente se visualizará la ventana de la herramienta Métodos de Producción.

Figura 56. Visualización de la aplicación Métodos de Produccion.exe.



Fuente: Los Autores

4.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

En esta parte se dará a conocer en forma general cada uno de los componentes de la herramienta multimedia "Métodos de Producción" así como el procedimiento para el acceso a la información.

La herramienta Métodos de Producción se implementó en un sistema que consta de una plataforma general y una subplataforma.

En la plataforma principal se encuentra la interfaz de entrada, y en la subplataforma se encuentra la base del sistema de la herramienta.

4.2.1 Interfaz de Entrada

La interfaz de la página de entrada o inicio al sitio aparece una vez se ha pasado el proceso de introducción descrito en el numeral anterior, en esta página se visualizarán cuatro ítem principales, como se puede apreciar en la Figura 57.

Figura 57. Ventana de visualización de la página de inicio.



Fuente: Los Autores

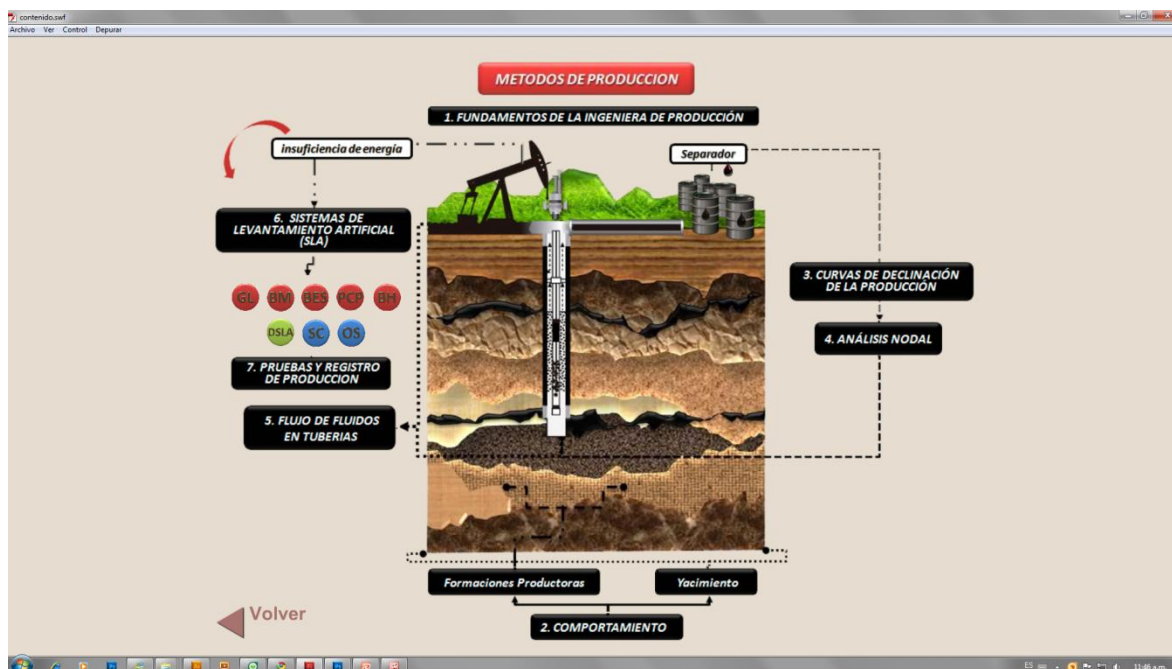
Los cuatro ítems principales en esta página son:

- **Contenido de la Herramienta:** Esta sección se tendrá acceso a toda la información acerca de Métodos de Producción. Esta información incluye todo el contenido descrito en el numeral 3.2.3.7. El tipo de información incluye texto, imágenes, animaciones y videos.
- **Sistema de Evaluación:** En esta sección se tiene acceso a un Test de conocimientos con el fin de evaluar lo aprendido por el usuario durante su proceso de aprendizaje.
-
- **Modulo de Ayuda:** En el menú de ayuda se tiene acceso al manual PDF del contenido de la herramienta, al manual de usuario y también a las referencias bibliográficas utilizadas para el desarrollo de la herramienta.
- **Autores de la Herramienta:** En esta sección se podrán apreciar los nombres de los creadores, la escuela y la universidad donde fue desarrollada la herramienta Métodos de Producción

4.2.2 Sistema de Contenido.

El contenido de la herramienta multimedia “Métodos de producción” se aprecia en la figura 58. En la cual se visualiza una gráfica que esquematiza su contenido. Allí se observa información textual, gráfica y animada, y se visualiza una vez el usuario ingresa en el módulo denominado Contenido de la Herramienta. Este sistema hace parte de la plataforma principal.

Figura 58. Contenido de la sección de la Herramienta Métodos de Producción.



Fuente; Los Autores

Al hacer click en cada uno de los botones se tendrá acceso a la información distribuida de la siguiente manera:

Los botones negros hacen referencia a los ítems en los que se distribuye el contenido:

- **Métodos de Producción:** En esta sección se encuentra un mapa conceptual que permite de una manera sencilla visualizar los ítems incluidos en el contenido de la herramienta.
- **Fundamentos de la Ingeniería de Producción:** Describe los componentes del sistema de producción y el rol que juega el ingeniero de producción en la industria.

- **Comportamiento:** La información se dividió en dos botones negros
 - **Yacimientos**
 - **Formaciones Productoras:**

Es contenido presenta las propiedades de los yacimientos y la predicción de la producción

Cabe mencionar que el recuadro negro comportamiento no es un botón.
- **Curvas de declinación de la productividad:** Explica el ajuste de datos de producción en las curvas de declinación para llevar acabo predicciones futuras.
- **Flujo de fluido en tubería:** Muestra el comportamiento de los fluidos en las tuberías de producción.
- **Análisis Nodal:** Se refiere a la evaluación de los sistemas de producción y estudio de producción.
- **Sistemas de Levantamiento Artificial:** Incluye información sobre generalidades, características y la selección de cada sistema. Más adelante se especifican los botones utilizados para detalle de cada SLA, diseño de cada sistema, otros sistemas y los sistemas combinados
- **Pruebas y registros de producción:** Enumera los problemas comunes en pozos productores, las herramientas, la interpretación de los registros de producción y la utilización y funcionamiento del echometer

Los botones rojos, azules y el verde hacen referencia a los subtemas del capítulo IV

Botones rojos: hacen referencia a los SLA donde se definen generalidades, funcionamiento, especificaciones, equipamiento y demás.

● G.L: Gas Lift

- BM: Bombeo mecánico
- BES: Bombeo electrosumergible
- PCP: Bombeo por cavidades progresivas
- BH: Bombeo hidráulico.

Botones azules: representan los sistemas combinados y otros sistemas de levantamiento artificial:

- S.C: Sistemas combinados
- O.S: Otros sistemas de levantamiento artificial

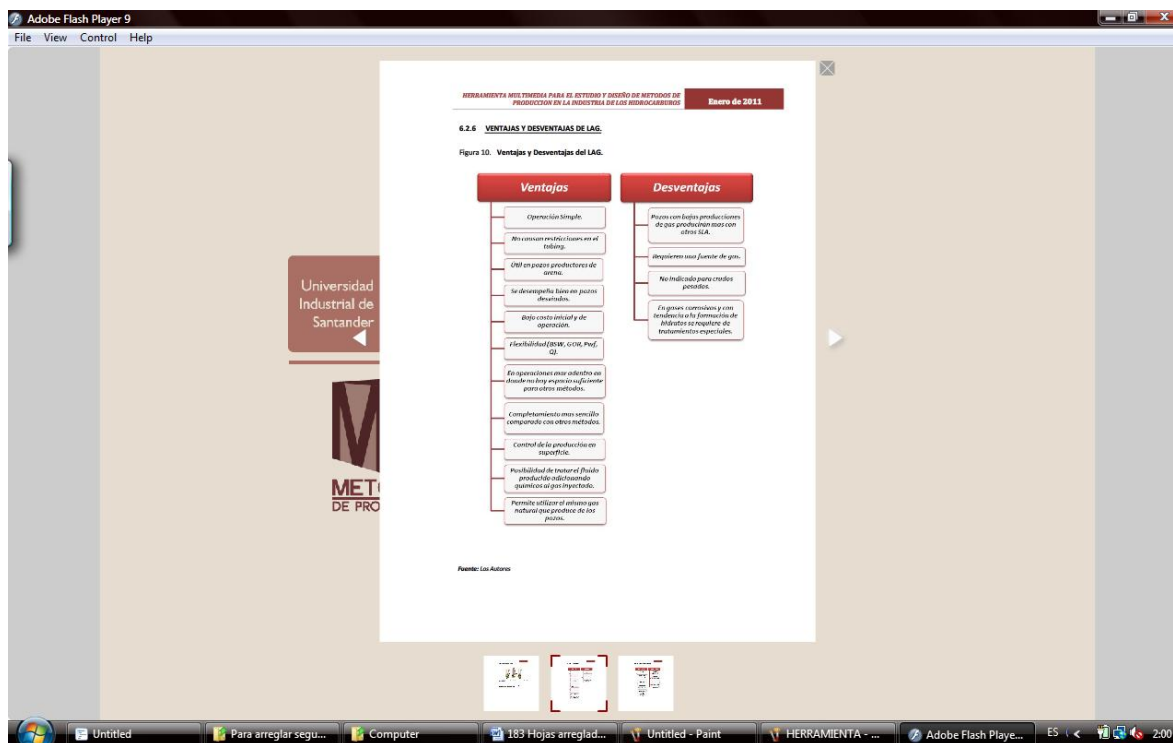
El botón verde incluye los diagramas de flujo para cada diseño de los SLA.

- D.SLA: Diseño de los diagramas de flujo para cada sistema de levantamiento artificial.

Para todos los elementos el acceso a la información es simple y tan solo basta con ingresar en cada ítem para lograrlo.

Al ingresar en alguna de las secciones inmediatamente se abre la subplataforma, estas poseen la información distribuida en páginas. La navegación a través de éstas se logra por medio de un menú en la página principal, a su vez permite en la parte inferior una visualización de las páginas por medio de un botón complementario y también se puede acceder a través del movimiento interactivo de cada página (Figura 59). Por medio de éste el usuario puede seleccionar la página que desee consultar, según el lugar donde se encuentre el objeto de su consulta.

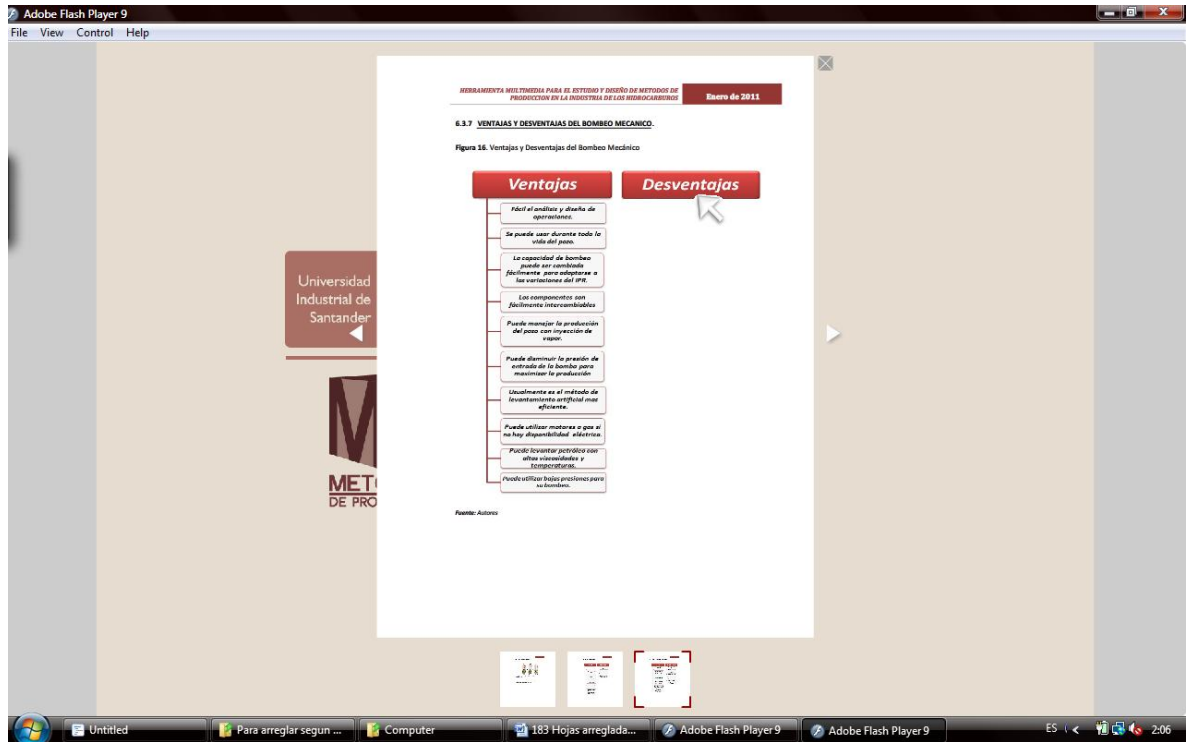
Figura 59. Visualización del esquema interactivo de la página



Fuente: Los Autores

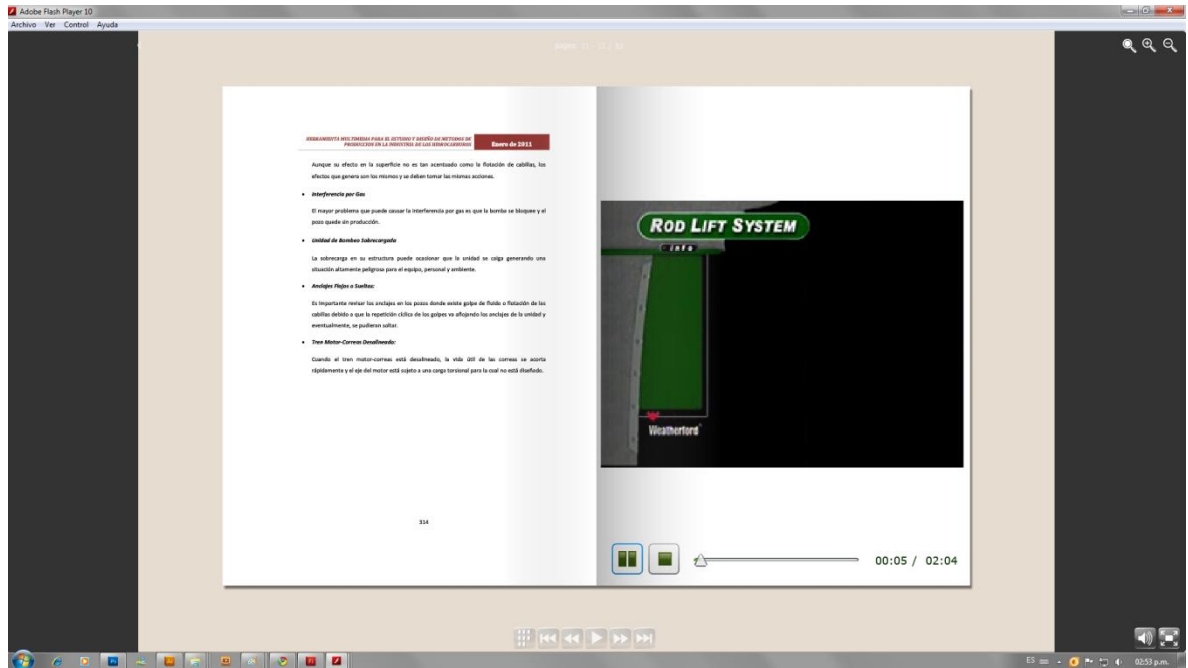
En cuanto a los Videos, gráficos y animaciones, la herramienta multimedia Métodos de Producción, cuenta con un material variado que además de texto, como se mencionó anteriormente, incluye gráficos, esquemas, videos y animaciones. Las animaciones se encuentran distribuidas en todo el contenido, los videos se encuentran en el numeral 6 y 7 ya que es la parte en la cual se hace necesaria esta aplicación. Las animaciones se encuentran divididas en dos grupos: animaciones directas y animaciones interactivas. Las primeras se visualizan automáticamente y para acceder a las segundas, simplemente basta con hacer click en el objeto predeterminado (Figura 60); y para la reproducción de los videos se da click en el botón complementario destinado “Reproducir”. (Figura 61).

Figura 60. Visualización de las animaciones



Fuente: Los Autores

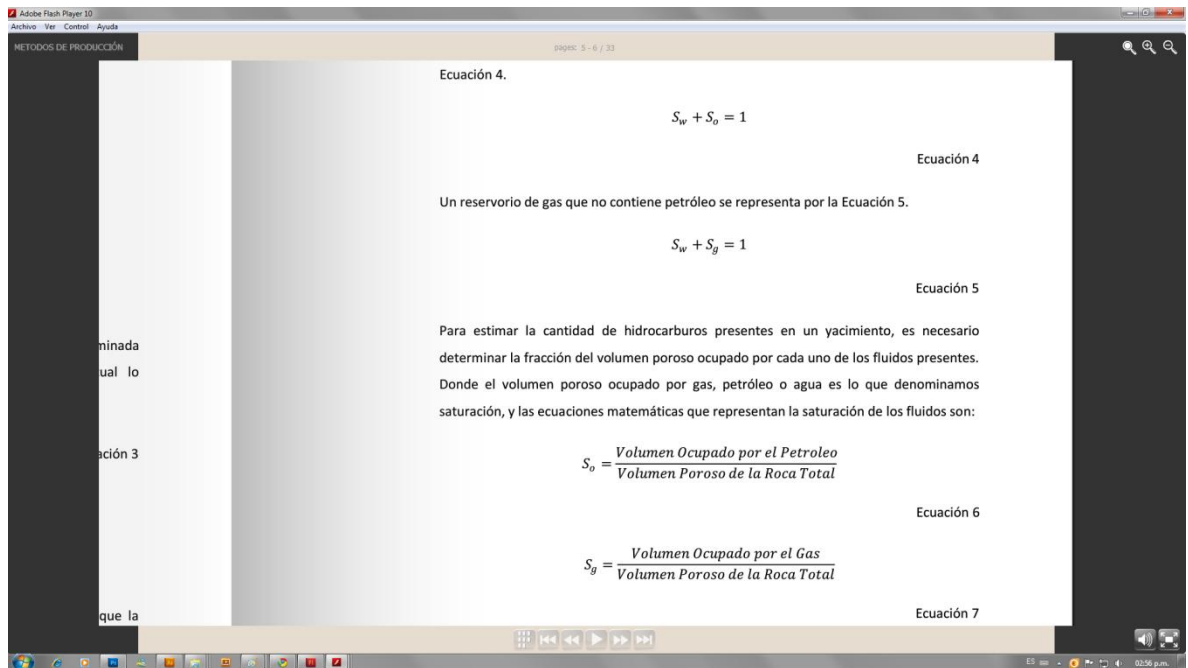
Figura 61. Visualización de los videos.



Fuente: Los Autores

Es importante resaltar que esta herramienta posee un Zoom óptico el cual permite al usuario visualizar de una mejor manera las ecuaciones, gráficos, animaciones y demás, con la finalidad de obtener una mejor calidad de imagen (ver figura 62) sus botones serán especificados en la sección botones complementarios.

Figura 62. Visualización del Zoom Óptico en la herramienta



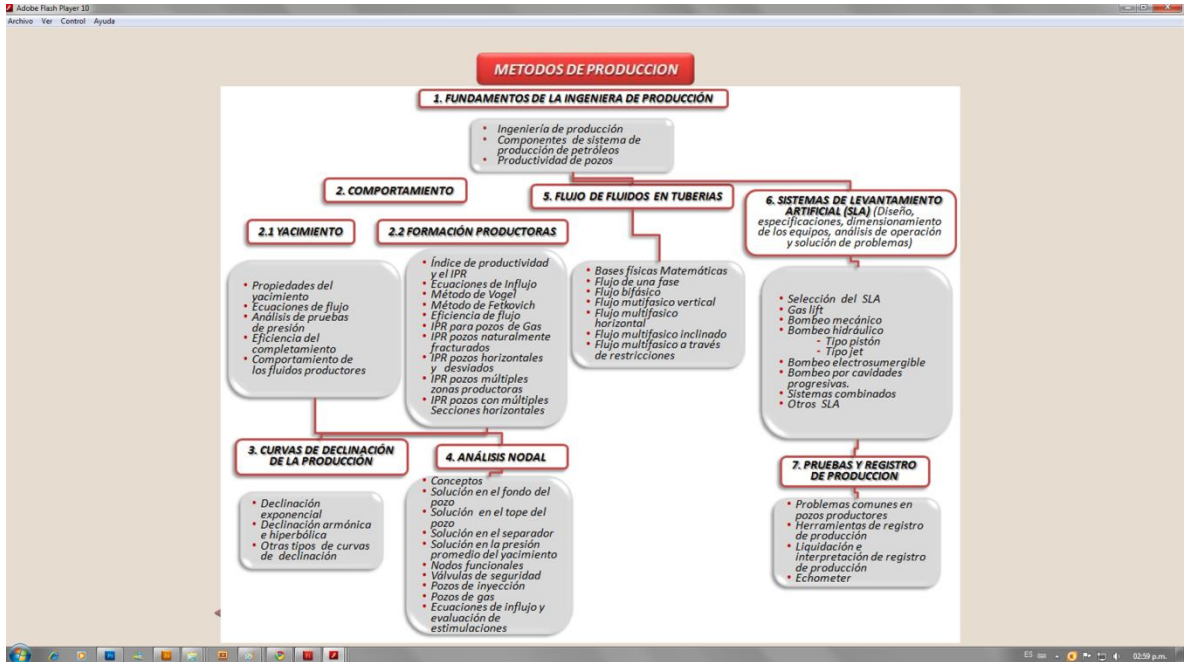
Fuente: Los Autores

4.3 ACCESO A LA INFORMACIÓN

Para acceder a la información textual, gráfica y animada de la herramienta multimedia Métodos de Producción, es necesario tener claro, cuál es el tema que se desea investigar. Para ello el usuario puede consultar en el contenido de la herramienta, el ítem, Métodos de Producción. Ver figura 63. Opción que le llevará al mapa conceptual del contenido, aunque también en el Capítulo 3 de este libro se puede acceder a esta información. Una vez seleccionado el tema puede proceder a ejecutar la aplicación y buscar el tema de consulta en las secciones establecidas para cada tema. Como ejemplo se mostrará el procedimiento a seguir para acceder a la información concerniente al Sistema de Levantamiento Artificial.

Se accede a la herramienta multimedia “Métodos de Producción”, ejecutando la aplicación Métodos de Produccion.exe previamente guardada en el equipo.

Figura 63. Visualización del mapa conceptual contenido de la herramienta

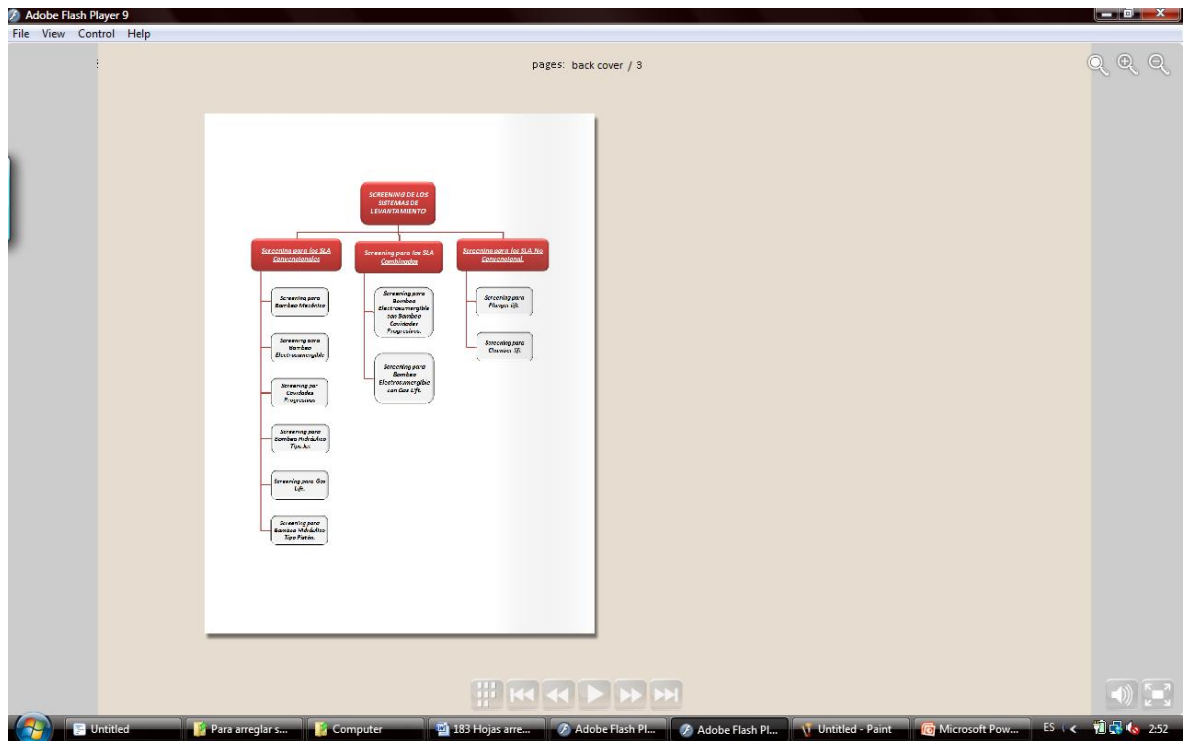


Fuente: Los Autores

Luego de haber accedido a la herramienta, se va la opción de panel de entrada contenido de la herramienta y en su menú principal se da la opción – Sistemas de Levantamiento Artificial. Este nos llevará a la subplataforma que se visualiza como un libro interactivo en donde podemos llegar a la sección deseada por medio de las pautas que se dieron en los numerales anteriores.

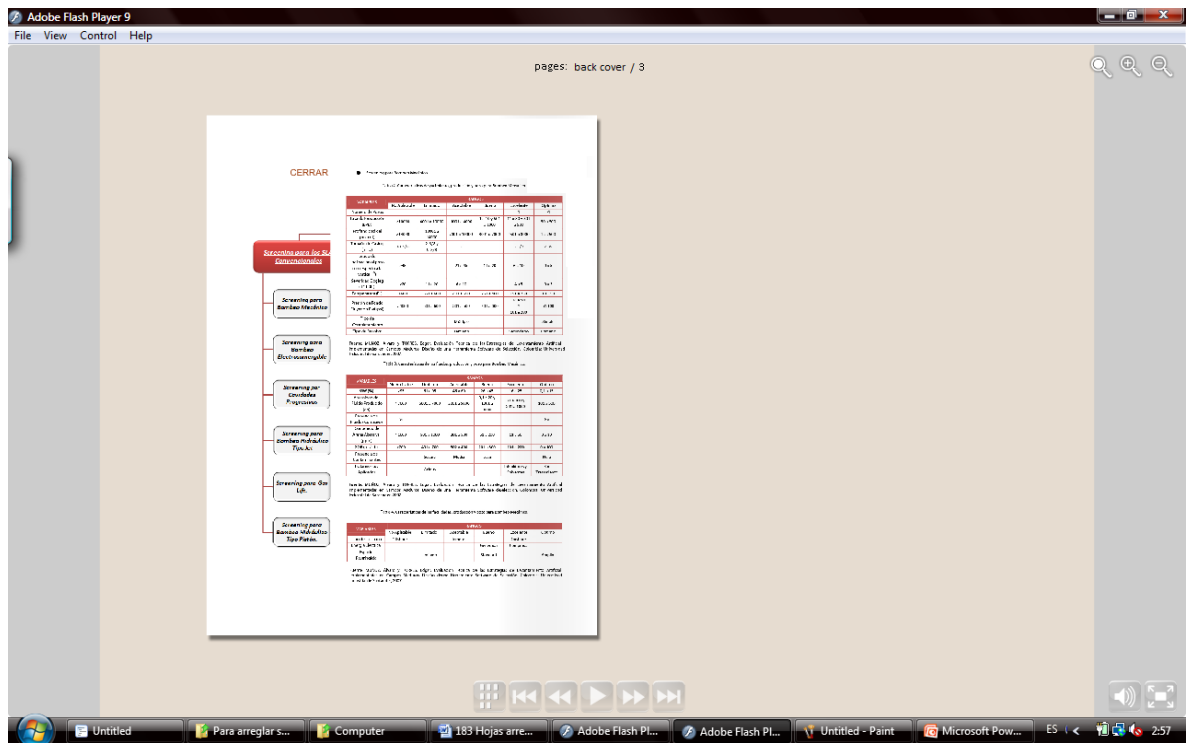
Navegando entre el contenido encontramos una serie de graficas, mapas conceptuales, videos interactivos referentes a los Sistemas de Levantamiento Artificial, para mencionar alguno: el mapa conceptual de los screening ver figura 64. Que al hacer click en los recuadros permite desplegar la información de las tablas de los screening de cada Sistema de Levantamiento Artificial. Ver figura 65.

Figura 64. Visualización del mapa conceptual de los screening en la herramienta



Fuente: Los Autores

Figura 65. Visualización del despliegue del mapa conceptual de los screening.



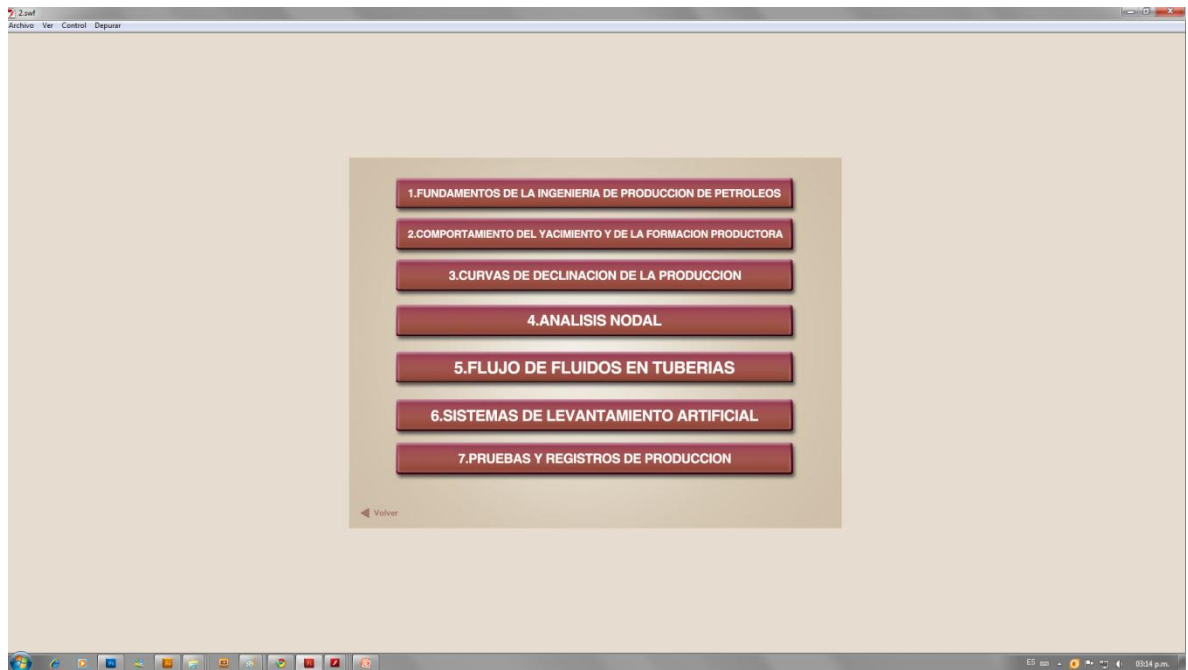
Fuente: Los Autores

Finalmente, el usuario tiene acceso a toda la información de cada SLA en los cuales se especifican: diseño, especificaciones, dimensionamiento de los equipos, Análisis de operación, ventajas y desventajas y solución de problemas entre otros.

4.4 SISTEMA DE EVALUACIÓN

El modulo para acceder al sistema de evaluación puede encontrarse en la ventana de inicio (Numeral 4.2.1.). En este pueden encontrarse una serie de preguntas divididas según el tema a evaluar, de esta forma, se visualizará una ventana con siete ítems (Ver Figura 66).

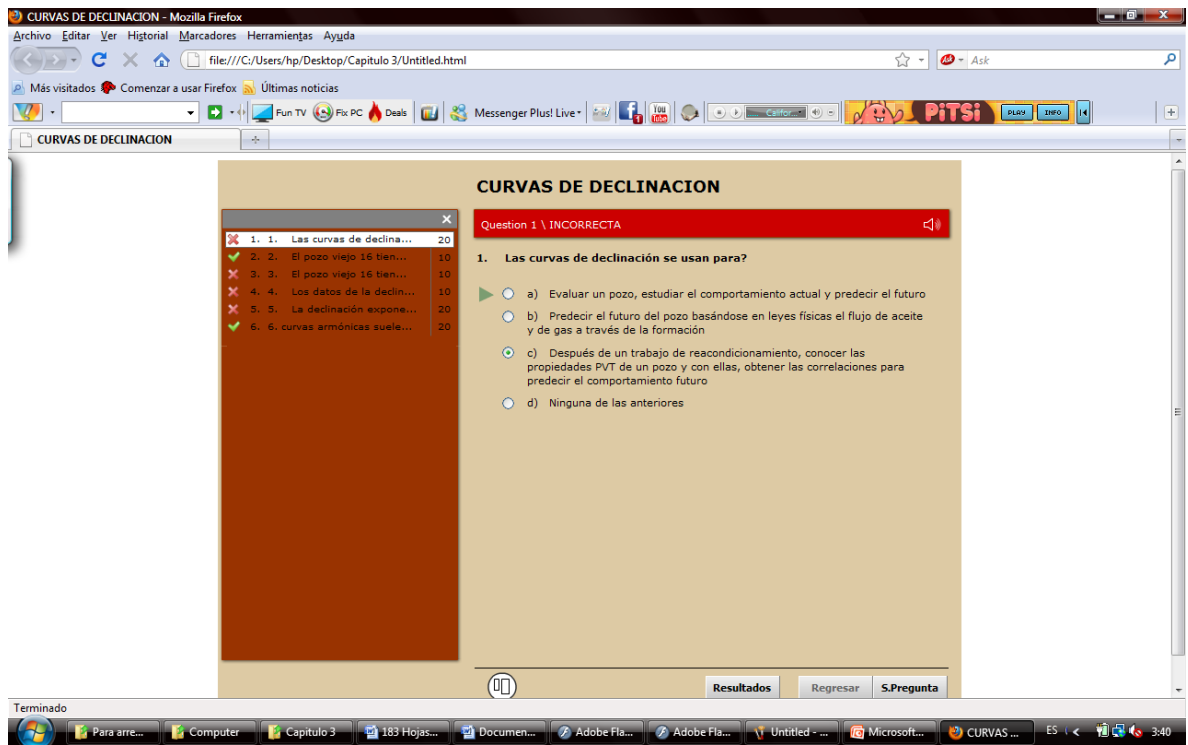
Figura 66. Ventana de visualización del sistema de evaluación.



Fuente: Los Autores

Aquí el usuario tiene la libertad de elegir el tema que desea evaluar mediante una serie de preguntas del tipo selección múltiple con única respuesta y la opción de verdadero y falso. La estructura de evaluación se basa en contestar todas las preguntas asignadas para el capítulo elegido, donde se da un porcentaje obtenido evaluando así los conceptos adquiridos al finalizar el proceso de evaluación. Este sistema permite a través botones complementarios proporcionar la opción de revisar nuevamente las preguntas con su solución y la dada por el usuario. Ver figura 67.

Figura 67. Visualización de los resultados del sistema de evaluación.de la herramienta.



Fuente: Los Autores

4.5 MÓDULO DE AYUDA

El módulo de ayuda está dispuesto para que el usuario tenga acceso a información complementaria de la herramienta multimedia Métodos de Producción. Aquí se tendrá acceso a tres ítems como se aprecia en la Figura 68.

Figura 68. Visualización del Módulo de Ayuda.



Fuente: Los Autores

Los tres ítems establecidos para esta sección son:

- Un documento en versión PDF del manual del contenido de la herramienta.
- El manual del usuario de la herramienta multimedia Métodos de Producción (Versión PDF).
- Referencias Bibliográficas utilizadas para el desarrollo de la herramienta.(Versión PDF)

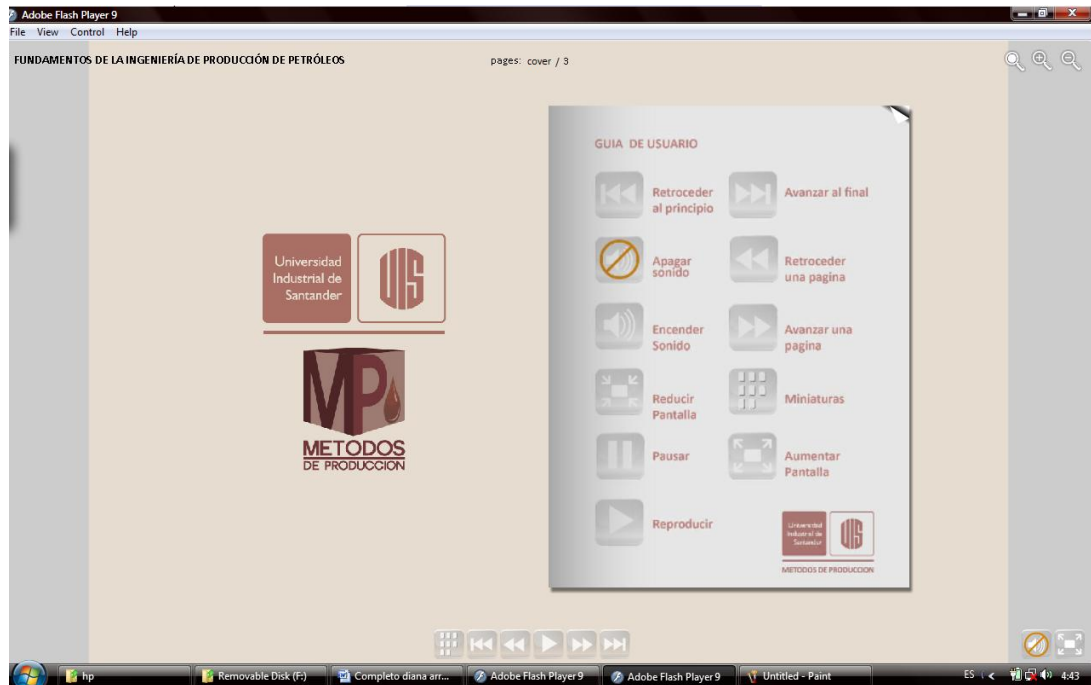
4.6 BOTONES COMPLEMENTARIOS

Los botones complementarios se dividen en dos secciones

- **Botones complementarios del contenido de la herramienta.**

A continuación se mencionaran los botones para la navegación del contenido.los cuales se observan en la figura 69.

Figura 69. Botones complementarios de la herramienta



Fuente: Los Autores

Especificación de las funciones para los botones complementarios.

- ✓ Botón de Retroceder al Principio

Figura 70. Botón de retroceder al principio



Fuente: Los Autores

Este botón le permite al usuario llegar a la primera página, donde se encuentra la guía del usuario.

- ✓ Botón de Avanzar al final

Figura 71. Botón de Avanzar al final



Fuente: Los Autores

Este botón le permite al usuario avanzar a la última página de manera inmediata.

- ✓ Botón de Apagar el sonido

Figura 72. Botón de apagar el sonido



Fuente: Los Autores

Este botón le permite al usuario la opción de apagar el sonido de la aplicación mientras se encuentra navegando.

- ✓ Botón de Encendido de sonido

Figura 73. Botón de encender el sonido



Fuente: Los Autores

Permite al usuario el acceso al encendido de sonido mientras se encuentra navegando en el contenido de la herramienta.

- ✓ Botón de retroceder una pagina

Figura 74. Botón de retroceder una pagina



Fuente: Los Autores

- ✓ Botón de página siguiente

Permite al usuario llegar a la página anterior de la sección en la que se encuentra.

Figura 75. Botón de página siguiente



Fuente: Los Autores

Este botón se utiliza con la finalidad de llegar a la página anterior.

- ✓ Botón de aumentar pantalla

Figura 76. Botón de aumentar la pantalla.



Fuente: Los Autores

Permite al usuario aumentar el tamaño de la pantalla a una versión completa.

- ✓ Botón de reducir pantalla

Figura 77. Botón de reducir la pantalla



Fuente: Los Autores

Este botón me permite reducir el nivel de tamaño de la pantalla en la cual me encuentro navegando.

- ✓ Botón miniatura

Figura 78. Botón miniatura



Fuente: Los Autores

Este botón es llamado miniatura, porque permite ver las hojas del contenido en miniatura en la parte inferior de la pantalla, siendo otra forma fácil de navegación.

- ✓ Botón de reproducir

✓

Figura 79. Botón de reproducir



Fuente: Los Autores

Este botón es utilizado para que las páginas de la herramienta se reproduzcan automáticamente.

- ✓ Botón de pausar

✓

Figura 80 Botón de pausar.



Fuente: Los Autores

Botón utilizado para dos opciones la primera pausar la herramienta cuando se encuentra activada en su interacción de paginación automática realizada con el botón reproducir y la segunda para pausar los video en el momento que se deseo.

- ✓ Botón de aumento del zoom óptico.

Figura 81. Botón de aumento del zoom óptico



Fuente: Los Autores

Este botón me permite aumentar el tamaño de la visualización en la pantalla del elemento o sección deseada.

- ✓ Botón de disminución del zoom óptico.

Figura 82. Botón de disminución del zoom

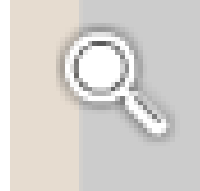


Fuente: Los Autores

La función que cumple este botón es disminuir el tamaño de visualización en la pantalla del elemento o sección que desee.

- ✓ Botón de tamaño normal para el zoom óptico.

Figura 83. Botón para regresar al tamaño normal para zoom opta



Fuente: Los Autores

La finalidad de este botón es regresar al tamaño normal después de haber utilizado algún botón complementario de Zoom –optico

- ***Botones complementarios el sistema de evaluación.***

- ✓ Botón de sonido.

Figura 84. Botón de sonido

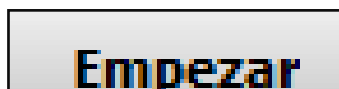


Fuente: Los Autores

Este botón me permite la opción de encender y apagar el sonido cuando lo desee.

- ✓ Botón de empezar a contestar las preguntas.

Figura 85. Botón de empezar a contestar las preguntas

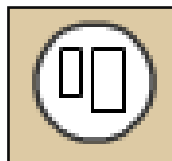


Fuente: Los Autores

Al dar click en este botón se accede a tomar o efectuar la evaluación

- ✓ Botón de ventana informativa (Pop Art)

Figura 86. Botón de ventana informativa (Pop art)

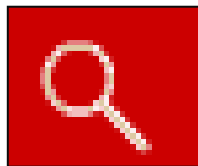


Fuente: Los Autores

Este botón tiene como funcionalidad abrirme una ventana informativa para corroborar respuestas de las preguntas.

- ✓ Botón para revisar las respuestas verdaderas y las seleccionadas por el usuario.

Figura 87. Botón para revisar las respuestas verdaderas y las seleccionadas



Fuente: Los Autores

Con este botón accedo a revisar las respuestas verdaderas y las seleccionadas.

- ✓ Botón para imprimir.

Figura 88. Botón para imprimir



Fuente: Los Autores

Botón que da la acción de imprimir los resultados,

CONCLUSIONES

- La herramienta multimedia presenta información completa y organizada del total del contenido programático de la asignatura Métodos de Producción, del plan de estudios del programa de la Ingeniería de Petróleos, de una manera didáctica y fácil de uso.
- Esta Herramienta fue diseñada como un apoyo al docente, facilita la exposición de los temas y permite dedicar más tiempo al análisis, refuerzo de conceptos, y manejos de otras situaciones de interés.
- El contenido audiovisual de la herramienta favorece la asimilación del material teórico obtenido en el aula de clase, facilita la comprensión de procedimientos, conceptos y en general incrementando la posibilidad de aprendizaje.
- La herramienta permite al estudiante un total aprovechamiento de su tiempo, pues puede manejar el material con autonomía y profundizar en las temáticas que mas trabajo requiera.
- Con este trabajo se contribuyo al mejoramiento de los procesos de enseñanza de la escuela de Ingeniería de Petróleos, incentivando a otras personas a desarrollar herramientas que permitan complementar la labor de los docentes.

RECOMENDACIONES

- La Herramienta desarrollada, aplicada a la asignatura Métodos de Producción no debe ser la única fuente al momento de estudio, sino un valioso apoyo para el estudiante en el proceso del aprendizaje.
- La Herramienta debería publicarse en un sitio Web, es decir, ampliar el nivel de acceso para que tanto docentes como estudiantes, de diversas comunidades académicas, tengan acceso a ella sin restricción alguna, pudiendo obtener beneficios para su formación, mediante la aplicación de este material didáctico.
- Es importante que se continúen desarrollando este tipo de herramientas, para otras asignaturas del plan de estudios, para que el estudiantado tenga diversos soportes en cuanto al desarrollo de las asignaturas del pensum de ingeniería de petróleos.
- Para obtener mejores resultados, el uso de la herramienta debe contar con acompañamiento docente cualificado, para apoyar al estudiante en aquellos temas que le presenten mayor dificultad, sobre en los aspectos conceptuales o teóricos.
- El sistema de evaluación implementado en la herramienta se realizó con propósitos de refuerzo, por tanto se recomienda que la asignatura como tal sea evaluada por el profesor de acuerdo con su propio sistema pedagógico y didáctico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- MAGGIOLO Ricardo. Gas lift básico. Curso taller. Instalaciones ESP OIL. Maracaibo Venezuela 2004
- NIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill 1987
- MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2007.
- GIL, Julián y ROLON, José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. Colombia: Universidad industrial de Santander, 2009.
- VANEGAS PEREZ, Daniel Andrés y GONZÁLEZ GONZÁLEZ Christian Leonardo. Herramienta multimedia para el estudio del área de perforación de pozos en el programa académico de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2010
- <http://www.monografias.com/trabajos37/tecnologias-comunicacion/tecnologias-comunicacion.shtml>
- <http://www.cibersociedad.net/archivo/articulo.php?art=218>
- PDVSA CIED (Centro Internacional de Educación y Desarrollo). Diseño de Instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. CIED 2001, Filial de petróleos de Venezuela, S.A
- OROZCO IBARRA, Andrés Fernando & ROCHA SALDARRIAGA, Nelson Armando. Determinación de potenciales (IPR) en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación Montecarlo. Bucaramanga. 2008.

- ECONOMIDES, Michael J. & HILL A. Daniel. Petroleum production systems. Prentice hall. 1994
- UTRIA ROBINSON, Luz María. Estimación teórica de permeabilidad en yacimientos naturalmente fracturados verticalmente. Bucaramanga. 2007
- AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook, second edition. Copyright 2001 by Butterworth Heinemann
- RUNGTIP KAMKOM, M.S. Análisis de rendimiento de influjo bifásico en pozos horizontales. Universidad de Texas 2004
- GUO, Boyun, SUN, Kai & GHALAMBOR, Ali. Well Productivity Handbook: Vertical, Fractured, Horizontal, Multilateral and Intelligent Well. Gulf Publishing Company. 2008.
- BOYUN Guo, SPE, U. of Louisiana at Lafayette; JINKUI ZHOU, Daging Vocational College; & KEGANG Ling, SPE, and GHALAMBOR, Ali, SPE, U. of Louisiana at Lafayette. 2008. A Rigorous Composite-Inflow-Performance Relationship Model for Multilateral Wells. SPE 100923
- DE SALES BASTOS, Paola Andrea & MORENO DELGADO, Edwin Stivens. Construcción de una aplicación computacional para el pre diseño de un fracturamiento hidráulico. Bucaramanga. 2008
- BEGGS H., Dale. Production optimization using NODAL analysis. OGCI and petroskills publications 1991
- DORADO ZUBIRÍA, Jairo David & OLIVARES MERCADO, Fabián Alfonso. Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico. Bucaramanga. 2006.
- SUK KYOON, Choi, SPE, The University of Texas at Austin, & LIANG-BIAO Ouyang, SPE, & WANN-SHENG (Bill) Huang, SPE, Chevron Energy Technology Company. 2008. A Comprehensive Comparative Study on Analytical IP/IPR Correlations. SPE 116580

- STANDING, M. B. Standard Oil Co of California. Concerning the Calculation of Inflow Performance of Wells Producing from Solution Gas Drive. Reservoirs Journal of Petroleum Technology. September, 1971.
- Shell Oil Co. Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Wells. Vogel, J.V. Production Estimation. SPE 1476. January, 1968.
- K.Thomas, B.J. Todd, C. E. Evans, and R.G. Pierson, Phillips Petroleum Company. Horizontal Well IPR Calculations. SPE 36753. L. 1996.
- BINGGUANG Huang, SPE, SHUZHILiu, and SHUNCHU Li, Southwest Petroleum Institute, LIANWU Li, Henan Petroleum Exploration Bureau, XINGLIN Zhang and ZHENGSHENG Chen, Xinjiang Petroleum Administration Bureau, China. A New IPR's Establishment and Solution for Horizontal Wells. SPE 39570. 1998.
- BROWN, Kermit E., SPE, & LEA, James F., SPE. Nodal systems analysis of oil and gas wells. Copyright 1985, society of petroleum engineers. SPE 14714.
- RAFIQUL AWAY, M., HEINZE, Lloyd R. & HERD, Bob L.Tech university. A new nodal analysis technique helps improve well completion and economic performance of natured oil fields. Copyright 2009, society of petroleum engineers. SPE 120632.
- FORERO, G. MCFADYEN, K. TUNER, R. WARING, B. STEENKEN, E. Gas Lift Design Guide Management Of Artificial Lift Systems Artificial Lift Manual Part 2a. Report EP 93 – 2702. 1993.
- PARTIDAS, Héctor .Bombeo Mecánico optimización, diagnostico y operación. Instalaciones de PDVSA. San Edo. Anzoategui. Venezuela 2003.
- RODRIGUEZ PAEZ, William Givanny. ROBLES PEÑA, Carlos Alberto. Herramienta Software de levantamiento artificial convencional. Universidad industrial de Santander. 2010.
- CIED Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Falia de Petróleo de Venezuela S.A. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Venezuela. 2001.

- DIVISION DE HUGUES SERVICES COMPANY. Bombeo electrosumergible, Centrilift. Centro de capacitación.1982.
- CASTRO HERNANDEZ, Henry Fernando. GOMEZ MEJIA, Christian José. Evaluación de la depositacion de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2009.
- VARGAS, Edisalic. Bombeo electrosumergible. Universidad del oriente. 2008.
- RAMIREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. Venezuela. 2004.
- BRAVO, Martin. Generalidades del Bombeo Electrosumergible. Curso 8a semana técnica internacional de ingeniería de petróleos. 1994.
- HIRCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Oil Production.net Versión 2008
- CHOEN CHOEN, Edwin Anibal. JIMENEZ DIAZ, Ricardo Fabián, QUINTERO PEÑA, William. Implementación de una herramienta software para facilitar el diseño del Sistemas de bombeo hidráulico. Universidad Industrial de Santander. 1995.
- PACHECO R, Santiago. Aplicación del bombeo hidráulico en la producción de petróleo. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 1971.
- ROJAS GOMEZ, Clímaco Eduardo. SIERRA LESMES, Eder. Estudio de facilidad de reemplazo del sistema de bombeo hidráulico por bombeo electrosumergible en el campo Cantagallo-Yarigui. Universidad Industrial de Santander. 1988.
- BIZZOTTO Pablo, DE MARZIO Luciana, DALLE FIORE Rodrigo. Aplicación de los diferentes tipos de Plunger Lift en el yacimiento Cerro Dragon. Pan American Energy. 2001.
- WEATHERFORD. Plunger – Lift Systems Catalog. 2008.

- ARIAS PEDRAZA, Héctor Raúl. CHAPARRO LAITON, Néstor. Interpretación de los registros de producción. Universidad Industrial de Santander. 1987. 1-139 p
- DE LA PEÑA, Roberto. Registros de Producción (Conferencia) Occidental de Colombia. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga marzo 8 de 1991. 1 -80 p.
- Upco de Venezuela Consultores S.A. Pasos Básicos para Adquirir Data usando TOTAL WELL MANAGMENT. PDF