



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**APLICACIÓN DE UN ESTRANGULADOR DE FONDO
TIPO JET PARA PROLONGAR LA VIDA FLUYENTE
DE POZOS DE ACEITE**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

ROMERO RAMÍREZ VICTOR PEDRO

LÓPEZ SÁNCHEZ JAVIER

DIRECTOR DE TESIS: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA 2011

AGRADECIMIENTOS

Victor Pedro Romero Ramírez

Gracias Dios porque me has permitido cumplir un objetivo más en mi vida, por todas las bendiciones que en tu gran bondad has tenido hacia mí.

A la Universidad Nacional Autónoma de México:

Agradezco a esta gloriosa casa de estudios por arroparme en estos años, por brindarme las facilidades necesarias para culminar mi carrera, y orgullosamente puedo decir: “Hecho en CU”.

A mi mamá Elizabeth Ramírez:

Te agradezco mamá por llevarme de tu mano todas las etapas de mi vida, por enseñarme tus principios y valores, por apoyarme en mi carrera, por estar en las buenas y en las malas conmigo en momentos buenos y difíciles, gracias por aguantarme y por confiar en mí aunque soy tu diablo, gracias mamá sabes que te quiero mucho eres la mejor mamá y papá del mundo.

A mi abuela Teresa García:

Te agradezco abuela por enseñarme las cosas buenas en la vida, por ser una segunda madre para mí, por confiar en mí y por existir, este trabajo es también para usted, la respeto y la quiero más que nadie.

A mi hermano Alejandro Romero:

Hermano eres grande de nobleza, de carácter fuerte, inteligente, gracias por ser mi amigo de la infancia y adolescencia, por apoyarme, por quererme, por estar conmigo en las buenas y en las malas, ahora quiero que esto te sirva de ejemplo para que tu también tengas la necesidad de salir adelante y así darle una satisfacción a tu familia, te quiero niño.

A mi abuelo Pedro Ramírez:

Gracias por enseñarme a ser una persona responsable en el tiempo que hemos compartido, gracias por apoyarme y creer en mí.

A mis tíos:

Gracias tíos por apoyarme en todo lo que necesite durante mi carrera gracias por brindarme su apoyo incondicional los quiero mucho, en especial a mi tía Erendira Ramírez, que aunque nunca he estado de acuerdo contigo me has enseñado a ser una persona responsable e integra.

Al grupo SHAIIP del IMP:

Agradezco al Instituto Mexicano del Petróleo, principalmente al grupo “SHAIIP” por su apoyo en la realización de este trabajo en especial al Ing. Isaac Miranda Tienda y al Ing. Juan Antonio Castro Rodarte por la oportunidad y el tiempo necesario para concluir esta tesis, así como a todos los demás ingenieros que me brindaron su apoyo incondicional, Iván, Enrique, Daniel y Arturo,

A mis amigos de la infancia y adolescencia:

Les doy las gracias a ustedes que me brindaron su amistad sincera e incondicional en los momentos más duros, han estado presentes, me han apoyado, porque con ustedes viví momentos inolvidables y de crecimiento, gracias Baruch, Richie, Chapu, Javi, Irais, Chuz, Octavio, Leo, Asunción, Petunia, Dingler, Dormido, Mojarra, Calamardo, Diana, Chiquis, Pedro, Chapu, Manuel, Oscar, Mario, Anselmo, Ileana, y todos quienes hayan formado parte de ello, los estimo sinceramente. Quiero agradecer especialmente a ti Miriam por tu apoyo y por estar a mi lado en esta etapa tan importante en mi vida, sabes lo mucho que te quiero y respeto.

Agradezco a mi perro fiel, Milton por estar conmigo en las buenas y en las malas, no te preocupes yo me echo unas a tu salud. († q.e.p.d.).

A mis amigos de la Facultad de Ingeniería:

Les doy las gracias a todos los que compartieron una etapa muy importante en mi vida, vivimos muchas alegrías en esta gloriosa casa de estudios, pocas tristezas y me brindaron su amistad sincera, en especial a: Ángel, Carlos, Paco, Patricio, Cristino,

Blanca, Taylor, Ochomil, Jonatan, Matute, Iván Duran, Milhouse, Pedote, Adrian, Chata, Chema, Jimmy, Chorectil, Jorge, Morby, Pana, Bruno, Lalo, La Doña, Zavala, Edison, Julio, Marure, Gordo y a todos y cada uno de los que me han apoyado, gracias.

Así como un reconocimiento especial a Javier (Chabelo) por su amistad sincera a lo largo de la carrera, y por sus consejos y aportaciones en la realización conjunta de este trabajo de tesis.

A mis sinodales:

Agradezco al M.I. Francisco Sánchez Arredondo, al M.I. José Ángel Gómez Cabrera, al Ing. Israel Castro Herrera, al M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda y al M.I. Tomás Eduardo Pérez García, por el tiempo dedicado en la revisión de este trabajo, por sus sabias enseñanzas y consejos a lo largo de la carrera.

Javier López Sánchez

A Dios:

Gracias a Dios por alumbrar mi camino en aquellos momentos de debilidad, fortaleciéndome espiritualmente y mentalmente, permitiéndome llegar al final de mis estudios de licenciatura. Le estaré infinitamente agradecido por intervenir en mis mejores decisiones y por acompañarme siempre.

Al grupo SHAIIP:

Deseo expresar mis agradecimientos a todas las personas que integran el grupo SHAIIP, pero en especial a los ingenieros Isaac Miranda y Juan Castro, por la dedicación y apoyo que han brindado a este trabajo y por la confianza ofrecida desde que llegué al grupo.

A mi Madre:

Te agradezco el apoyo que me has brindado, pero principalmente te doy gracias por el esfuerzo que has hecho por darme lo necesario. Ahora te puedo decir que has fomentado en mí los mejores valores y has fortalecido mi carácter con la tenacidad que te caracteriza para educar a tus hijos. Te quiero.

A mi Padre:

Padre ni la distancia va impedir que te dedique estas líneas, te agradezco que me hayas escuchado y apoyado durante todo este tiempo. Te agradezco el sacrificio que has tenido por sacar a tus hijos a delante y permitirles estudiar una carrera. Te quiero.

A mis Hermanos:

Ewin, Josué, Daniel, Sergio y Alejandra; de todos he aprendido algo que me ha permitido seguir adelante, como su hermano mayor les doy las gracias por acompañarme y darme sus comentarios.

A mis amigos:

Les agradezco el apoyo incondicional a mis amigos que me han acompañado desde la prepa y en los cuales sigo compartiendo momentos, Daniel y Jonatan, gracias por sus consejos y su sinceridad para hacerme ver mis defectos.

Asimismo agradezco a todos mis compañeros y amigos que me han acompañado a lo largo de mi estancia en la facultad de ingeniería, pero en especial con los que compartí experiencias fuera de las aulas; no los enlisto por miedo a omitir algún nombre, gracias a todos.

Un sincero agradecimiento a mi compañero de tesis, Pedro, con quien he compartido proyectos e ilusiones durante estos años.

A mí:

Te agradezco tus virtudes y tus defectos, porque sin ellos no hubiera podido llegar a este punto y ser mejor de lo que fui.

**APLICACIÓN DE UN ESTRANGULADOR DE FONDO TIPO JET PARA
PROLONGAR LA VIDA FLUYENTE DE POZOS DE ACEITE**

Contenido	Página
INTRODUCCIÓN	1
RESUMEN	3
I. COMPORTAMIENTO DE POZOS	
1.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	6
1.1.1. Densidad	7
1.1.2. Densidad Relativa	7
1.1.3. Peso Específico	7
1.1.4. Volumen Específico	8
1.1.5. Compresibilidad	8
1.1.5.1. Compresibilidad del Aceite	
1.1.5.2. Compresibilidad del Gas	
1.1.6. Relación Gas-Aceite (RGA)	9
1.1.7. Relación de Solubilidad (Rs)	9
1.1.8. Factor de Volumen del Aceite	9
1.1.9. Factor de Volumen del Gas	10
1.1.10. Viscosidad	10
1.2. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN	10
1.2.1. Componentes del Sistema Integral de Producción	11
1.2.2. Flujo del Yacimiento al Pozo	13
1.2.3. Flujo en Tuberías	14
1.2.4. Flujo en Estranguladores	17
1.3. COMPORTAMIENTO DE POZOS FLUYENTES	19
1.3.1. Índice de Productividad	19
1.3.1.1. Índice de Productividad Constante ($P_{wf} > P_b$)	
1.3.1.2. Índice de Productividad Variable ($P_{wf} < P_b$)	
1.3.2. Método de Vogel	22
1.3.3. Método de Standing	23
1.3.3.1. Ecuación de Standing	
1.3.4. Ecuación de Harrison	27
1.3.5. Método de Fetkovitch	27
1.3.5.1. Método de Fetkovich-Vogel	

1.4.FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	30
1.4.1. Colgamiento	30
1.4.2. Resbalamiento	31
1.4.3. Velocidad Superficial	31
1.4.4. Patrón de Flujo	31
1.4.4.1. Importancia del Patrón de Flujo	
1.4.4.2. Tipos de Patrón de Flujo	
1.4.4.3. Factores que Afectan el Patrón de Flujo	
1.4.5. Comportamiento del Flujo Multifásico en la Tubería	32
1.5.FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL	33
1.5.1. Patrones o Regímenes de Flujo en Tuberías Verticales	33
1.5.2. Flujo de Burbuja	34
1.5.3. Flujo de Transición	34
1.5.4. Flujo de Bache	34
1.5.5. Flujo de Niebla	35
1.6.CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL	35
1.6.1. Criterios en el Desarrollo de las Correlaciones	36
1.6.2. Correlaciones	38
1.6.2.1. Gilbert	
1.6.2.2. Poettmann y Carpenter	
1.6.2.3. Baxendell y Thomas	
1.6.2.4. Duns y Ros	
1.6.2.5. Orkiszewski	
1.6.2.6. Beggs y Brill	
1.7.ANÁLISIS NODAL	40
1.7.1. Análisis Cualitativo del Sistema	41
1.7.1.1. Flujo en el Yacimiento	
1.7.1.2. Comportamiento del Flujo por la T. P.	
1.7.1.3. Terminación del Flujo Natural	
1.7.1.4. Efecto del Diámetro de la T. P.	
1.7.1.5. Efecto del Diámetro del Estrangulador	
1.7.1.6. Comportamiento del Flujo por la Línea de Descarga	
1.7.2. Elección del Nodo de Solución	49
1.7.3. Optimización de un Sistema de Producción	49
1.7.4. Relación Entre la Caída de Presión y la Relación Gas-Líquido	50

II.	ESTRATEGIAS DE EXPLOTACION PARA PROLONGAR LA VIDA FLUYENTE DE LOS POZOS	
2.1.	FLUIDO EN EL ESPACIO ANULAR	52
2.2.	CAMBIO DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN	54
2.3.	SARTA DE VELOCIDAD	56
2.4.	SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	59
2.4.1.	Bombeo Neumático Continuo	60
2.4.1.1.	Ventajas del BN	
2.4.1.2.	Desventajas del BN	
2.4.1.3.	Aplicaciones	
2.4.1.4.	Rangos de Aplicación	
2.4.2.	Bombeo Mecánico	62
2.4.2.1.	Ventajas del BM	
2.4.2.2.	Desventajas del BM	
2.4.2.3.	Rangos de Aplicación	
2.4.3.	Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)	66
2.4.3.1.	Ventajas del PCP	
2.4.3.2.	Desventajas del PCP	
2.4.3.3.	Aplicaciones	
2.4.3.4.	Rangos de Aplicación	
2.4.4.	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC)	69
2.4.4.1.	Ventajas del BEC	
2.4.4.2.	Desventajas del BEC	
2.4.4.3.	Rangos de Aplicación	
III.	ESTRANGULADOR DE FONDO TIPO JET	
3.1.	DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL ESTRANGULADOR	73
3.1.1.	Principios Teóricos	73
3.1.2.	Clasificación	75
3.1.2.1.	Estranguladores Superficiales	
3.1.2.2.	Estranguladores de Fondo	
3.1.3.	Fenómeno de Estrangulamiento	76
3.1.4.	Diámetro del Estrangulador	77
3.2.	ESTRANGULADORES DE FONDO	78
3.2.1.	Propósito para Estrangular el Fondo del Pozo	79

3.2.2.	Influencia del Diámetro y Profundidad del Estrangulador de Fondo	80
3.2.3.	Uso Conjunto de Estrangulador de Fondo con Uno de Superficie	82
3.2.4.	Desarrollo de Estranguladores de Fondo por Compañías	83
3.3.	ESTRANGULADOR DE FONDO TIPO JET	85
3.3.1.	Descripción de los Componentes del EDF-Jet	89
3.3.2.	Sistemas del EDF-Jet	91
3.3.2.1.	Sistema de Anclaje	
3.3.2.2.	Sistema de Hermeticidad	
3.3.2.3.	Sistema Controlador de Flujo	
3.3.3.	Especificaciones Técnicas del EDF-Jet	93
3.3.4.	Tecnología del EDF-Jet	94
3.3.5.	Procedimientos de Instalación, Operación y Retiro	98
3.3.6.	Programa Operativo General	99
3.3.6.1.	Actividades Previas	
3.3.6.2.	Instalación del Estrangulador de Fondo Tipo Jet	
3.3.7.	Ventajas y Desventajas	100
IV.	APLICACIÓN EN CAMPO DEL EDF-JET	
4.1.	DESCRIPCIÓN DE LA FORMACIÓN	101
4.1.1.	Geología Estructural	103
4.1.2.	Estratigrafía	104
4.1.3.	Trampa	105
4.1.4.	Roca Generadora	105
4.1.5.	Sello	105
4.1.6.	Yacimiento	106
4.2.	ANTECEDENTES DEL POZO REYES 49	106
4.2.1.	Mediciones	108
4.2.2.	Registros de Presión	109
4.3.	SIMULACIÓN DEL POZO REYES 49	111
4.3.1.	Comportamiento Actual del Pozo	111
4.3.2.	Sensibilización con EDF-Jet	113
4.3.3.	Resultados del Análisis Nodal	114
4.3.4.	Conclusiones de la Simulación	116
4.4.	FABRICACIÓN Y PRUEBAS DE LABORATORIO DEL EDF-JET	116
4.4.1.	Diagrama	117
4.4.2.	Pruebas de Laboratorio	118

4.5. INSTALACIÓN DEL EDF-JET EN EL POZO REYES 49	120
4.5.1. Programa Operativo para la Instalación del EDF-Jet en el Pozo Reyes 49	120
4.5.1.1. Actividades Previas	
4.5.1.2. Instalación del Estrangulador de Fondo Tipo Jet	
4.5.2. Bitácora de Instalación	122
4.5.3. Conclusiones de la Instalación del EDF-Jet en el Pozo Reyes 49	122
4.6. ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DEL EDF-JET EN EL POZO REYES 49	123
4.6.1. Registros de Presión	123
4.6.2. Mediciones	126
4.6.3. Ajuste del Modelo de Simulación	128
4.6.4. Análisis del Comportamiento del Pozo Reyes 49 con EDF-Jet	131
4.6.5. Conclusiones del Análisis del Comportamiento del Pozo Reyes 49 con EDF-Jet	134
CONCLUSIONES	136
NOMENCLATURA	140
BIBLIOGRAFÍA	143

INTRODUCCIÓN

El tiempo requerido para explotar un yacimiento productor de aceite está directamente relacionado con el ritmo de producción, que a su vez repercute en la energía del yacimiento; es decir que el gasto depende de la presión de fondo fluyendo. Esta presión se controla, en cierto grado, por las condiciones de explotación impuesta al pozo, como son: presiones de separación, diámetros y longitudes de las líneas de descarga y producción, estranguladores, sistema artificial de producción empleado, etc.

La explotación de un yacimiento termina, generalmente, cuando deja de ser costeable su producción de hidrocarburos; es decir, el gasto mínimo económico y la presión de abandono dependen de los costos de operación. Esto se debe a una mala explotación por factores económicos o simplemente por una declinación abrupta por las características del yacimiento. Por lo que se tiene que hacer una mejor administración de la energía del yacimiento. Atendiendo el problema antes mencionado el IMP por medio del grupo SHAIPI diseñó un dispositivo que estrangula el fondo del pozo para prolongar la vida fluyente de este, entre otras aplicaciones.

La presente tesis se desarrolla en cuatro capítulos que explican los fundamentos y aplicación de los estranguladores de fondo y una descripción de la tecnología EDF-Jet. En el primer capítulo se presentan los principales temas para dar una breve descripción de las definiciones empleadas en relación con el comportamiento de pozos. Este capítulo tiene como objetivo; en primera instancia, mencionar como cambian las principales propiedades de los fluidos durante su trayectoria de explotación desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales, para posteriormente estudiar el sistema de producción como una unidad integral de los diferentes elementos en donde se tiene un cambio de energía, para esto se incluye todos los modelos que tratan de describir el comportamiento de la explotación de los hidrocarburos desde el sistema roca-fluido hasta el cambio que sufren los fluidos en las tuberías de producción, para entender el principal problema de transporte de flujo multifásico en la tubería de producción.

El capítulo dos se centra en el entendimiento de las principales estrategias convencionales y no convencionales que en la actualidad se utilizan para prolongar la vida fluyente de los pozos; para posteriormente entrar en el tercer capítulo donde se

menciona el principio de funcionamiento e historia de los estranguladores convencionales de superficie y de fondo, para tener un mejor entendimiento y como introducción al estudio de la tecnología de invención del EDF-Jet.

Se presenta la aplicación del EDF-Jet en el capítulo cuatro donde se muestra la instalación de este dispositivo en el pozo Reyes 49 perteneciente al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) y el seguimiento posterior a su instalación.

Por último se condensan los resultados de la aplicación de los estranguladores de fondo y los beneficios que se tienen al instalar este dispositivo para alargar la vida productiva del pozo.

RESUMEN

La presente tesis muestra los beneficios que ofrece la tecnología de Estrangulador de Fondo Tipo Jet, desarrollada por el grupo multidisciplinario de ingenieros SHAIIP (Sistemas y Herramientas para la Adquisición de Información de Pozos) del Instituto Mexicano del Petróleo. Su principio de operación, está basado en generar una caída de presión en fondo del pozo que permita incrementar la presión de fondo, efecto seguido, la conservación de la energía del yacimiento y con esto, prolongar la vida fluyente del pozo.

Su campo de aplicación son los pozos productores aceite que declinan su producción en corto tiempo, por varias razones, entre las cuales está el depresionamiento prematuro de sus yacimientos y la producción temprana de agua y/o gas. Las causas se pueden encontrar en la naturaleza del mismo fluido y/o del yacimiento. Otros beneficios relacionados con el incremento presión de fondo provocado por el EDF-Jet son: la disminución del corte de agua en pozos con problemas de conificación y la disminución de la RGA en pozos que han alcanzado la presión de saturación o presión de burbuja a nivel de yacimiento

El Estrangulador de Fondo Tipo Jet es un dispositivo de sencilla aplicación, que se instala fácilmente en el interior de la tubería de producción utilizando línea de acero. El diseño del EDF-Jet permite profundizar el punto de instalación, en tuberías de tipo “Tubing Less” (las tuberías tipo Tubing Less son tuberías de producción que se cementan y toman las funciones de una tubería de revestimiento de explotación), hasta la cima del intervalo productor y en arreglos de pozos con empacador, hasta el extremo de la TP, de igual forma en sartas de velocidad, que va instalado en el extremo inferior de las mismas.

La diferencia esencial del EDF-Jet con un Estrangulador de fondo convencional está en la incorporación de un elemento innovador ubicado en el cuello de pesca, que realiza una mezcla homogénea del gas disuelto liberado con el aceite. A este nuevo diseño se atribuyen beneficios tales como: Evita la formación de baches de gas y aceite en la tubería de producción (producción mas estable), al cambiar el patrón de flujo se reducen las caídas de presión en la TP, y en conjunto con el aligeramiento de la columna

hidrostática por la liberación de gas disuelto (efecto BN), se reduce considerablemente el requerimiento de energía para llevar los fluidos del yacimiento a la batería.

La presente invención desarrollada por el grupo multidisciplinario de ingenieros SHAIIP de IMP, además de promover la formación de flujo estable en las tuberías, controla la producción de los pozos y administra la energía de los yacimientos, incrementando con ello el factor de recuperación, siendo esta una novedosa solución a la problemática planteada.

La aplicación de EDF-Jet se ha realizado con buenos resultados en el Activo Integral Poza Rica Altamira para el control del corte de agua en pozos de crudo pesado (Altamira 1013H), en el Activo Integral Bellota-Jujo el EDF-Jet se aplicó para controlar la producción de gas (Santuario 208). En el año de 2007 la instalación de EDF's convencionales realizada en campo Chicontepec reveló un potencial de aplicación enorme para herramientas de fondo para el mantenimiento de presión y con ello prolongar la vida productiva de los pozos recién perforados (Pozo Tajín 79).

A últimas fechas el EDF-Jet se está evaluando en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo como una estrategia integral para mantenimiento de la producción de los pozos (prolongar su vida fluyente y control de la producción de agua). En nuestro presente trabajo de tesis evaluaremos la aplicación que el EDF-Jet ha tenido en el pozo Corralillo 303 perteneciente al AIATG, con el objetivo principal de administrar la energía del yacimiento para prolongar la vida fluyente de dicho pozo.

Por todo lo anteriormente descrito podemos citar que es un objeto del EDF-Jet el control e incremento de la producción de un pozo mediante el aprovechamiento de la energía del yacimiento por la liberación de gas en el fondo del pozo, provocada por una caída de presión brusca en este mecanismo, que mejora el patrón de flujo en la tubería de producción y línea de escurrimiento, reflejado en la disminución de las caídas de presión por elevación y fricción en estas tuberías.

Otro objeto del EDF-Jet es promover el mantenimiento de presión del yacimiento.

Aún más otro objeto del EDF-Jet es aumentar la vida productiva del pozo y como beneficios asociados controlar la producción de agua, ya que este novedoso sistema provoca que la energía del gas que se libera en el fondo del pozos modifique el patrón de flujo corriente abajo del sistema, también promueve la redistribución de presión en el yacimiento, mejorando las condiciones de flujo en la vecindad del pozo.

CAPITULO I**COMPORTAMIENTO DE POZOS****1.1.PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS**

Las propiedades físicas de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y lo hacen diferente de otro. En la industria petrolera los fluidos que se manejan son el gas, aceite y agua de acuerdo a estas características podemos determinar el comportamiento del fluido bajo condiciones de presión y temperatura.

Las propiedades de los fluidos pueden determinarse por medio de:

Análisis de laboratorio (PVT).

(Presión, volumen, temperatura), los cuales se efectúan en muestras de fluidos sometidos a condiciones de interés; sin embargo, no siempre se dispone de ellos, ya sea que no pueden obtenerse las muestras apropiadas o porque no se justifican económicamente.

Correlaciones empíricas.

Se determinan a partir de información disponible como temperatura, presión y otros parámetros comúnmente en la superficie, como la relación gas-aceite producido (R), la densidad relativa del gas, densidad relativa del agua, el porcentaje de agua, etc. El uso de las correlaciones no siempre puede proporcionar resultados satisfactorios, ya que han sido desarrolladas en base a las propiedades de aceites provenientes de áreas geográficas definidas, por lo que el aceite de otras regiones presentan características diferentes en su composición a las analizadas, sin embargo se han generalizado su uso debido a que se presenta un error aceptable al comparar con datos de un PVT.

Análisis composicional de los fluidos.

Se pueden obtener las propiedades de los fluidos, mediante programas de computo existentes en el mercado, los cuales hacen uso de ecuaciones de estado y correlaciones empíricas, con la gran virtud de poder simular diferentes comportamientos para distintas condiciones de interés, ya sea combinando éstas o seleccionando algunas, en específico para obtener una mejor aproximación del parámetro deseado.

1.1.1. Densidad

Es la relación de la masa entre el volumen. Cantidad de masa contenida en un volumen unitario. La densidad de los fluidos depende fundamentalmente de su composición.

$$\rho = \frac{m}{V} \left[\frac{gr, Kg, lb}{cm^3, m^3, ft^3} \right] \quad (1.1)$$

1.1.2. Densidad Relativa

La densidad relativa o gravedad específica de una sustancia es el cociente de la densidad de ésta con la densidad de otra sustancia que se usa como patrón. El patrón debe de cumplir con las siguientes características, debe tener universalidad, debe ser abundante y barato. Para el caso de los líquidos la sustancia que se utilizara como patrón es el agua, a 4°C y 1 atmósfera de presión y para los gases se utilizará el aire a las mismas condiciones.

$$\gamma_{rl} = \frac{\rho_l}{\rho_{H_2O}} \quad \gamma_{rg} = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (1.2)$$

En la industria petrolera es muy común utilizar el término de grados API que es la escala utilizada por el “Instituto Americano del Petróleo” para expresar la gravedad específica de los aceites y se utiliza la ecuación siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.3)$$

1.1.3. Peso Específico

Relación del peso entre el volumen. Es la relación de la fuerza de gravedad sobre un volumen unitario de fluido.

Masa = Cantidad de materia contenida en una sustancia.

Peso = Es la fuerza con que un cuerpo es atraído hacia el centro de la tierra (w).

$$pe = \frac{m \cdot g}{V}, \quad \rho = \frac{m}{V}$$

$$\therefore pe = \rho \cdot g \quad (1.4)$$

1.1.4. Volumen Específico

Es el inverso del peso específico.

$$V_S = \frac{1}{pe} \left[\frac{cm^3}{gr_f}, \frac{m^3}{Kg_f}, \frac{ft^3}{lb_f} \right] \quad (1.5)$$

1.1.5. Compresibilidad

Es el cambio en volumen que experimenta un volumen unitario, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \left[\frac{1}{Kg/cm^2} \right] \quad (1.6)$$

1.1.5.1. Compresibilidad del Aceite

Es el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de aceite, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T \left[\frac{1}{Kg/cm^2} \right] \quad (1.7)$$

1.1.5.1. Compresibilidad del Gas

Se define como el cambio de volumen del gas debido al cambio de presión a una temperatura constante.

$$c_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right) \left[\frac{1}{Kg/cm^2} \right] \quad (1.8)$$

La ecuación (1.8) representa la compresibilidad para un *gas real*, en el caso de los *gases ideales* se tiene que $\frac{\partial Z}{\partial P} = 0$, con lo que obtenemos la ecuación para un gas ideal:

$$c_g = \frac{1}{P} \left[\frac{1}{Kg/cm^2} \right] \quad (1.9)$$

1.1.6. Relación Gas-Aceite (RGA)

Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y etapas de separación, afectan el valor de dicha relación.

$$RGA = \frac{V_g(ft^3)@ c.s.}{V_o(bbl)@ c.s.} \quad (1.10)$$

1.1.7. Relación de Solubilidad (Rs)

Es el volumen de gas disuelto a ciertas condiciones de presión y temperatura medido a condiciones estándar, entre el volumen de aceite medido a condiciones estándar.

$$Rs = \frac{V_g \text{ disuelto en el aceite @ c.s.}}{V_o @ c.s.} \quad (1.11)$$

La relación de solubilidad se puede obtener a partir de correlaciones entre las cuales se tienen:

- La correlación de M. B. Standing.
- Correlación de Vázquez.
- Correlación de Oistein.
- Correlación de J. A. Lasater.

1.1.8. Factor de Volumen del Aceite

Se define como el volumen de aceite (más su gas en solución) en el yacimiento, requerido para producir un metro cubico de aceite medido a condiciones de superficie. Al pasar el aceite del yacimiento a la superficie sufre disminución en presión y temperatura y ocurre liberación de gas presente en el aceite. Este proceso conduce a una merma del volumen de aceite del yacimiento al pasar a superficie.

$$BO = \frac{\text{Volumen de aceite+su gas disuelto @ c.y.}}{\text{Volumen de aceite @ c.s.}} \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \quad (1.12)$$

1.1.9. Factor de Volumen del Gas

El factor de volumen del gas, es definido como el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas medido a condiciones estándar.

$$Bg = \frac{\text{Volumen de gas @ c.y.}}{\text{Volumen de gas @ c.s.}} \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \quad (1.13)$$

1.1.10. Viscosidad

La viscosidad es la propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. La viscosidad puede ser vista como la resistencia interna de un fluido a fluir y por lo tanto, depende en gran medida de la densidad y la composición. La unidad de medida de la viscosidad μ normalmente referida como viscosidad dinámica es el centipoise o poise.

$$\mu = \nu \rho \quad [cp] \quad (1.14)$$

μ = Es la viscosidad dinámica o absoluta.

ν = Viscosidad cinemática.

ρ = Densidad del fluido.

1.2. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

Un sistema integral de producción es esencialmente un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización.

Cualquier caudal de agua producido, puede ser tratado y preparado para su re-inyección en el yacimiento, cuando existen las instalaciones de superficie necesarias para ello, o cuando se lleva a cabo un método de recuperación secundaria por inyección de agua en el yacimiento.

1.2.1 Componentes del Sistema Integral de Producción

Los componentes básicos del Sistema Integral de Producción son:

- a) Yacimiento
- b) Pozo
- c) Líneas de descarga
- d) Estrangulador
- e) Separadores y equipo de proceso
- f) Tanque de almacenamiento

En la Fig. 1.1 se muestra un esquema del Sistema Integral de Producción con sus principales componentes.

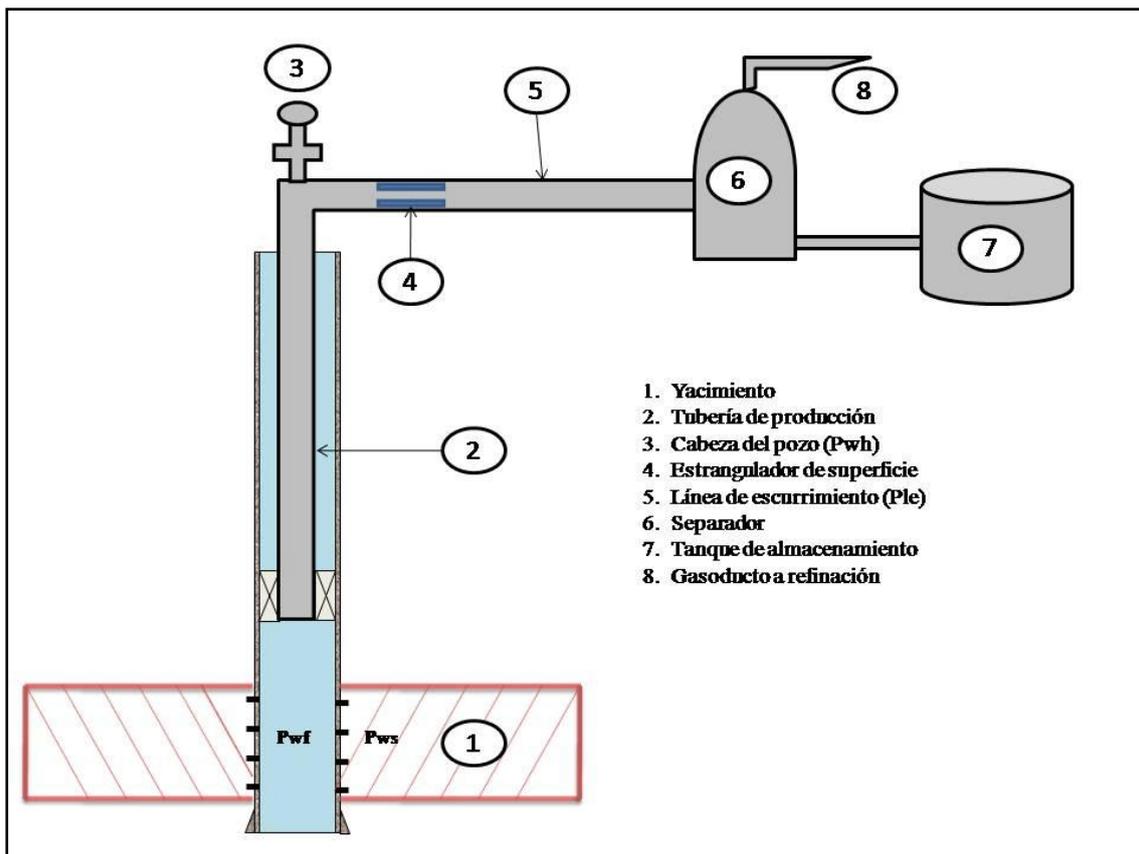


Fig. 1.1. Sistema Integral de Producción.

A continuación se definirán los componentes del Sistema Integral de Producción considerados para conocer la función de cada uno de ellos:

- **Yacimiento.** Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) Fuente, (2) Camino migratorio, (3) Trampa, (4) Almacenaje/porosidad, (5) Transmisibilidad/Permeabilidad.
- **Pozo.** Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.
- **Línea de descarga.** Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar el gas, aceite y en algunos casos agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada.
- **Estrangulador.** Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.
- **Separadores y equipo de proceso.** Son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que proviene directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).
- **Tanque de almacenamiento.** Son recipientes de gran capacidad para almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o bien, buque- tanques, usualmente utilizados en pozos localizados costa afuera.

1.2.2. Flujo del Yacimiento al Pozo

Uno de los componentes más importantes de un sistema integral de producción es el yacimiento. En esta área de flujo la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total. En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo ($P_{ws} - P_{wf}$). La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

En ingeniería petrolera se utiliza con mucha frecuencia la Ley de Darcy para describir el comportamiento de flujo en el yacimiento, la cual fue establecida por Henry Darcy (1856) a partir de diversos experimentos.

$$q = v \cdot A = -\frac{K \cdot A}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad (1.15)$$

Donde:

A :	Área total transversal al flujo,	[cm ²]
K :	Permeabilidad absoluta del medio poroso,	[Darcy]
q :	Gasto volumétrico a condiciones de flujo,	[cm ³ /seg]
v :	Velocidad del fluido,	[cm/seg]
$\frac{dP}{dx}$:	Gradiente de presión en la dirección de flujo	[atm/cm]
μ :	Viscosidad del fluido,	[cp]

El signo negativo asociado a la Ec. (1.15) se debe a que si dx es medido en la dirección de flujo, la presión P declina conforme x se incrementa. Esta declinación dará como resultado un valor negativo para $\frac{dP}{dx}$. Es por esto que el signo deberá ser incluido en la ecuación para asegurar que la velocidad v, sea positiva.

La Ley de Darcy, sólo es válida bajo las siguientes consideraciones:

- Medio homogéneo e isotrópico.
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.
- Temperatura constante.
- Flujo laminar.
- Fluido 100% agua, “monofásico”
- Condiciones estacionarias
- Fluido incompresible
- El fluido no reacciona con el medio

1.2.3. Flujo en Tuberías

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema, como se muestra en la Fig. 1.2.

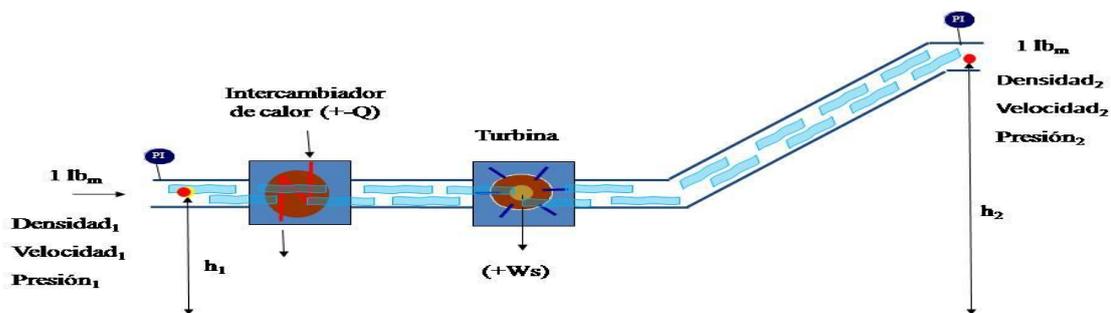


Fig. 1.2. Diagrama de flujo de un sistema aislado.

La ecuación general de energía expresa un balance de energía entre dos puntos en un sistema de flujo. De acuerdo con el principio de conservación de la energía, se establece que la energía de un fluido que entra en la sección 1 de una tubería, más el trabajo adicional realizado sobre el fluido entre las secciones 1 y 2, menos cualquier pérdida de

energía en el sistema entre esas secciones, 1 y 2, es igual a la energía del fluido que sale de la sección 2.

La ecuación general de energía se utiliza para resolver muchos problemas que involucran flujo multifásico en dirección vertical, horizontal o inclinada. A partir del principio de conservación de la energía se tiene que:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \quad (1.16)$$

Donde:

ΔW_f = Pérdidas de energía por fricción.

ΔW_s = Pérdidas de energía por trabajo externo.

E_1 = Energía por unidad de masa, en la posición uno.

E_2 = Energía por unidad de masa, en la posición dos.

Los términos E_1 y E_2 consideran las siguientes energías:

- *Energía de Expansión (E_e)*

$$E_e \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] = P \left[\frac{lb_f}{pie^2} \right] V_s \left[\frac{pie^3}{lb_m} \right] = P \cdot V_s \quad (1.17)$$

Donde:

V_s = Volumen específico $\left[\frac{pie^3}{lb_m} \right]$

- *Energía Potencial (E_p)*

$$E_p \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] = g \left[\frac{pie}{seg^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right] h[pie] = \frac{g}{g_c} h \quad (1.18)$$

- *Energía Cinética (Ec)*

$$E_c \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] = \frac{v^2}{2} \left[\frac{pie^2}{seg^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right] = \frac{v^2}{2g_c} \quad (1.19)$$

Donde:

$$v = \text{Velocidad} \left[\frac{pie}{seg} \right]$$

Sustituyendo las Ecuaciones (1.17), (1.18) y (1.19) en la Ec. (1.16), multiplicando ambos lados de la ecuación resultante por $\rho/\Delta L$, y considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo, se tiene la siguiente expresión:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} + \rho \frac{g\Delta h}{\Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c\Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} = 0 \quad (1.20)$$

Considerando positiva la caída de presión en la dirección del flujo se tiene:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{\Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c\Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad (1.21)$$

A esta ecuación se le acostumbra escribir de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{ac} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f \quad (1.22)$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_T = \text{Gradiente de presión total}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_e = \text{Gradiente de presión debido a la elevación}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{ac} = \text{Gradiente de presión debido a la aceleración}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f = \text{Gradiente de presión debido a la fricción}$$

En algunos pozos productores y en la mayoría de pozos inyectoros se tiene presente el flujo monofásico. Si se considera flujo monofásico, de un fluido incompresible, el flujo puede ser caracterizado como flujo laminar o turbulento dependiendo del valor del

Las presiones presentes en un estrangulador son:

$$P_e = \text{Presión corriente abajo (presión en la línea de descarga), } \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$P_{wh} = \text{Presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo), } \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

Cuando un gas o una mezcla de gas- líquido fluyen a través de un estrangulador, el fluido es acelerado de tal manera que alcanza la velocidad del sonido en el interior del estrangulador. Cuando esto ocurre, el flujo es llamado “flujo crítico”. Cuando se tiene flujo crítico en el estrangulador, las perturbaciones de presión corriente abajo del estrangulador no afectan a los componentes que están corriente arriba.

El flujo crítico ocurre cuando se cumple la siguiente igualdad:

$$\frac{P_e}{P_{wh}} \leq 0.5283 \quad (1.24)$$

Para flujo crítico, el gasto es una función de la presión corriente arriba, de la relación gas- líquido y del diámetro del estrangulador.

Las principales razones para instalar un estrangulador superficial en el pozo son:

- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- Mantener una producción razonable.
- Proteger el equipo superficial.
- Mantener suficiente contrapresión para prevenir la entrada de arena.
- Prevenir la conificación de gas y/o agua.
- Obtener el gasto de producción apropiado o conveniente.

1.3. COMPORTAMIENTO DE POZOS FLUYENTES

Un pozo fluyente desde el punto de vista de producción, puede definirse como aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tuberías verticales y líneas de descarga, estrangulador y el separador, con la propia energía del yacimiento.

Antes de instalar un sistema artificial de producción, es necesario tener un minucioso conocimiento del pozo fluyente. Se utilizan correlaciones de flujo multifásico para predecir el momento en que el pozo dejara de fluir, selección del diámetro de la tubería para un pozo nuevo, determinación de presiones de fondo fluyendo, índices de productividad, etc.

Para el adecuado entendimiento del comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar, de una manera simultánea, los diversos componentes que constituyen el sistema de producción, cada componente es una parte integrante y, por lo tanto cualquier factor que inflencie su comportamiento, influenciara también el resto del sistema. Estos componentes son el yacimiento, sistema subsuperficial y el sistema superficial.

Para realizar el análisis del comportamiento del sistema de producción se obtiene la presión de cada componente en función del gasto. El procedimiento para la determinación de las caídas de presión comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones básicas dentro del sistema. Se consideran constantes la presión estática del yacimiento y la presión de separación, los resultados obtenidos del estudio de un sistema de producción pueden presentarse gráficamente.

1.3.1. Índice de Productividad

Al evaluar la productividad de un pozo, el flujo de aceite hacia el mismo es directamente proporcional a la diferencia de presiones, entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyendo. A esta constante de proporcionalidad se le denomina Índice de Productividad.

Es decir,

$$q = J(P_{ws} - P_{wf}) \quad (1.25)$$

Por lo tanto tenemos que,

$$J = \frac{q}{(P_{ws} - P_{wf})} \quad (1.26)$$

Entonces el Índice de Productividad es una medida de la capacidad productiva de los pozos, se define como el gasto del pozo por unidad de abatimiento de presión. En este caso el Índice de Productividad está en función de la variación del gasto de producción con el abatimiento de presión.

En la práctica común se evalúa el Índice de Productividad en las primeras etapas de la explotación y se continúa utilizando este valor en etapas posteriores, siempre y cuando la P_{wf} sea mayor a P_b y el yacimiento esté sometido a empuje hidráulico.

Por lo que podemos definir que para un yacimiento con empuje hidráulico y con una P_{wf} mayor a P_b en Índice de Productividad será constante. Para un yacimiento con empuje por gas disuelto y con P_{wf} menor a P_b el Índice de Productividad cambiara en función de la recuperación acumulada

1.3.1.1. Índice de Productividad Constante ($P_{wf} > P_b$)

Si el Índice de Productividad es Constante (Figura 1.4), definimos a la P_{wf} como:

$$P_{wf} = P_{ws} - q/J \quad (1.27)$$

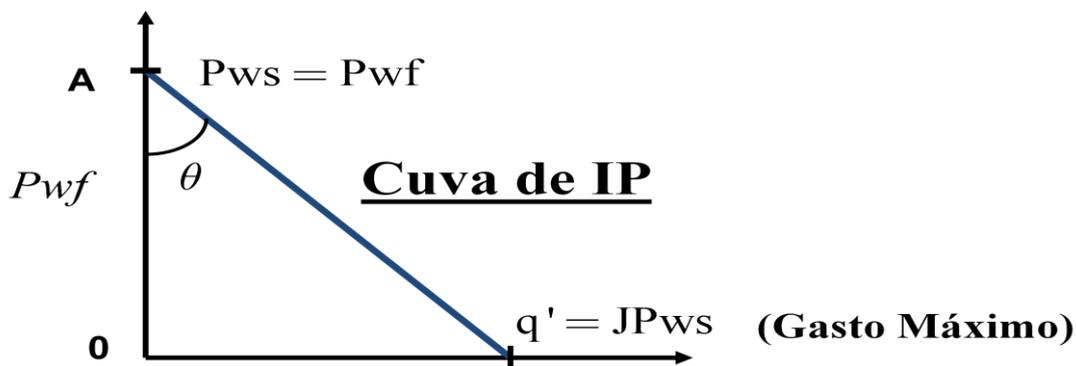


Fig. 1.4. IP para un yacimiento bajosaturado ($P_{wf} > P_b$).

Si $q = 0, P_{wf} = P_{ws}$ (Pozo cerrado)

Si $P_{wf} = 0, q = JP_{ws}$ (Potencial del pozo, Gasto máximo)

1.3.1.2. Índice de Productividad Variable ($P_{wf} < P_b$)

En este caso el Índice de Productividad está en función de la variación del gasto de producción con el abatimiento de presión (Figura 1.5), es decir:

$$J = \tan\theta = -\frac{dq}{dP_{wf}} \quad (1.28)$$

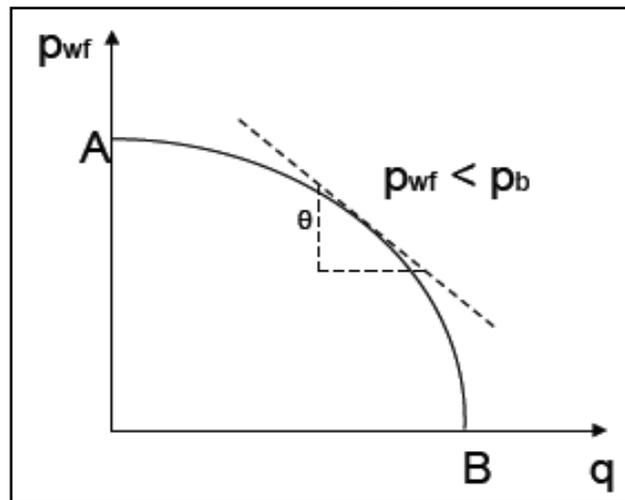


Fig. 1.5. IPR para un yacimiento saturado ($P_{wf} < P_b$).

En la Figura 1.6 se muestra una curva de IPR compuesta, primeramente con un comportamiento lineal, de un yacimiento bajosaturado y posteriormente cuando $P_{wf} = P_b$ deja de tener un comportamiento lineal, comienza a comportarse como un yacimiento saturado.

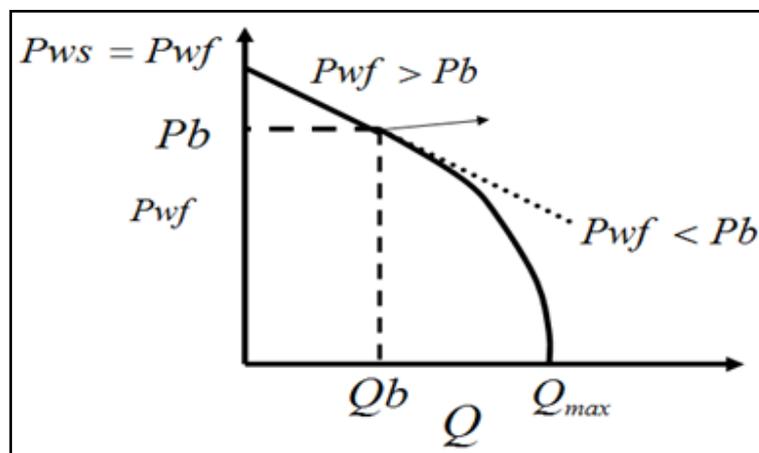


Fig. 1.6. Perfil completo del Índice de Productividad.

1.3.2. Método de Vogel

Obtiene las curvas de IPR de pozos, sin considerar aquellos que están dañados o estimulados. Se utiliza cuando la presión de fondo fluyendo se encuentra debajo de la presión de saturación (Figura 1.7), en yacimientos con empuje por gas disuelto. Como resultado final Vogel logró la construcción de una curva de referencia que es suficiente para la construcción de una curva de IPR a partir de una prueba de producción del pozo. Vogel utilizó un programa de cómputo que fue desarrollado tomando como base la aproximación de Meller para yacimientos con empuje por gas disuelto que a su vez involucra las siguientes suposiciones:

- El yacimiento es circular y totalmente limitado, con un pozo penetrándolo completamente en el centro.
- El medio poroso es uniforme e isotrópico, con una saturación de agua constante.
- Los efectos de segregación gravitacional son despreciables.
- No se considera la compresibilidad de la roca ni la del agua de formación.
- La composición y el equilibrio entre fases son constantes para aceite y gas.
- Existe la misma presión en la fase de aceite y en la fase de gas.

Ecuación de la curva:

$$\frac{q_o}{q_{omáx}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (1.29)$$

Donde:

$$P_{wf} = 0.125 P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_o}{q_{omáx}} \right)} \right] \quad (1.30)$$

P_{ws} = Presión de fondo estática, $[lb/pg^2]$

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, $[lb/pg^2]$

q_o = Gasto de aceite medido a la P_{wf} , [bpd]

$q_{omáx}$ = Potencial del pozo (considerando $P_{wf}=0$), [bpd]

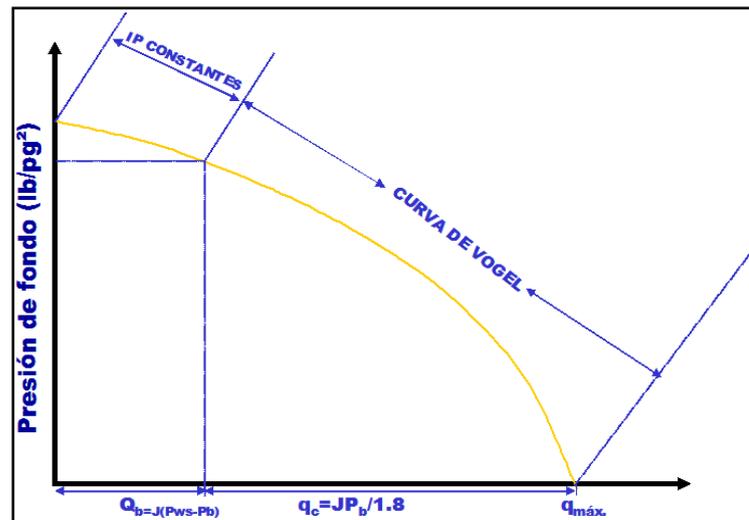


Fig. 1.7. Curva del método de Vogel.

1.3.3. Método de Standing

Es una extensión del trabajo de Vogel pero considera el llamado factor de eficiencia de flujo, considerando con ello el daño o estimulación del pozo.

El método de Vogel no considera aquellos pozos que pudieran estar dañados, por lo que podemos decir que considera una Eficiencia de Flujo de 1. Standing complementa este trabajo desarrollando una gráfica para la elaboración de curvas de IPR con eficiencias de flujo diferentes a 1, considerando pozos mejorados o dañados.

El Factor de flujo se define como:

$$EF = \frac{\text{Abatimiento de presión real}}{\text{Abatimiento de presión ideal}} = \frac{P_{ws} - P_{wf}'}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (1.31)$$

Donde:

$$P_{wf}' = P_{wf} + \Delta P_s \quad (1.32)$$

Como se nota en la Figura 1.8, un pozo sin daño podría fluir a un gasto q , para una presión de fondo fluyendo P_{wf} , mientras el pozo dañado debería de fluir a una presión menor para producir el mismo gasto.

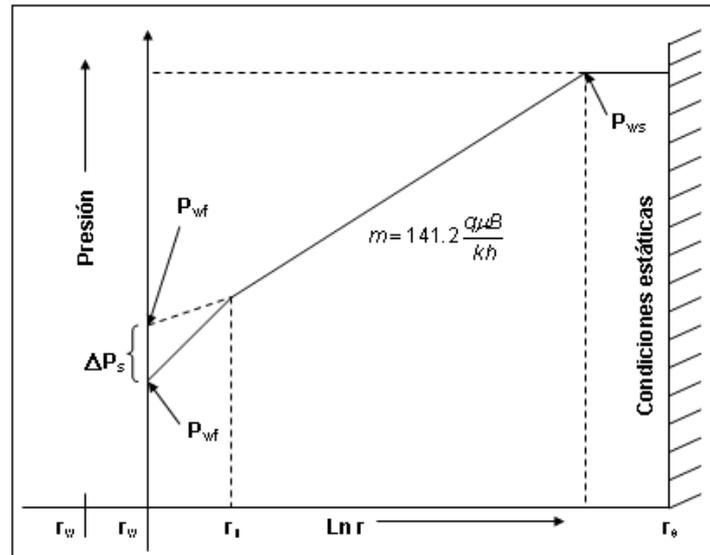


Fig. 1.8. Perfil de presiones para pozos dañados.

La ΔP_s es la diferencia entre P_{wf}' y P_{wf} , por lo que representa una resistencia adicional al flujo en las vecindades del pozo, una zona dañada (Figura 1.9).

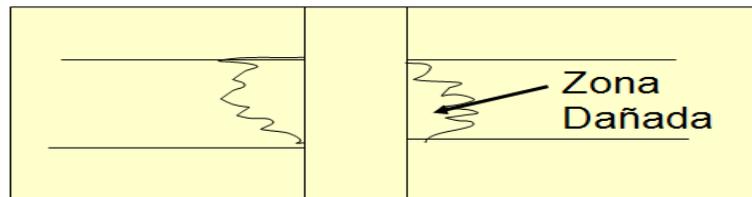


Fig. 1.9. Representación de la caída de presión adicional debida al daño en el pozo.

La determinación de la caída de presión ΔP_s se realiza primeramente con la determinación del factor de daño (S) a partir de pruebas de presión en pozos donde ΔP_s se define como:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \quad (1.33)$$

O bien, en unidades de campo:

$$\Delta P_s = \frac{141.2q\mu B}{kh} S \quad (1.34)$$

K: Permeabilidad, se obtiene de la pendiente de la gráfica de Horner, [mD]

q: Gasto de aceite, [bpd]

μ : Viscosidad del aceite, [cp]

B: Factor de volumen del aceite

h: Espesor del yacimiento, [ft]

ΔP_s : Caída de presión adicional debido al daño, [lb/pg^2]

S: Factor de daño total, se obtiene de la ecuación estándar para pruebas de incremento de presión propuesta por Horner siendo esta:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1Hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{K_o}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.2275 \right] \quad (1.35)$$

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo, [lb/pg^2]

C_t : Compresibilidad total, [lb/pg^2]⁻¹

r_w : Radio del pozo, [ft]

ϕ : Porosidad, [%]

P_{1Hr} : Presión a una hora, [lb/pg^2]

Una vez obtenida la diferencia de presión ΔP_s se puede obtener la Eficiencia de Flujo (EF), finalmente Standing logró la construcción de una grafica de curvas que sirven de referencia para la construcción de la curva de IPR y contempla eficiencias de flujo entre 0.5 y 1.5 (Figura 1.10). Por lo tanto con esta gráfica es posible obtener:

- El gasto máximo posible para un pozo dañado.
- El gasto máximo si el daño fue removido y EF = 1.
- El gasto máximo posible si el pozo es estimulado.
- La determinación del gasto posible para cualquier presión de fondo fluyendo para diferentes valores de EF.
- La construcción de curvas de IPR para mostrar el comportamiento de Pwf vs Gasto en pozos dañados o estimulados y en aquellos sin daño o alteración (EF = 1).

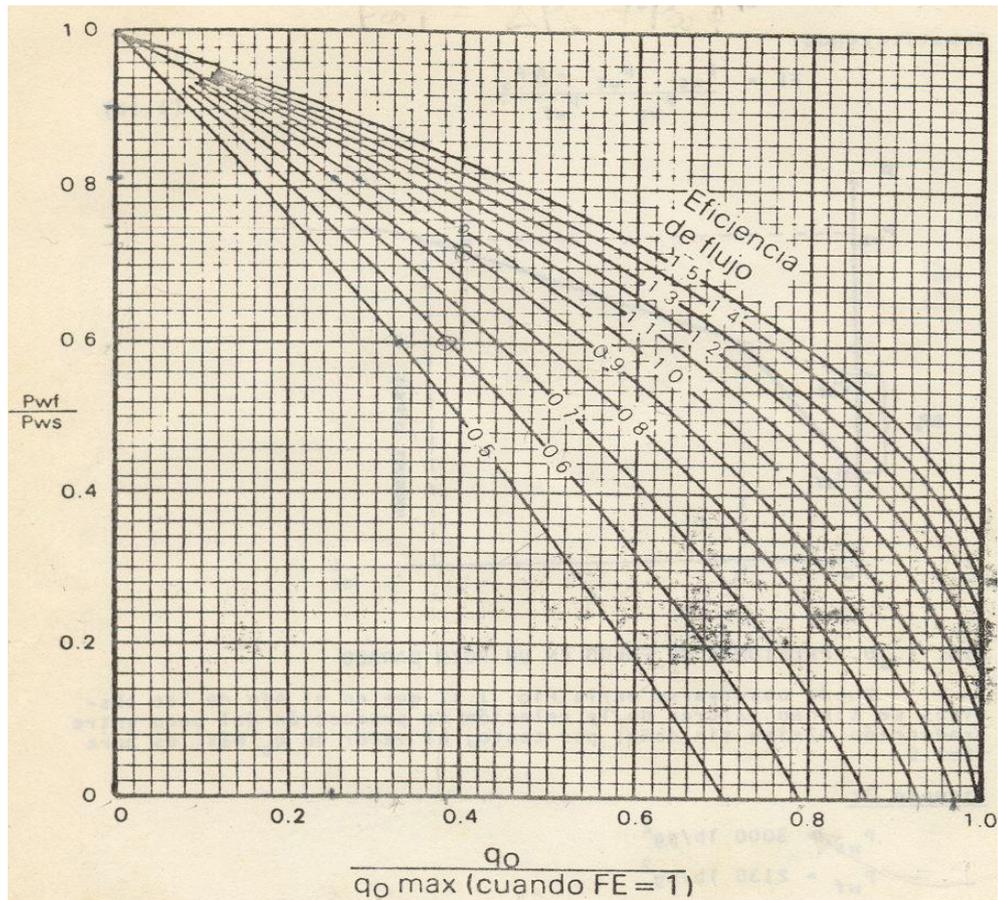


Fig. 1.10. Curva para eficiencias de flujo diferentes a 1.

1.3.3.1. Ecuación de Standing

Aplicando la ecuación de Vogel la ecuación se define como:

$$\frac{q_o}{q_{o\max, EF=1}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (1.36)$$

De esta manera podemos determinar la Presión de Fondo Fluyendo para diferentes eficiencias de flujo, ya sea que el pozo se encuentre dañado o estimulado, con la siguiente ecuación:

$$P'_{wf} = P_{ws} - (P_{ws} - P_{wf}) \cdot EF \quad (1.37)$$

Donde:

q = Gasto

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

P_{wf}' = Presión de fondo fluyendo con daño

P_{ws} = Presión de fondo estática.

1.3.4. Ecuación de Harrison

El método de Standing falla para presiones de fondo fluyendo bajas y altas eficiencias de flujo, debido a que se obtienen valores negativos de P_{wf}' que al resolver la ecuación de Vogel predice un comportamiento incorrecto.

Cuando esto sucede, puede utilizarse la siguiente ecuación propuesta por Harrison, que es una ecuación equivalente a la de Vogel y puede utilizarse tanto para valores positivos como negativos de P_{wf}' .

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} = 1.2 - 0.2 \cdot e^{\left(\frac{1.792P_{wf}'}{P_{ws}}\right)} \quad (1.38)$$

P_{wf}' = Presión de fondo fluyendo con daño, $[lb/pg^2]$

P_{ws} = Presión de fondo estática, $[lb/pg^2]$

q_o = Gasto de aceite medido a la P_{wf} , [bpd]

$q_{om\acute{a}x}$ = Potencial del pozo (considerando $P_{wf}=0$), [bpd]

1.3.5. Método de Fetkovitch

En años recientes, Muskat advirtió que el índice de productividad de un pozo a un tiempo 1 podría ser relacionado con el índice de productividad de un pozo a un tiempo 2 por medio de la siguiente relación:

$$\frac{J_1}{J_2} = \left[\frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_1}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_2} \right] \quad (1.39)$$

Donde:

B_o : Factor de volumen del aceite

J : Índice de productividad

k_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite

μ_o : Viscosidad del aceite

Fetkovich encontró que en los cálculos de balance de materia para yacimientos con empuje de gas disuelto, k_{ro} fue aproximadamente lineal con la presión. Con base en lo anterior escribió la siguiente ecuación, la cual aproxima el cambio en la permeabilidad al aceite con el abatimiento de presión:

$$k_{ro} P_{ws} = \frac{P_{ws}}{P_{wsi}} \quad (1.40)$$

Donde k_{ro} es tomada con respecto a k_i y es definida en un punto donde no existe Δp (cero abatimiento). Entonces construyó la Figura 1.11, la cual define el lugar geométrico de valores de $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} P_{ws}$ contra presión a un abatimiento cero.

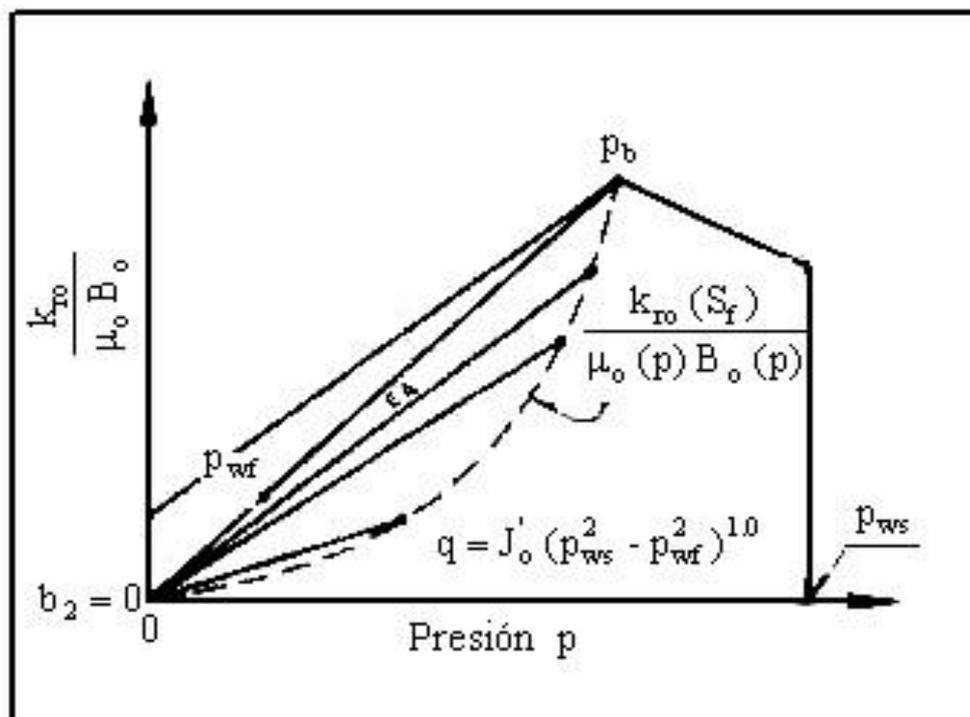


Fig. 1.11. Gráfica de Fetkovich, del lugar geométrico de valores

$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ contra presión.

Utilizando sus dos ecuaciones:

$$q_{o1} = J_{o1}^* (P_{ws1}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (1.41)$$

La cual define el gasto contra abatimiento de presión, y:

$$k_{ro} P_{ws} = \frac{P_{ws}}{P_{wsi}}$$

La cual corrige por abatimiento de presión. La ecuación final propuesta por Fetkovich seria la siguiente:

$$q_{o1} = J_{o1}^* \left(\frac{P_{ws2}}{P_{ws1}} \right) (P_{ws2}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (1.42)$$

Si se efectúa una prueba de tres o cuatro puntos para el tiempo presente, es posible predecir las curvas de IPR para otras presiones estáticas del yacimiento utilizando la Ec. 1.42.

1.3.5.1. Método de Fetkovich-Vogel

Eickemer advirtió que si se toman las ecuaciones de Fetkovich para la presión estática a un tiempo 1 y se divide entre la ecuación de flujo para la presión estática a un tiempo 2, se llega a una ecuación para determinar $q_{o \text{ máx}}$ a un tiempo 2, con el cual se puede utilizar la ecuación de Vogel directamente para preparar la curva de IPR.

$$q_{o1} = J_1 [P_{ws2}^2 - P_{wf}^2]^n \quad (1.43)$$

$$q_{o2} = J_1 \left[\frac{P_{ws2}}{P_{ws1}} \right] [P_{ws2}^2 - P_{wf}^2]^n \quad (1.44)$$

Resolviendo para $q_{o \text{ máx}}$, haciendo $n = 1$ y $P_{wf} = 0$, y dividiendo q_{o1}/q_{o2} , tenemos:

$$\frac{q_{o \text{ máx}1}}{q_{o \text{ máx}2}} = \left[\frac{P_{ws1}}{P_{ws2}} \right]^3 \quad (1.45)$$

Donde:

P_{ws1} = Presión de fondo estática para un tiempo 1, [lb/pg²]

P_{ws2} = Presión de fondo estática para un tiempo 2, [lb/pg²]

$q_{omáx1}$ = Potencial del pozo para una P_{ws1} , [bpd]

$q_{omáx2}$ = Potencial del pozo para una P_{ws2} , [bpd]

Por lo tanto, sólo se necesita una prueba al tiempo presente a partir de la cuál se puede obtener $q_{omáx1}$. Conociendo $q_{omáx1}$ y P_{ws1} , se puede resolver para $q_{omáx2}$ para cualquier otra presión estática deseada (P_{ws2}) y utilizando la ecuación de Vogel, se puede construir una curva completa de IPR para un tiempo 2, (P_{ws2}).

1.4.FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El flujo multifásico en tuberías es definido como el movimiento concurrente de gas libre y líquido en las tuberías. Este flujo puede desplazarse en cualquier dirección. El gas y el líquido pueden encontrarse en una mezcla homogénea o el líquido puede presentarse en tapones, con el gas empujándolo desde atrás. El líquido y el gas pueden fluir paralelamente o en otro tipo de patrones de flujo. El gas puede fluir con dos líquidos (agua y aceite) que pueden hallarse emulsificados.

El problema de flujo multifásico puede ser dividido en cuatro categorías:

- 1) Flujo multifásico vertical
- 2) Flujo multifásico horizontal
- 3) Flujo multifásico inclinado
- 4) Flujo multifásico direccional

1.4.1. Colgamiento

Se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de dicha sección. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería.

Generalmente la velocidad con que fluye el gas es diferente de la velocidad con que fluye el líquido, propiciando un resbalamiento entre las fases.

1.4.2. Resbalamiento

El término “resbalamiento” se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las fases.

La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. Cuando el flujo es ascendente o descendente, actúa la segregación gravitacional ocasionando que el líquido viaje a menor velocidad que el gas, para el primer caso, y a mayor velocidad para el segundo caso.

1.4.3. Velocidad Superficial

Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería.

$$V_{sl} = \frac{q_l}{A_p} = \frac{0.01191(q_o B_o + q_w B_w)}{d^2} \quad (1.46)$$

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A_p} = \frac{0.002122 q_o (R - R_s) B_g}{d^2} \quad (1.47)$$

$$V_m = \frac{q_l + q_g}{A_p} = V_{sl} + V_{sg} \quad (1.48)$$

Donde:

V_{sl} = Velocidad superficial del líquido

V_{sg} = Velocidad superficial del gas

V_m = Velocidad de la mezcla

1.4.4. Patrón de Flujo

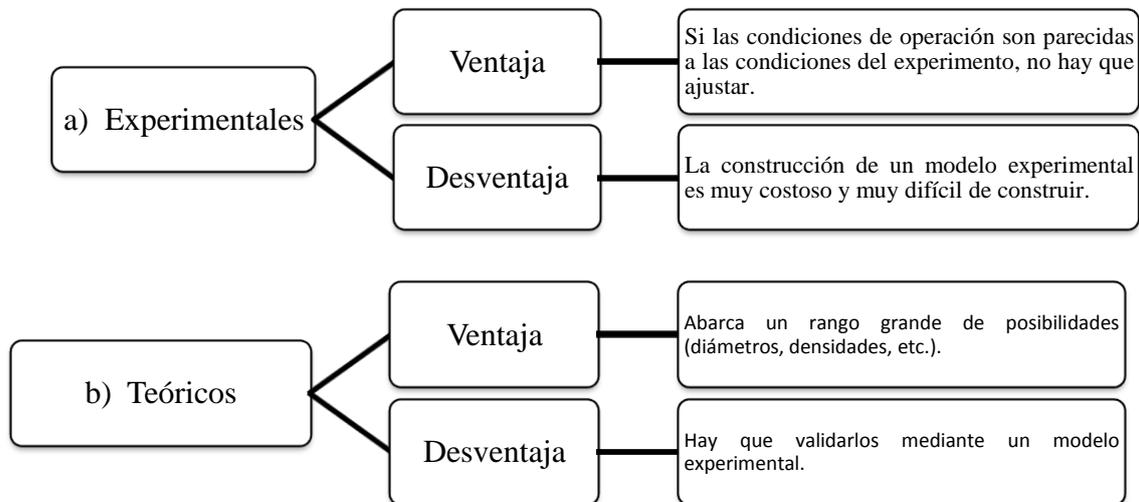
Es la configuración de estructura de fases en la tubería. Está determinada por la forma de la interfaz.

La interfaz es la superficie que separa las fases.

1.4.4.1. Importancia del Patrón de Flujo

- Afecta el fenómeno de colgamiento.
- Transferencia de calor.
- Determina qué fase está en contacto con la pared.
- Afecta las condiciones de operación en las instalaciones de proceso por el comportamiento de los oleogasoductos.

1.4.4.2. Tipos de Patrón de Flujo



1.4.4.3. Factores que Afectan el Patrón de Flujo

- Gasto de crudo y RGA.
- Presión (expansión del gas $W_g = \rho_g q_g B_g$).
- Geometría de la línea (diámetro y ángulo de inclinación).
- Propiedades de fluidos transportados (densidad relativa del crudo, viscosidad, tensión superficial principalmente).

1.4.5. Comportamiento del Flujo Multifásico en la Tubería

El flujo multifásico se presenta en los elementos y / o dispositivos mediante los cuales se hace fluir a los hidrocarburos del yacimiento a la superficie en condiciones de separación, es decir el flujo de hidrocarburos del yacimiento al fondo del pozo, del

fondo a la cabeza y de la cabeza del pozo a los separadores. Este sistema se le denomina sistema integral de producción que incluye al yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, el flujo multifásico se encuentra en la producción de aceite y gas.

El flujo multifásico en la industria petrolera tiene características que pueden crear complicaciones en el sistema de transporte y procesamiento de los hidrocarburos mismos que se presentan en muchas industrias. Los fluidos que se involucran son mezclas multicomponentes cuyo comportamiento es relativamente complejo.

Los rangos de presión y temperatura encontrados en los sistemas de producción son muy amplios, los rangos de presión pueden ser de 15,000 psi o (100Mpa) o mayores, los rangos de temperatura pueden ir de 400 °F A 200 °F hasta el punto de congelación del agua a 0 °C.

La longitud de la tubería puede variar de algunos metros a miles de metros para tuberías superficiales y más de 600 metros para los pozos.

Los sistemas de tuberías empleados involucran significativas variaciones en su geometría tal como el ángulo de inclinación, diámetro, rugosidad de la tubería, así como el flujo de los fluidos en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

1.5. FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL

Cuando fluyen simultáneamente aceite y gas a través de una tubería vertical, a medida que se incrementa la proporción de gas en el flujo, las caídas de presión tienden a disminuir, hasta alcanzar un mínimo.

Dada la magnitud de las pérdidas en las tuberías de producción se hace indispensable su evaluación precisa. A fin de optimizar el sistema de producción de los pozos.

1.5.1. Patrones o Regímenes de Flujo en Tuberías Verticales

En la industria petrolera el flujo multifásico se presenta principalmente en la tubería de producción de los pozos y en los ductos de recolección de pozos a baterías de separación. Un rasgo característico del fluido multifásico es la presencia de los patrones

o regímenes de flujo y que representan la forma en que se encuentran distribuidas las fases dentro de la tubería.

Varios son los patrones que se presentan en la tubería dependiendo del gasto que pasa sucede o implica cada fase, de las condiciones de presión y temperatura, diámetro de la tubería y características de los fluidos que se manejan ya que existen varios cambios en su composición, flujo y propiedades físicas en cada fase como resultado de la caída de presión y la transferencia de calor con el medio que lo rodea.

Ros N. C.J identifico seis patrones típicos de flujo multifásico en tuberías verticales que denomino: burbuja, tapón, bache, espuma, transición y niebla sin embargo, en la mayoría de las correlaciones establecidas no se consideran los regímenes de flujo tipo tapón y flujo de espuma. Varios investigadores que consideran regímenes de flujo definen cuatro regímenes que pueden ocurrir en una tubería vertical.

Diferentes nombres son dados a estos regímenes, varios de los métodos dan esencialmente la misma descripción para estos cuatro regímenes de flujo, donde los fluidos están distribuidos en la tubería de una forma determinada para cada régimen de flujo, estos están dados a continuación de manera general, utilizando nombres y descripciones propuestos por Orkiszewski.

1.5.2. Flujo de Burbuja

La tubería esta casi completamente llena con líquido y la fase de gas libre esta presente en pequeñas burbujas. Las burbujas se mueven a lo largo de la tubería a diferentes velocidades y con excepción de su densidad, tienen poco efecto en el gradiente de presión. La pared de la tubería esta siempre en contacto con la fase liquida.

1.5.3. Flujo de Transición

Este flujo ocurre en el cambio de una fase liquida continua a una fase gaseosa continua. Los baches de gas pueden unirse y el líquido puede viajar en los baches. Aunque los efectos del líquido son insignificantes, los efectos de la fase gaseosa son predominantes.

1.5.4. Flujo de Bache

La fase gaseosa está más profunda. Aunque la fase líquida es aún continua, las burbujas de gas coalescen y forman tapones o baches que casi llenan la sección transversal de la

tubería. La velocidad de los baches de gas es mayor que la del líquido, forma una película que puede moverse hacia abajo a velocidades bajas. Ambos el gas y el líquido tienen efectos significantes en el gradiente de presión.

1.5.5. Flujo de Niebla

La fase gaseosa es continua y el volumen de líquido es transportado como gotitas en la fase gaseosa. La pared de la tubería está revestida con una película de líquido, pero la fase gaseosa influye predominantemente en el gradiente de presión.

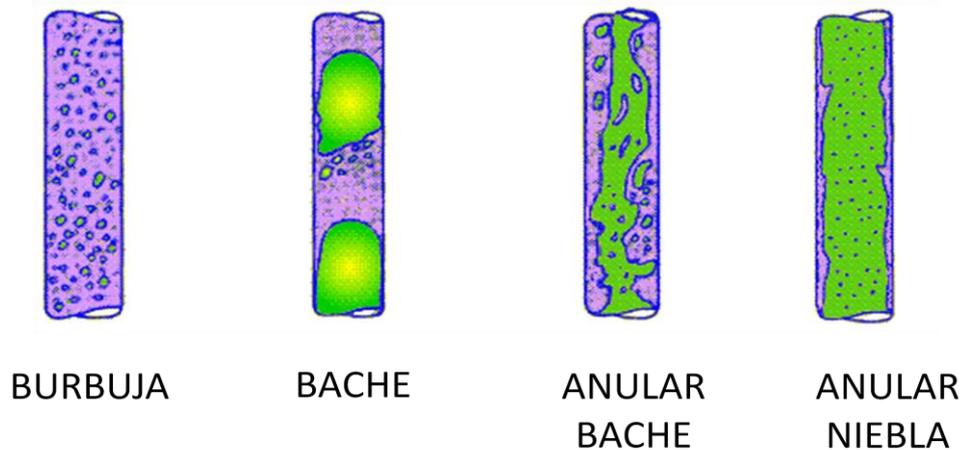


Fig. 1.12. Patrones de flujo para tuberías verticales.

1.6. CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL

Una vez que los fluidos del yacimiento han llegado al pozo se inicia el flujo ascendente a través del sistema de tuberías instaladas para la conducción de los fluidos hasta la superficie. El proceso de flujo se efectúa desde la profundidad media del intervalo productor hasta la superficie, pasando por las diversas ampliaciones o restricciones propias del sistema de tuberías, así como a través de accesorios adicionales instalados en la tubería como pueden ser estranguladores de fondo, válvulas de tormenta, etc.

El comportamiento de flujo de esta parte del sistema, conocido como flujo multifásico en tuberías verticales e inclinadas, ha sido ampliamente estudiado por un gran número de investigadores quienes han aportado a la industria petrolera, la metodología para predecir el comportamiento de flujo a través de las tuberías instaladas dentro de los pozos.

A continuación se mencionan algunos de los métodos más comúnmente conocidos y que fueron desarrollados expresadamente para determinar los gradientes de presión fluyendo cuando fluyen simultáneamente petróleo, gas y agua en tuberías verticales.

Estos métodos de flujo multifásico que aparecieron publicados en la literatura técnica, por orden cronológicos son los siguientes:

- GILBERT. (Gráfico)
- POETTMAN Y CARPENTER (1952) (Analítico)
- GRIFFITH Y WALLIS (1961)
- BAXENDELL Y THOMAS (1961)
- FANCHER Y BROWN (1963)
- DUNS Y ROS (1963) (Patrones de flujo).
- HAGEDORN Y BROWN (1965) (Alta RGA)
- ORKISZEWSKI (1967) (Patrones de Flujo y mezcla de métodos)
- AZIZ, GOVIER Y FOGARASI (1972)
- CHIERICI, CIUCCI Y SCLOCCHI (1973)
- BEGGS Y BRILL (1973)
- MECANISTICOS (EN LOS 90')

1.6.1. Criterios en el Desarrollo de las Correlaciones

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión con flujo multifásico en tuberías, pueden clasificarse en tres grupos en base al criterio utilizado en su desarrollo:

- GRUPO I.- No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo están incluidos los métodos de Poettmann y Carpenter, Fancher y Brown y Baxendell y Thomas.

- GRUPO II.- Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen regímenes de flujo. En este grupo pertenece el método de Hagedorn y Brown.
- GRUPO III.- Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones que caen dentro de este grupo son las de: Duns y Ross, Orkiszewski, Azis, Beggs y Brill, Chierici, Gould y Tek, etc.

Todos ellos fueron desarrollados para tratar de representar lo más preciso posible, el comportamiento del flujo multifásico en tuberías verticales, que se presenta en pozos fluyentes o con sistema artificial de producción.

De la ecuación general de gradientes de presión en tuberías:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (1.49)$$

Donde

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \text{gradiente de presión total}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e = \text{gradiente de presión debido a la elevación}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} = \text{gradiente de presión debido a la aceleración}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \text{gradiente de presión debido a la fricción}$$

Para el caso de tuberías verticales o inclinadas la ecuación anterior aplica y se puede considerar despreciable el efecto de la aceleración.

1.6.2. Correlaciones

A continuación se describe en forma breve el origen de algunas correlaciones:

1.6.2.1. Gilbert

El análisis del comportamiento de flujo bifásico en tuberías verticales se puede realizar en base a las graficas de gradiente de presión, desarrolladas por Gilbert, Kermit Brown y otros. Después de efectuar una serie de observaciones y estudios, Gilbert da una solución empírica al problema de flujo vertical. Registró mediciones de la caída de presión en tuberías de producción bajo distintas condiciones y obtuvo una familia de curvas. Los parámetros que midió en un gran número de pozos fluyentes fueron:

- Presión en cabeza del pozo.
- Producción bruta de líquido.
- Relación gas-líquido.
- Diámetro de la tubería.
- Profundidad de la tubería
- Presión de fondo fluyendo.

Además considero que la presión de fondo fluyendo dependerá únicamente de las otras cinco variables.

1.6.2.2. Poettmann y Carpenter

Poettmann y Carpenter publicaron en 1952 un procedimiento analítico para determinar las caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico.

Su ecuación principal fue desarrollada a partir de un balance de energía entre dos puntos dentro de la tubería de producción. Esta ecuación es:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left(\rho_{ns} + \frac{f_{tp}(q_o M)^2}{2.979 \times 10^5 \rho_{ns} d^5} \right) \quad (1.50)$$

El factor de fricción se determino aplicando la ecuación anterior y datos medidos de presiones de fondo en 49 pozos fluyentes y con sistema de bombeo neumático. Los

valores de f_{tp} así obtenidos se correlacionaron con el numerador del número de Reynolds.

1.6.2.3. *Baxendell y Thomas. (1961)*

Ampliaron los estudios de Poettmann y Carpenter para ser aplicables a pozos con altos gastos y flujo por el espacio anular.

1.6.2.4. *Duns y Ros. (1963)*

Ros N.C.J. identificó seis patrones típicos de flujo multifásico en tuberías verticales que denominó: burbuja, tapón, bache, espuma, transición y niebla; sin embargo en la mayoría de las correlaciones establecidas no se consideran los regímenes de flujo tapón y flujo espuma.

Ros observó las siguientes condiciones de flujo:

- a) Para bajos gastos de gas prevalece el flujo de burbuja, la fase líquida es continua y el gas está disperso en burbujas pequeñas.
- b) A mayores gastos de gas, pero gastos bajos de líquido, conforme aumenta el gas, el número y tamaño de las burbujas también aumenta, tomando forma de bala (flujo tapón). A continuación estas burbujas coalescen formando baches que contienen principalmente gas y que alternan con baches de líquido (flujo de bache).
- c) Para $V_{sg} > 50$ (pies/seg) y $V_{sl} < 1.25$ (pies/seg), el flujo cambia de tapón a niebla.
- d) Cuando V_{sl} alcanza valores superiores de 5.25 (pies/seg) ya no es fácil distinguir los diferentes patrones de flujo.
- e) Para valores bajos de V_{sg} y V_{sl} se presenta el fenómeno conocido como cabeceo en el que el flujo varía cíclicamente en pocos segundos. El flujo es inestable y los gradientes de presión son muy variables y difíciles de predecir.

El patrón de flujo existente dentro de la tubería vertical se obtiene, generalmente, en función de los números adimensionales de velocidad del gas y del líquido, o en función de las velocidades superficiales. Los autores que optaron por estos enfoques desarrollaron mapas de patrones de flujo en los que delimitan las regiones en que ocurren los regímenes considerados.

1.6.2.5. Orkiszewski. (1967)

Para establecer y evaluar su modelo, Orkiszewski analizó 13 métodos publicados y los aplicó para predecir caídas de presión en pozos con condiciones muy diferentes a las supuestas en el desarrollo de los mismos. Orkiszewski observó que los mejores resultados, bajo ciertas condiciones de flujo, se obtenían con los métodos de Griffth y Wallis y Duns y Ros, por lo que tomó estas correlaciones como base para desarrollar su método, combinándolas para los diferentes patrones de flujo.

1.6.2.6. Beggs y Brill. (1973)

Beggs y Brill establecieron una correlación para calcular la distribución de la presión en tuberías con flujo multifásico, a partir de pruebas de laboratorio. El método es aplicable a flujos horizontal, inclinado y vertical.

Los experimentos se realizaron en tubos transparentes de acrílico. Estos tubos estaban dotados de un mecanismo que permitía variar su posición desde la horizontal hasta la vertical, además se tenían dispositivos para medir gastos, caídas de presión, ángulos de inclinación y el colgamiento. Los fluidos utilizados fueron aire y agua.

No obstante que el método fue desarrollado dentro de rangos limitados, en trabajos posteriores se ha comprobado que permite predecir con bastante exactitud las caídas de presión en tuberías verticales con flujo simultáneo de aceite, gas y agua.

1.7 ANÁLISIS NODAL

La razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de Análisis Nodal, es simplemente porque esta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo.

Desde la perspectiva de evaluación esto es posible; sin embargo, en condiciones de diseño, sin restricciones económicas es factible dimensionar el sistema de producción en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte idónea, teniendo como limitante tan sólo la capacidad de afluencia del yacimiento al pozo.

El Análisis Nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectoros o productores ya sea fluyentes o con algún sistema artificial de producción. Por otra parte, del análisis del comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo. Asimismo, es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de cada uno de los componentes del sistema integral de producción (desde el yacimiento hasta la batería de recolección).

1.7.1. Análisis Cualitativo del Sistema

En la Figura 1.13 se muestra un sistema de producción, en el que se aprecian las posibles pérdidas de presión desde el yacimiento hasta los separadores. Este sistema de producción es un sistema simplificado de uno presente en instalaciones marinas, ya que solo incluye la válvula de seguridad o válvula tormenta en el diagrama; sin embargo, para efectos de estudio se utilizará un sistema de producción como el mostrado en la Figura 1.14.

Una vez delineado el procedimiento general de manera sencilla, pueden enfrentarse con éxito problemas más complejos. En la Figura 1.15 se muestran las pérdidas de presión asociadas a cada elemento de la Figura 1.14, donde:

Δp_1 = Pérdidas de presión en el medio poroso. Representan entre el 10 y el 50% de las pérdidas totales.

Δp_2 = Pérdidas de presión en la tubería vertical. Representan entre el 30 y el 80% de las pérdidas totales.

Δp_3 = Pérdidas de presión en la línea de descarga. Generalmente, constituyen entre el 5 y el 30% de las pérdidas totales.

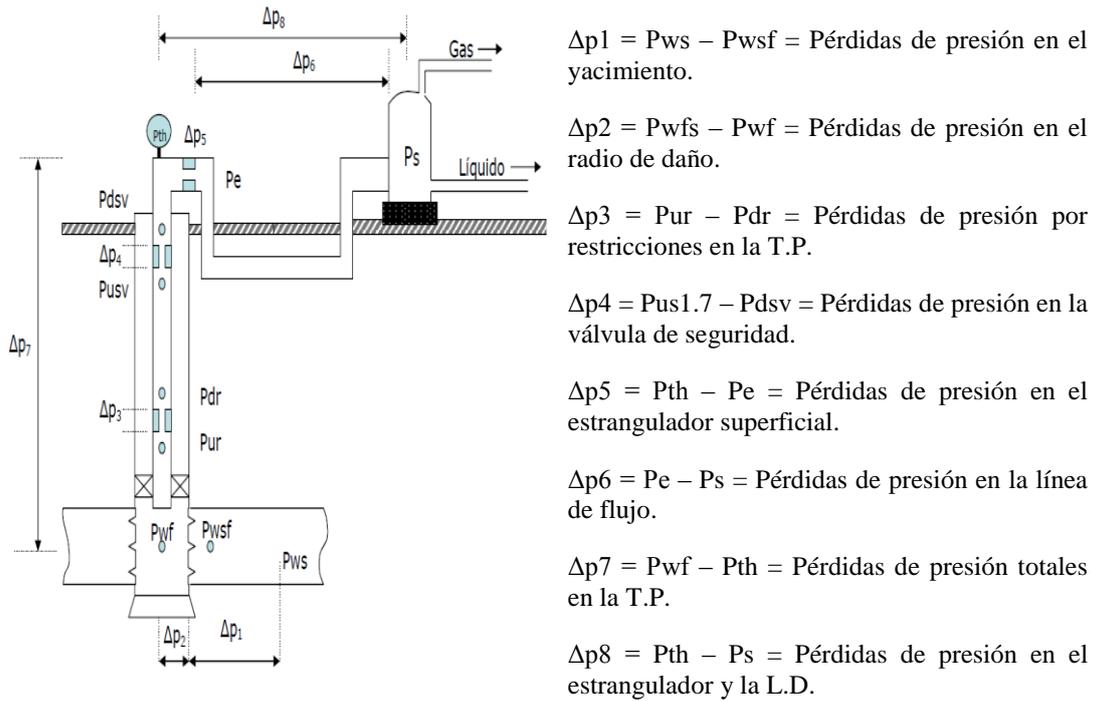


Fig. 1.13. Pérdidas de presión en un sistema de producción con válvula de seguridad.

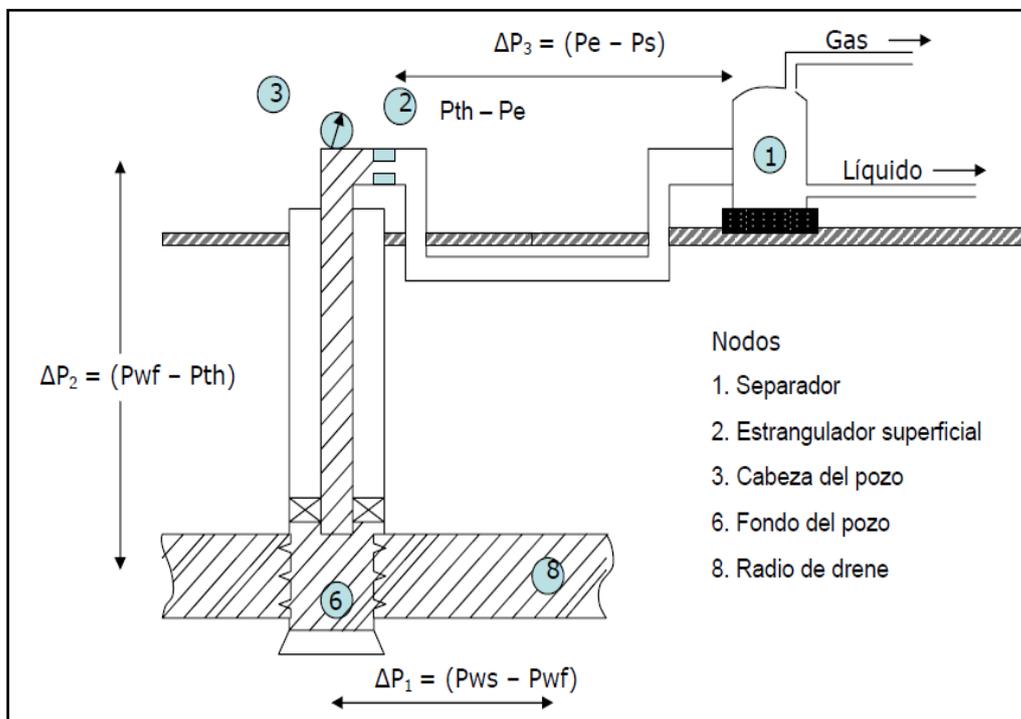


Fig. 1.14. Pérdidas de presión y nodos principales en un sistema básico de producción.

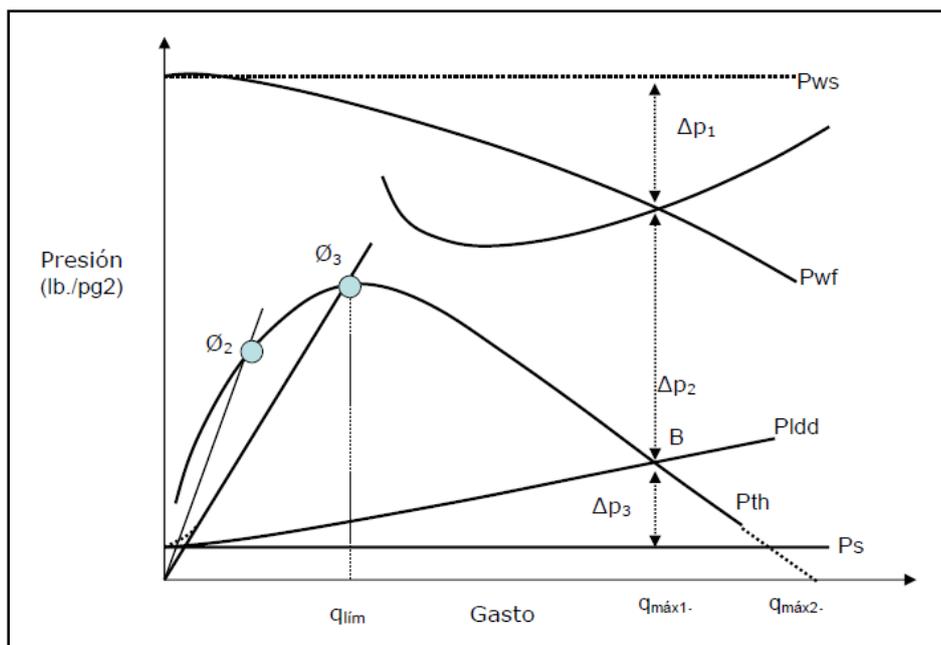


Fig. 1.15. Distribución de presiones en un sistema de producción.

1.7.1.1. Flujo en el Yacimiento

Se analiza el comportamiento del flujo de los fluidos desde la frontera del yacimiento hasta el pozo.

Partiendo del análisis de la Figura 1.15, se puede distinguir un principio, que a medida que el gasto se incrementa, la diferencia entre la presión estática y la presión de fondo fluyendo se acentúa. Esta diferencia depende de las características del sistema roca-fluidos y de la eficiencia de la terminación.

1.7.1.2 Comportamiento del Flujo por la T. P.

Nind, para relacionar el gasto de producción con la RGL supone constante esta última, mientras varía el gasto de líquido y muestra que: "para cualquier diámetro y profundidad de tubería dados, hay un gasto de producción que ocasiona la mínima pérdida de presión en la tubería de producción". La Figura 1.16 muestra la forma general del comportamiento indicado. Lo mismo puede apreciarse en la Figura 1.15, para Δp_2 .

Es de esperarse, sin embargo, que la declinación de la presión del yacimiento permitirá un incremento de la RGL, que en principio beneficiara la producción de fluidos, pero

después su continuo aumento, podría llegar a producir pérdidas por fricción paulatinamente mayores.

La Figura 1.17 es importante, pues en ella se muestran los gastos que limitan el flujo estable. Un pozo que produzca con un gasto menor generalmente estará operando con “cabeceo” o flujo inestable. Las condiciones para obtener flujo estable deben ser tales que al agregar a la curva anterior la curva IPR se obtenga un resultado semejante al de la Figura 1.18.

La Figura 1.19 muestra la condición, en la cual la curva de flujo por la TP corta a la de IPR en dos puntos. En la posición 2, a la derecha del gasto límite el flujo será estable, mientras que el flujo en la posición 1, no ocurrirá, a menos que se estrangule la cabeza del pozo, provocando flujo inestable o “cabeceo”; esto originaría un cambio en la curva del flujo por la T.P., según se muestra en la Figura 1.20.

Esto mismo puede explicarse observando la Figura 1.15 en la cual se distingue que cuando $P_{wh} = P_e$ se tiene el gasto máximo correspondiente al flujo sin estrangulador y para gastos menores se usan estranguladores. Se aprecia también que al ir utilizando estranguladores con diámetros menores, disminuye el gasto y aumenta la presión en la boca del pozo, hasta alcanzar un valor máximo, indicado por ϕ_3 . La reducción posterior del diámetro abate la P_{wh} y el gasto, al incrementar las pérdidas de presión en la tubería vertical, con el riesgo de provocar la “muerte del pozo”.

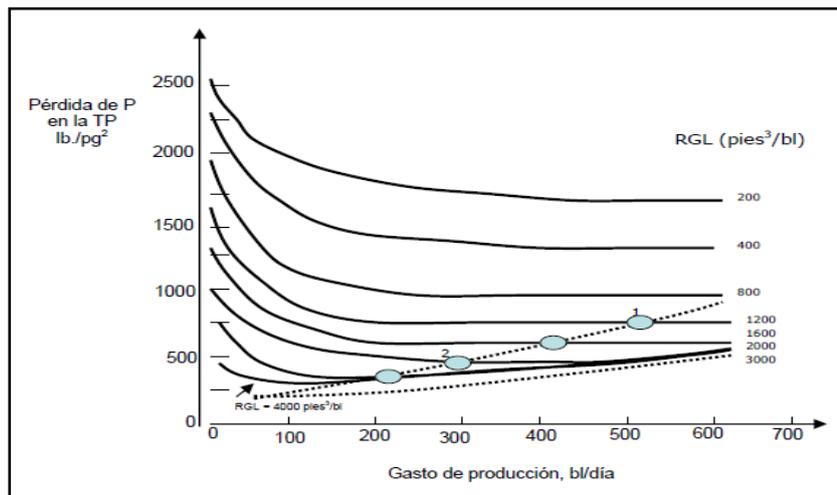


Fig. 1.16. Pérdidas de presión en función del gasto para varias RGL (tomado de Gilbert, W.E.)

Por ejemplo, el cambio de $\varnothing 3$ a $\varnothing 2$ incrementará el colgamiento del líquido y este la carga hidrostática, con lo cual la velocidad de flujo disminuye, conduciendo a un estado inestable y finalmente a la suspensión del flujo.

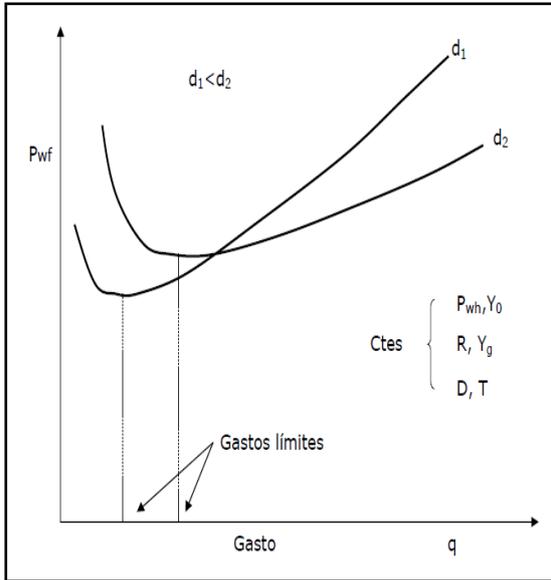


Fig. 1.17. Curvas típicas de Gasto vs. Pwf para diferentes diámetros de T.P.

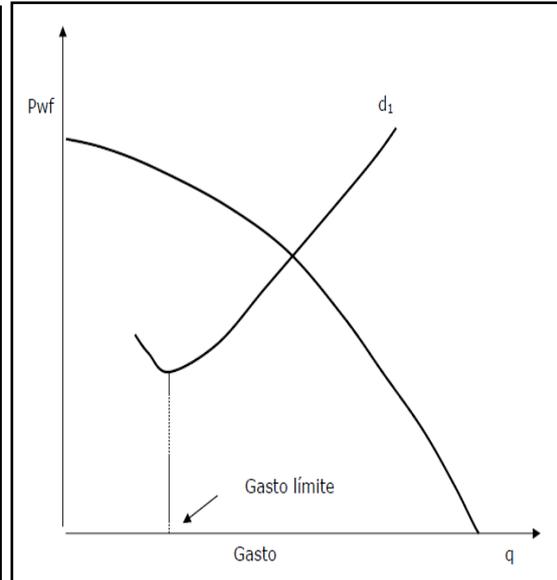


Fig. 1.18. Gráfica típica de condiciones de flujo estable.

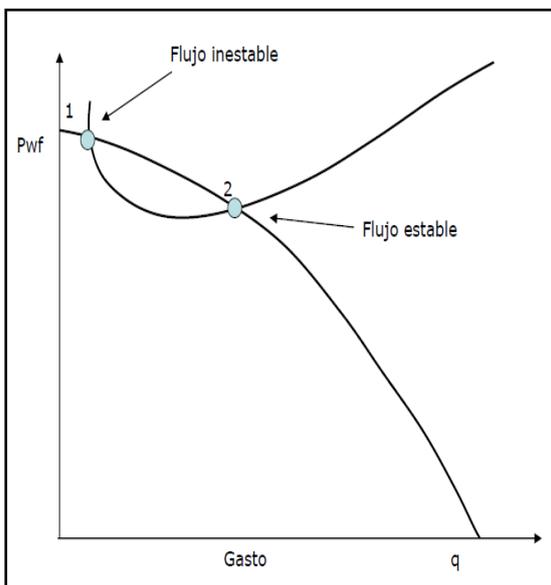


Fig. 1.19. Pozo fluyente en la posición 2.

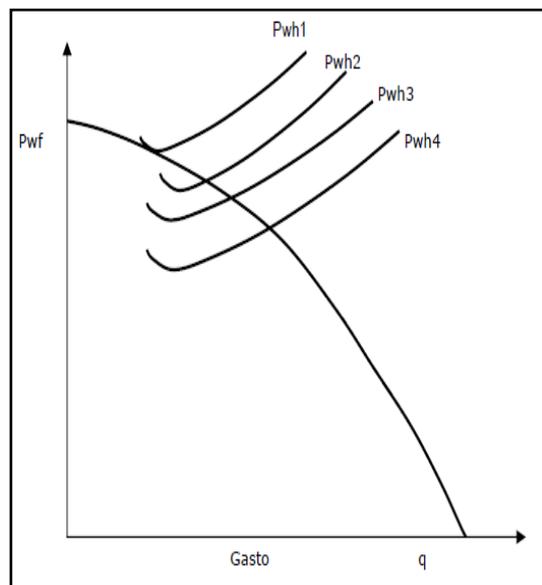


Fig. 1.20. Efecto del cambio del estrangulador sobre el comportamiento del flujo por la T.P.

1.7.1.3. Terminación del Flujo Natural

La determinación de la presión estática P_{ws} a la cual el pozo dejará de fluir es una aplicación importante del flujo multifásico vertical. El procedimiento consiste en graficar los valores de la P_{wf} obtenidos a partir del comportamiento del flujo en el yacimiento y del flujo por la TP, Figura 1.21. Las curvas de IPR corresponden a presiones estáticas de 1,200 y 1,300 (lb/pg²). El pozo tiene una TP de 3 ½ (pg), $P_{wh} = 100$ (lb/pg²). El pozo no fluirá a una $P_{ws} < 1200$ (lb/pg²). A una $P_{ws} = 1,150$ (lb/pg²) el pozo estará cerca de estar “muerto”, Figura 1.22.

Se advierte que el gasto es de 100 (bl/día) cuando el pozo deja de producir. Antes de que el pozo deje de producir por completo generalmente comienza a producir por baches intermitentes, ocasionando variaciones de las presiones en cabeza del pozo, llegando el momento en que se iguala la presión en cabeza con la presión en la línea de descarga, todas estas variaciones provocan que se presente cabeceo en el pozo. En la Fig. 1.21, se observa que con una TP de menor diámetro (1.9 pg) el flujo natural continuará por mayor tiempo, hasta que la P_{ws} se abatiera a 900 (lb/pg²).

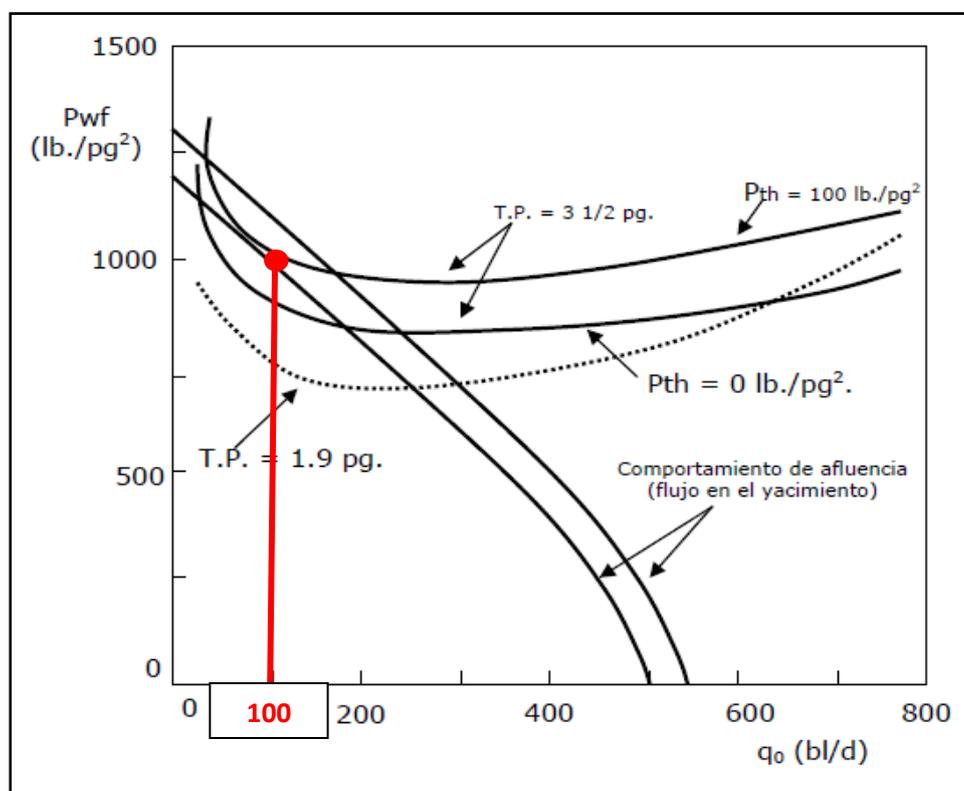


Fig. 1.21. Determinación de la presión estática a la que el pozo deja de fluir.

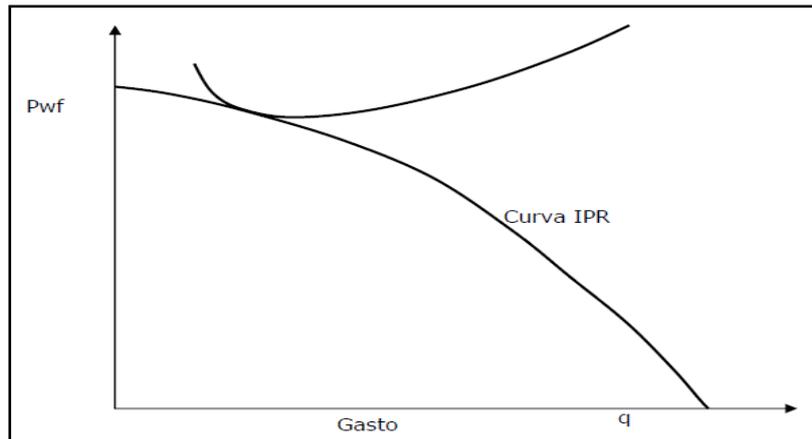


Fig. 1.22. Curvas de comportamiento de flujo correspondiente a un pozo a punto de "morir".

1.7.1.4. Efecto del Diámetro de la T. P.

Nind, demostró el efecto del cambio del diámetro de la TP sobre el gasto de producción y la presión de fondo fluyendo. En sus cálculos consideró un pozo de 10,000 (pies) de profundidad y $P_{wh} = 0$ (lb/pg²).

Sus resultados se muestran en las Figuras 1.23 y 1.24. En ellas se distingue que a gastos bajos se reducen las pérdidas de presión al utilizar diámetros menores de TP (Fig. 1.23). En relación a la Fig. 1.24, se observa que para diámetros de TP pequeños, aumentan las caídas de presión al aumentar el gasto, pero esta situación se invierte para diámetros de TP mayores.

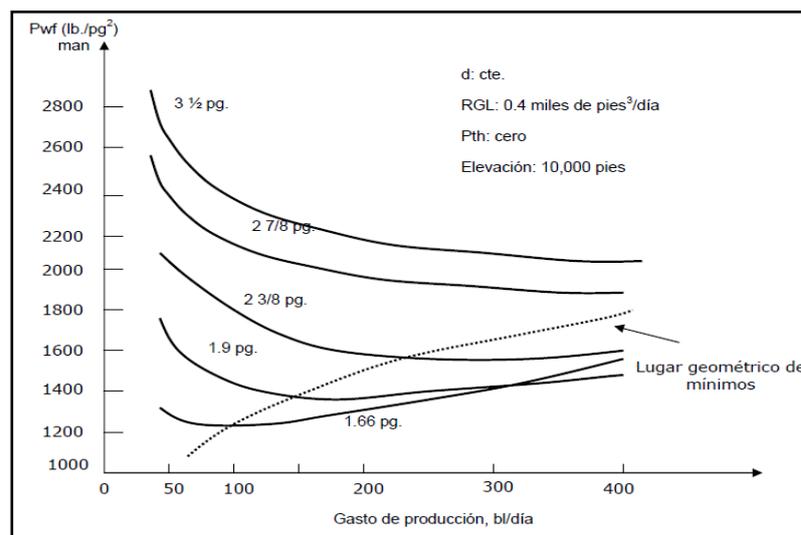


Fig. 1.23. Efecto del gasto sobre las pérdidas de presión por el flujo vertical: diferentes diámetros de tubería de producción.

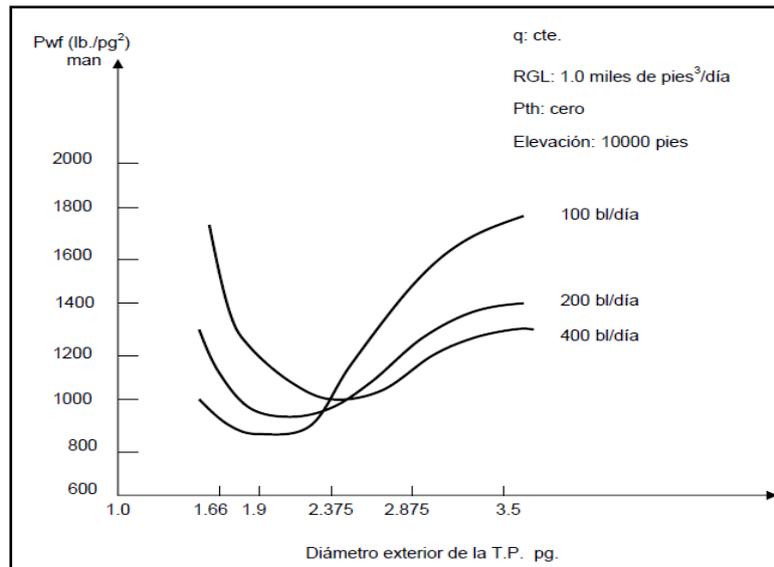


Fig. 1.24. Efecto del diámetro de la T.P. sobre las pérdidas de presión en flujo vertical con diferentes gastos.

1.7.1.5. Efecto del Diámetro del Estrangulador

Se puede observar de la ecuación desarrollada por Gilbert, para un diámetro dado de estrangulador y una RGA constante, es una línea recta que pasa por el origen, Figura 1.15. Suponiendo un gasto muy pequeño, la presión en la cabeza y la presión corriente abajo tenderían a igualarse a la presión en el separador. Al fluir el pozo, el comportamiento del estrangulador sería semejante al mostrado en la Figura 1.25.

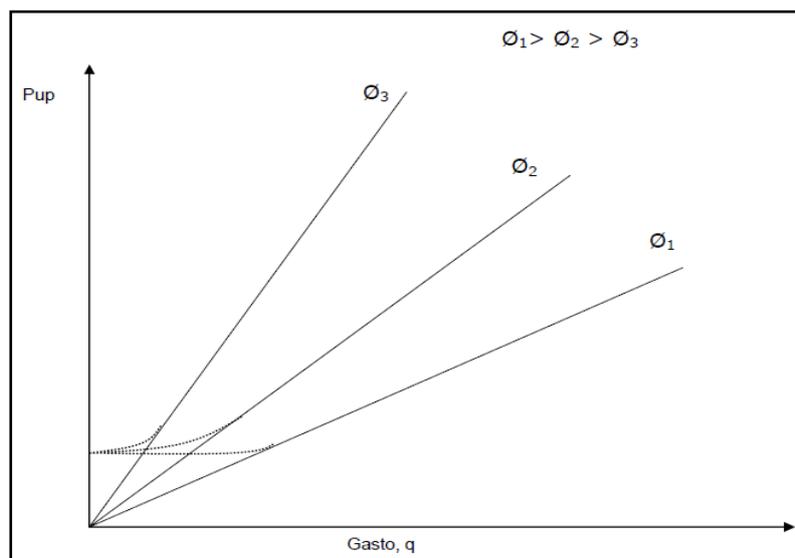


Fig. 1.25. Gráfica de Pth vs. q para diferentes diámetros de estranguladores.

1.7.1.6. Comportamiento del Flujo por la Línea de Descarga

La caída de presión en la L.D. se debe fundamentalmente a la fricción del fluido con las paredes de la tubería. Para la selección del diámetro óptimo de la línea de descarga es necesario tener en mente que el gasto alcanza un valor máximo, a partir del cual el empleo de tuberías de descarga de mayor diámetro, es innecesario. Esto se debe a que otro elemento del sistema (el yacimiento, la T.P, el estrangulador o bien la presión del separador) limita el ritmo de producción. En adición a lo anterior se enfatiza que la elección del diámetro requiere de un análisis económico.

1.7.2. Elección del Nodo de Solución

La elección del nodo de solución para pozos fluentes o inyectores, depende del componente que se desee evaluar; esto es, que su análisis muestre convenientemente la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica, tomando en cuenta una justificación económica, para su posterior ejecución.

1.7.3. Optimización de un Sistema de Producción

En conclusión, puede afirmarse que la aplicación de la técnica nodal a un sistema de producción, permite identificar los elementos que limitan la capacidad de flujo del sistema; es decir, que el análisis nodal se emplea para diagnosticar la variación del gasto de producción al realizar alguna de las modificaciones siguientes:

- a) Presión de separación.
- b) Eliminar o sustituir válvulas o conexiones inapropiadas.
- c) Colocar separadores a boca del pozo. En este caso se pueden analizar dos opciones:
 - 1) Separar con la presión necesaria para transportar el líquido (aceite + agua) hasta la central de recolección para continuar con su proceso.
 - 2) Separar a baja presión y bombear el aceite hasta la central de recolección para continuar con su proceso.
- d) Cambiar diámetro de la T.P.
- e) Cambiar diámetro de la L.D. o construir una adicional.
- f) Instalar un sistema artificial de producción.

Es evidente que la selección de las modificaciones a un sistema y el orden de su aplicación deben basarse en un análisis económico, en el que se comparan los incrementos en la producción, al efectuar algún cambio, con la inversión adicional que sea necesario realizar.

1.7.4. Relación Entre la Caída de Presión y la Relación Gas-Líquido

Cuando fluyen simultáneamente líquido y gas a través de una tubería vertical, a medida que se incrementa la proporción de gas en el flujo, las caídas de presión tienden a disminuir hasta alcanzar un mínimo. Aumentos adicionales en la cantidad de gas provocan incrementos en las pérdidas de presión. Este fenómeno se explica de la manera siguiente:

- a) Para volúmenes pequeños de gas prevalece la carga de líquido, misma que va reduciéndose al aumentar dicho gas, debido a que la densidad de la mezcla gas-líquido continuamente disminuye.
- b) Después de que el volumen de gas alcanza cierta proporción, las pérdidas por fricción debidas al flujo del propio gas aumentan notablemente, compensando y sobrepasando la disminución en la carga hidrostática. El efecto resultante es el aumento en las caídas de presión.

Por otra parte, si se mantiene fijo el gasto de gas en un conducto vertical y se varía el volumen de líquido, variando la relación gas-líquido, se tendrá por efecto del resbalamiento el siguiente comportamiento:

- a) Para bajos gastos de líquido (altas relaciones gas-líquido), el resbalamiento será grande y la diferencia de presiones entre dos puntos del conducto, se deberá principalmente a la carga del líquido.
- b) Al aumentar el gasto de líquido (disminuyendo la relación gas-líquido) tenderá a disminuir el resbalamiento, lo que se traducirá en una disminución en la carga de líquido y una reducción en las pérdidas de presión.
- c) Para gastos grandes de líquido (bajas relaciones gas-líquido), las pérdidas por fricción compensarán la reducción de la carga hidrostática, incrementándose las caídas de presión.

CAPITULO II

ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN PARA PROLONGAR LA VIDA FLUYENTE DE LOS POZOS

Existen diversas formas de presentar los resultados de las correlaciones establecidas sobre flujo multifásico en tuberías. La curva de comportamiento de flujo vertical representa la presión de fondo requerida para obtener diversos gastos. Se supone además que la relación gas-líquido se mantiene constante mientras que el gasto se varía. Cuando el gasto es pequeño, la situación en la parte más profunda de la tubería es la siguiente: el gasto de gas libre es pequeño, la columna de líquido está prácticamente estacionaria, a través de la cual el gas fluye lentamente en forma de burbujas. Por lo que la presión en el fondo es igual a la suma de la presión debida a la columna de líquido más la presión debida a las resistencias de flujo.

Si el gasto se incrementa ligeramente, pero la relación gas-líquido se mantiene constante, la velocidad del líquido aumentara, reduciéndose la posibilidad de que se presente el resbalamiento del gas a través del líquido. Al decrecer el resbalamiento del gas, consecuentemente se incrementa su capacidad para empujar el líquido, resultando en un decremento en la presión por pie de tubería, a pesar de que se maneje una gran capacidad volumétrica de líquido a través de la tubería por unidad de tiempo.

Todo esto nos muestra que, para cualquier diámetro de tubería, existe solamente un gasto de producción, para una relación gas-líquido constante, que proporciona la pérdida de presión mínima en la tubería. Este gasto se define como el gasto crítico.

A gastos menores que el crítico, las pérdidas de presión se incrementan conforme el gasto decrece, debido a que el resbalamiento del gas reduce su capacidad para empujar al líquido. A gastos mayores que el crítico, al aumentar el volumen de fluido (líquido más gas libre) que fluye a través de la tubería, por cada unidad de tiempo, se tienen velocidades altas y, consecuentemente, se incrementan las pérdidas de presión por resistencias al flujo. A gastos muy bajos, la caída de presión se aproxima a la presión provocada por la columna estática, de tal forma que la pérdida de presión por fricción contra gasto de producción tiende a cero.

El objetivo principal de este capítulo, es el de buscar diversas alternativas no convencionales que permitan prolongar la vida fluyente de los pozos. Para el adecuado estudio de estas alternativas, es esencial la selección del método de flujo multifásico y las correlaciones para el cálculo de las propiedades de los fluidos, que permitan realizar la mejor predicción posible del comportamiento del sistema.

El procedimiento empleado para obtener la capacidad de flujo de un pozo y las condiciones de terminación de su vida fluyente, es el propuesto por Nind. Este método consiste en la utilización de la curva de comportamiento de flujo vertical en combinación con la del comportamiento de flujo en el yacimiento. La intersección de ambas curvas determina el gasto y la presión de fondo fluyendo, correspondientes a una presión estática dada. Al disminuir la presión estática, se reduce la capacidad de flujo, hasta que se alcanza una presión estática (P_{ws2}), a la que cesa el flujo al pasar de un gasto q_{o2} a cero.

A continuación se mencionan y describen algunas de las alternativas que se analizaron para prolongar la vida fluyente de los pozos. Estas son:

- 1) Fluido en el Espacio Anular
- 2) Cambio de Tuberías de Producción
- 3) Bombeo Neumático Continuo
- 4) Bombeo Mecánico
- 5) Bombeo de Cavidades Progresivas
- 6) Bombeo Electrocentrífugo Sumergido
- 7) Sarta de Velocidad
- 8) Estranguladores de Fondo

2.1. FLUIDO EN EL ESPACIO ANULAR

El flujo de hidrocarburos en tuberías de producción, comprende diversas características de fenómenos de transporte, que por su complejidad resultan muy difíciles de estudiar. Los fenómenos de transporte viscoso, de energía y de materia, están presentes en cualquier proceso de flujo multifásico en tuberías. El empleo de la ecuación de continuidad, de la ecuación de movimiento y de la energía como un medio de predecir

los fenómenos que intervienen en el flujo multifásico, no es práctico; y puede asegurarse que hasta imposible, dada la gran cantidad de variables e interpretaciones de fenómenos involucrados.

El empleo de métodos empíricos constituye una solución práctica al problema. El punto de interés en este caso es estudiar el efecto del transporte de energía sobre el transporte viscoso y el de materia, en forma conjunta, para determinar su influencia sobre la vida fluyente de los pozos. Se elige un método para predecir la temperatura en los pozos; ésta se requiere para determinar las propiedades de los fluidos a condiciones de flujo, y estas propiedades, a su vez, determinan los resultados obtenidos en el método de flujo multifásico empleado. Lo anterior establece una interrelación, que permite estudiar el fenómeno deseado, o sea, la posibilidad de prolongar la vida fluyente al seleccionar el fluido en el espacio anular.

Se han realizado estudios del efecto del empleo de agua o aceite, mediante el uso de un programa de cómputo acoplado al de flujo multifásico. En estos estudios se efectúan diversas corridas, para una variedad de estados mecánicos y relaciones gas/aceite.

Los resultados son similares a los mostrados en la Figura 2.1, en la que se aprecia, para un gasto dado, menores caídas de presión cuando el espacio anular contiene aceite, en lugar de agua. Este comportamiento se explica al considerar que el aceite, por su menor conductividad térmica, permite que los hidrocarburos fluyan a mayor temperatura por el interior de la tubería de producción. A su vez la densidad de la columna de fluidos, será menor al aumentar su temperatura, debido principalmente al efecto de la mayor liberación del gas disuelto.

La Figura 2.1 muestra que podría tenerse un gasto de aceite del orden de 600 (bl/día) cuando dejaría de fluir el pozo si contuviera agua en su espacio anular (Curva A). También se aprecia que la diferencia en las presiones estáticas, al cesar el flujo en ambos casos, es del orden de 250 (lb/pg²). En resumen, los resultados obtenidos indican que el empleo de aceite en el espacio anular, en lugar de agua, prolonga la vida fluyente de los pozos y permite obtener un gasto mayor.

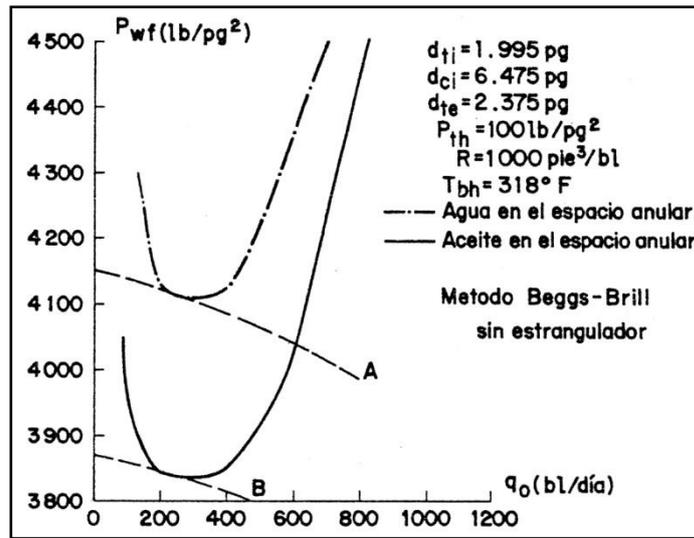


Fig. 2.1. Efecto del fluido en el espacio anular sobre la capacidad de flujo de una TP.

2.2. CAMBIO DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Como se muestra en la Figura 2.2, cada tubería presenta un comportamiento de flujo diferente. Los métodos de flujo multifásico muestran que el gasto crítico decrece al disminuir el diámetro de la tubería, además el método que sea seleccionado predice que la presión de fondo correspondiente al gasto crítico decrece al disminuir el diámetro de la T.P. De acuerdo a esto, para un gasto existirá un diámetro de T.P., con el que se manifiesten las caídas mínimas de presión.

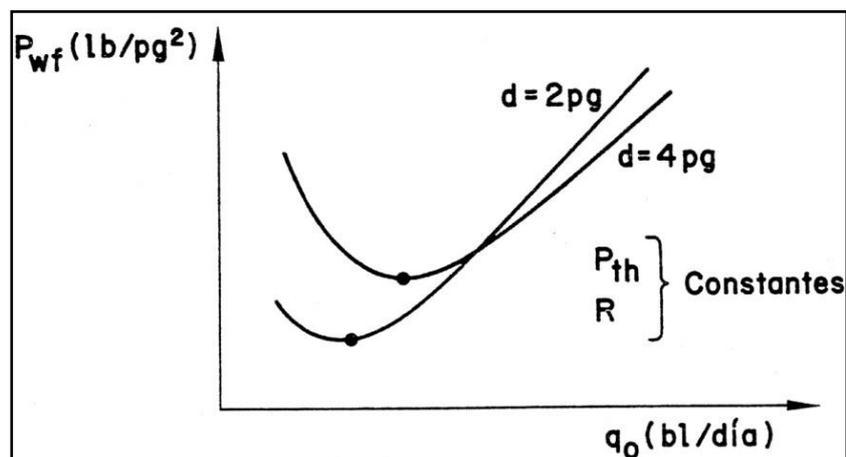


Fig. 2.2. Curvas de comportamiento del flujo vertical para tuberías de 2 y 4 pg.

Entonces, el criterio para la selección del diámetro de tubería es: para el gasto deseado, utilizar la tubería que proporciona la menor presión de fondo posible; es decir, con la que se obtiene la mínima caída de presión.

Para comprender este criterio, en la Figura 2.3 se presentan los resultados de un estudio completo de comportamiento de un sistema vertical ficticio, considerando diferentes diámetros de T.P. La parte más oscura de las curvas indica la secuencia óptima de selección del diámetro de la tubería de producción. Si se granearan en esta figura las curvas de comportamiento de flujo del yacimiento al pozo, es posible determinar el valor de la presión estática a la cual el pozo dejaría de fluir para cada tubería.

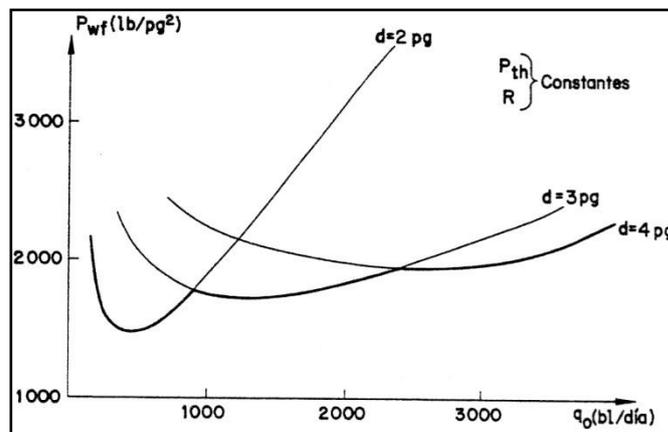


Fig. 2.3. Variación de la presión de fondo para T.P. de diámetros diferentes.

En la Figura 2.4 las curvas punteadas representan el comportamiento del flujo en el yacimiento. Para un caso de estudio hipotético, se observa que con una presión estática de 2,840 (lb/pg²), si se tuviera una tubería de 2 (pg.), la Pwf sería de 2,000 (lb/pg²). Si se aumenta el diámetro a 3 (pg.), la Pwf que se tendría sería de 1,800 (lb/pg²), y el gasto aumentaría a 1,260 (bl/día); pero si se cambiara por una de 4 (pg.), el pozo no fluiría. Se observa que la secuencia de selección del diámetro de la tubería es de diámetros mayores a menores, conforme se abate la energía del yacimiento. Si la tubería fuera de 2 (pg.), cuando la Pws disminuya a 1,850 (lb/pg²), el pozo dejará de fluir.

De lo expuesto se infiere la conveniencia e importancia de elaborar gráficas similares a la Figura 2.4, con la finalidad de predecir el comportamiento de los pozos y seleccionar las tuberías de producción para cada etapa de la vida fluyente.

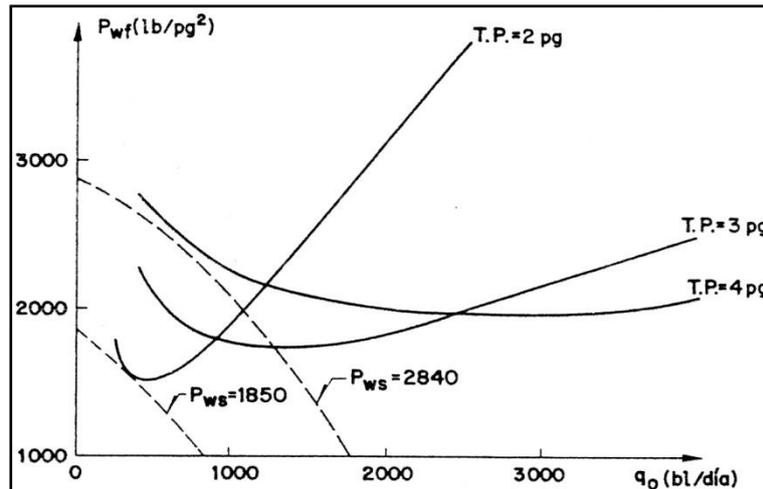


Fig. 2.4. Determinación gráfica de la presión estática a la que dejara de fluir un pozo.

2.3. SARTA DE VELOCIDAD

Una sarta de velocidad es una tubería de menor diámetro que el de la tubería de producción, ésta se introduce en el pozo con el fin de reducir el gasto de flujo para mantener la velocidad sobre un valor crítico (Figura 2.5). Se ha observado buen rendimiento en pozos con bajo volumen de producción, en los cuales, las pérdidas por fricción no son muy significantes.

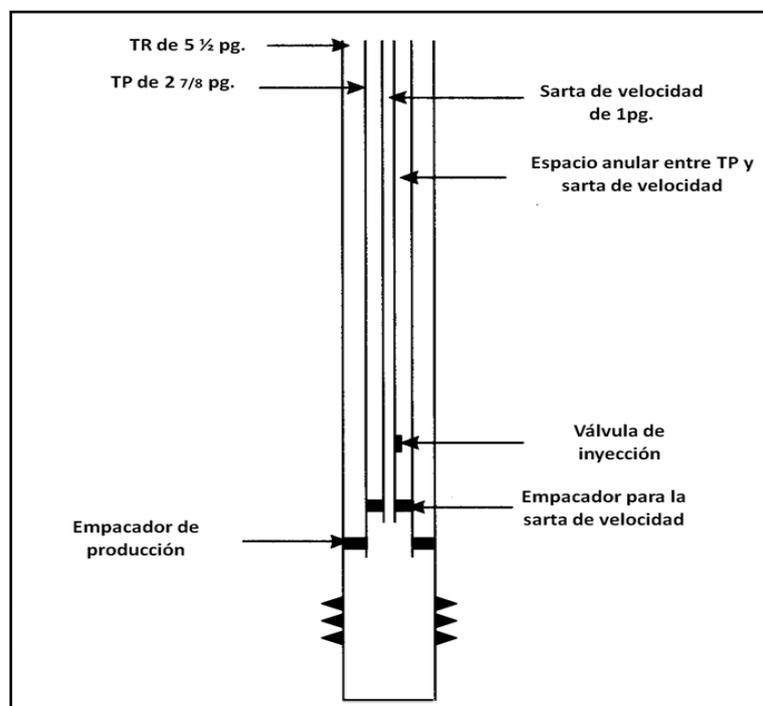


Fig. 2.5. Ejemplo de un sistema de Sarta de Velocidad.

El uso combinado de tuberías ofrece características ventajosas para prolongar la vida fluyente de los pozos. El empleo de una tubería de menor diámetro, colocada en el interior de la tubería de diámetro mayor, proporciona condiciones de flujo por demás singulares, ya que tanto el espacio anular como la tubería concéntrica interior pueden ser usadas como vías de flujo.

En el estudio, se consideran cuatro posibles condiciones de flujo (Figura 2.6), las cuales son: A) Flujo en la tubería actual; B) Flujo a través de la tubería de diámetro mayor; C) Flujo a través de la tubería de diámetro menor; y D) Flujo simultáneo a través de las tuberías concéntricas.

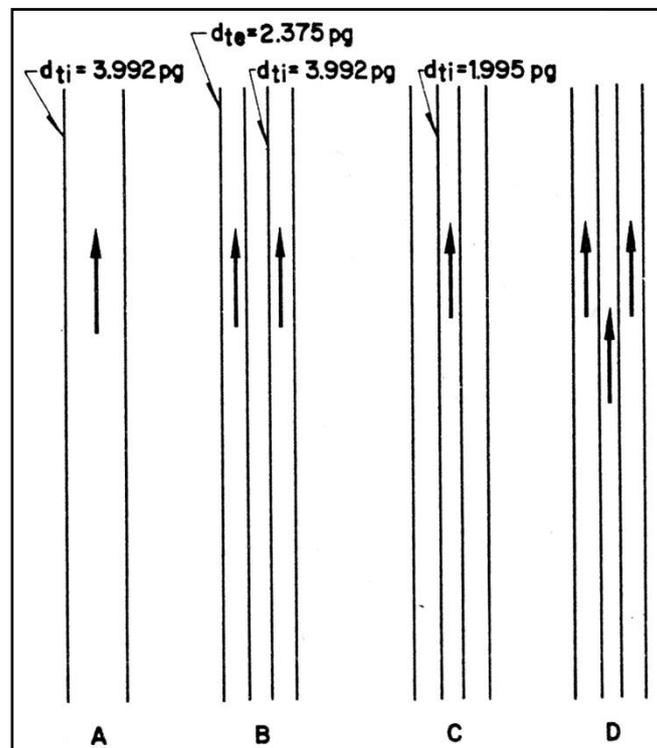


Fig. 2.6. Configuraciones de flujo en tuberías concéntricas de producción.

Como se puede observar en la Figura 2.7, indica que el empleo del espacio anular, como única vía de flujo (Curva B), es la opción que más prolonga la vida fluyente del pozo. En segundo lugar, se tiene el simple empleo de la tubería de diámetro menor (Curva C'), con un estrangulamiento de fondo.

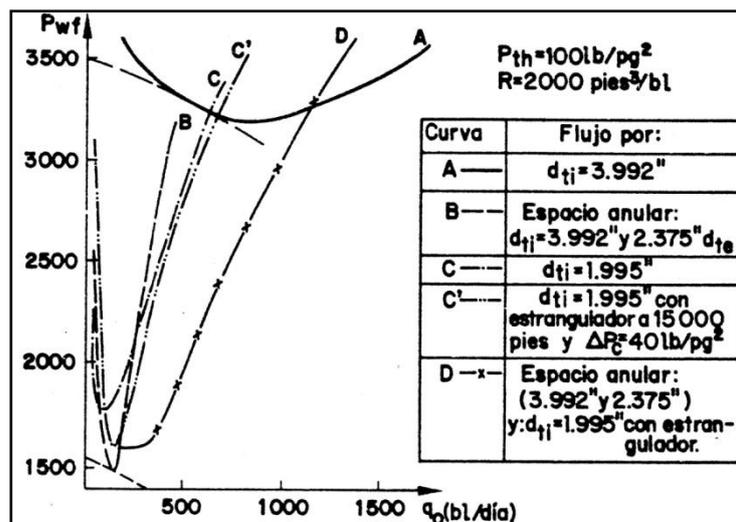


Fig. 2.7. Comportamiento de flujo vertical en T. P. solas y con Sarta de Velocidad.

Resulta interesante entender lo que sucede en el espacio anular de la T.P. y la sarta de velocidad. En el flujo multifásico vertical, la mayor parte de las caídas de presión se deben a la densidad de la mezcla, y el efecto que sobre ésta tiene el resbalamiento de la fase de gas; al emplear el espacio anular como vía de flujo, se favorece el efecto de empuje del aceite por el gas liberado, pues tanto el gas como el aceite alcanzan velocidades mayores, principalmente por la menor área disponible al flujo, lo que favorece grandemente el desplazamiento del aceite por el gas liberado.

Por otra parte, las velocidades de las fases ayudan a la formación de una mezcla de fases más uniformes, lo que reduce el resbalamiento, con lo que el flujo es más estable y, por ende, las pérdidas de presión se reducen.

Una opción que además de prolongar la vida fluyente incrementa el gasto, es emplear como vías de flujo, tanto el espacio anular como la tubería interior concéntrica (sarta de velocidad), teniendo ésta colocada un estrangulador de fondo (Curva D). Esto proporciona: mayor vida fluyente, gasto estabilizado (evita cabeceo), mayor gasto.

La principal desventaja de este sistema además de una producción inestable, es que deja de funcionar óptimamente a muy corto plazo por lo que si no se combina con otro sistema llega a ser una solución temporal.

2.4. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

El levantamiento artificial es la utilización de una fuente externa de energía en el pozo con el fin de levantar la producción desde el fondo hasta la superficie.

Por lo tanto podemos definir a los Sistemas Artificiales de Producción como: equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada hasta la superficie (Figura 2.8).

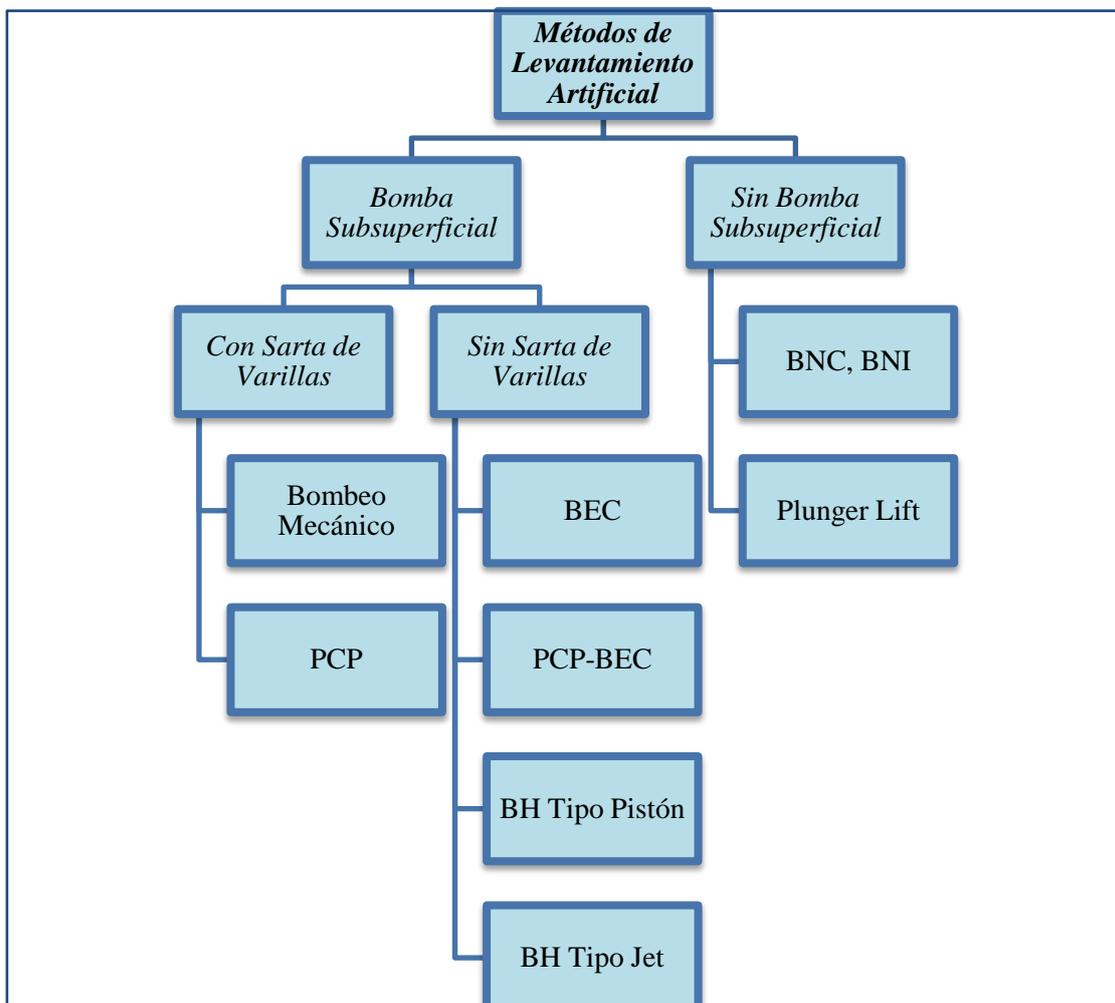


Fig. 2.8. Clasificación generalizada de los SAP.

Los SAPs son otra asignatura de gran importancia en la producción de hidrocarburos en el proyecto ATG. Debido a la baja energía de los yacimientos, éstos aportan cantidades bajas de crudo y en muchas ocasiones los fluidos no tienen la energía suficiente para llegar a la superficie. Esto hace que el nivel de fluido dentro del pozo genere una

contrapresión que inhibe la producción del yacimiento y en muchas ocasiones la nulifique.

En este subtema hablaremos sobre los Sistemas Artificiales de Producción que se han reportado como exitosos en el proyecto ATG, así como otros sistemas que han sido o pueden ser aplicados en yacimientos en México, tales como:

- Bombeo Neumático Continuo
- Bombeo Mecánico
- Bombeo de Cavidades Progresivas
- Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

2.4.1. Bombeo Neumático Continuo

El bombeo neumático continuo es un medio de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. En este sistema se inyecta gas al pozo a una cierta profundidad. El gas se mezcla con la columna de líquido haciéndola más ligera, debido a esto, la presión en el fondo ejercida por ésta se reduce provocando que la presión proveniente del yacimiento sea suficiente para empujar la columna hacia la superficie.

Debido a que el bombeo neumático continuo logra reducir la presión en el fondo del pozo, se considera que es un sistema artificial que destaca por su versatilidad, debido a que llega a ser un buen candidato para instalarlo a ciertas condiciones. Mientras otros sistemas de bombeo se vuelven ineficientes para altos valores de RGL, en este caso una gran cantidad de gas proveniente del yacimiento disminuirá directamente el volumen de gas a inyectar; no tiene problemas para manejar sólidos y puede utilizarse en pozos desviados aunque conforme éstos se vuelven más horizontales, la inyección de gas no reduce el peso de la columna de líquido y puede incrementar las pérdidas de presión por fricción.

2.4.1.1. Ventajas del BN

- Gran flexibilidad en gastos de diseño
- Se puede recuperar con línea de acero
- Maneja pozos con arena
- Mínimo espacio requerido para conexiones superficiales

- Un sólo compresor para varios pozos
- Terminaciones múltiples o con diámetro reducido

2.4.1.2. Desventajas del BN

- Se necesita una alta presión para el gas de inyección
- Aplicaciones de un sólo pozo pueden ser incosteables
- No es muy recomendable para viscosidades altas
- Se requieren niveles de líquido altos

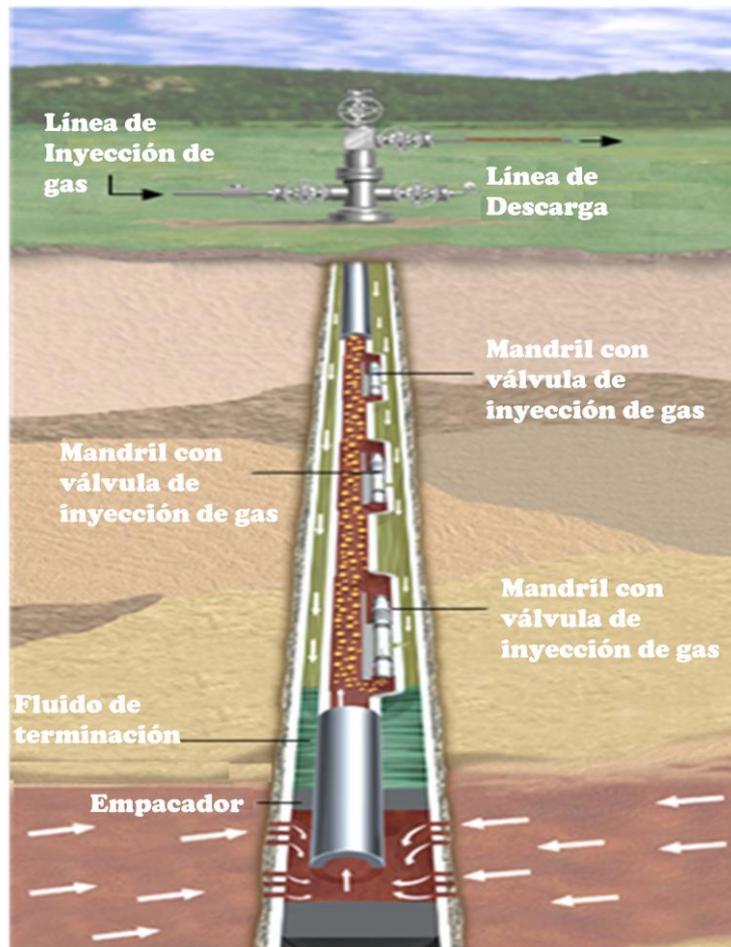


Fig. 2.9. Esquema de un Sistema de Bombeo Neumático.

2.4.1.3. Aplicaciones

- BN continuo e intermitente
- Flujo Anular o TP
- Pozos donde hay disponible gas presurizado

- Pozos con presiones de fondo insuficientes o muy profundos para desplazar la columna hidrostática de los fluidos
- Para eliminar la carga de líquidos en pozos de gas
- Incrementar la producción en pozos fluyentes

2.4.1.4. Rangos de Aplicación

	Rango Típico	Máximo
Profundidad	1000 – 3000 m	5000 m
Gasto	100 – 10000 bpd	30000 bpd
Temperatura	100 – 250 °F	400 °F
Desviación	0 - 50°	70° radio de bajo a medio
Presión	De 7 a más de 70 Kg/cm ²	

Tabla 2.1. Rangos de aplicación para Bombeo Neumatico Continuo.

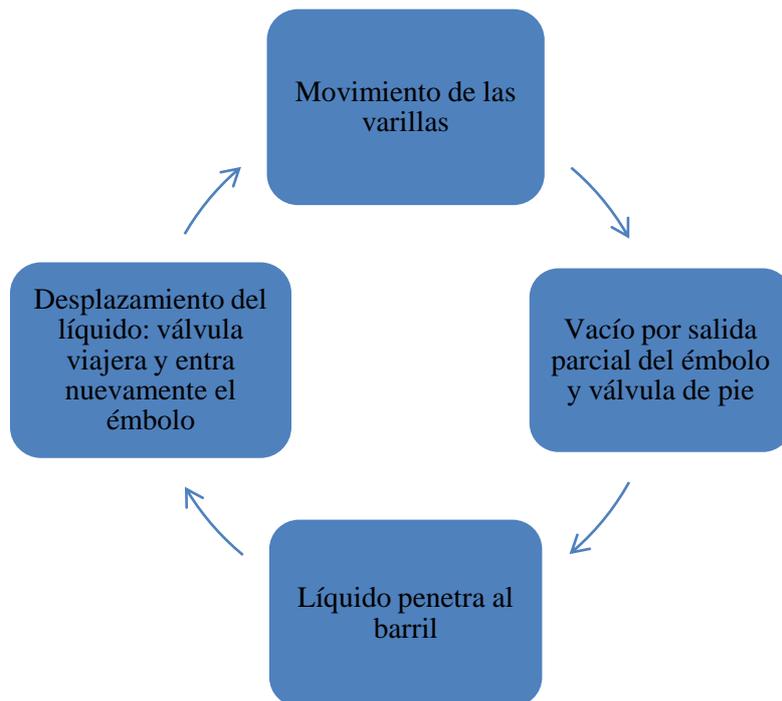
- Resistente a corrosión
- Bueno con manejo de sólidos
- >15°API
- Eficiencia del sistema 10% - 30%

2.4.2. Bombeo Mecánico

El Bombeo Mecánico es un sistema artificial de producción (SAP) en el cual el movimiento del equipo de bombeo subsuperficial se origina en la superficie y se transmite a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión. Debido a que se usa una bomba de émbolo, el movimiento de las varillas produce un vacío en el interior del barril de trabajo, ocasionando por la salida parcial del émbolo, haciendo que el líquido penetre al barril de trabajo a través de la válvula de pie ocupando el espacio vacío. El desplazamiento de líquido y su descarga a través de la válvula viajera y de la tubería de descarga, se produce haciendo entrar nuevamente el émbolo.

El equipo se compone de: a) una bomba subsuperficial, impulsada por varillas; b) sarta de varillas de succión, que transmiten el movimiento de bombeo superficial y la potencia a la bomba subsuperficial; c) el equipo superficial de bombeo, que cambia el movimiento rotatorio del motor principal al movimiento oscilatorio lineal para bombear,

se clasifica en dos clases de unidades de bombeo, CLASE I (Unidad Convencional, Figura 2.10) y CLASE III (Unidad Aerobalanceada, Figura 2.11, y Mark II, Figura 2.12), que es de acuerdo con la distribución y localización de los elementos que integran el equipos superficial, es decir, la localización de los cojinetes en el balancín con relación a la flecha de la manivela; d) la unidad de transmisión de potencia o reductor de engranes y e) el motor principal que proporciona la potencia necesaria al sistema.



Su principal objetivo es producir una cierta cantidad de fluidos por día con un mínimo de:

- a) Torsión
- b) Carga y rango de cargas en la varilla pulida
- c) Requerimiento de potencia del motor principal
- d) Costos de combustible o energía
- e) Costo de mantenimiento de la unidad
- f) Roturas de la varilla
- g) Producción diferida por rotura de varillas o por reparación y mantenimiento de la unidad
- h) Costo inicial

2.4.2.1. Ventajas del BM

- Fácil diseño
- Unidades pueden ser cambiadas a otros pozos
- Adaptable a agujeros reducidos
- Flexible
- Levanta aceites viscosos y de altas temperaturas

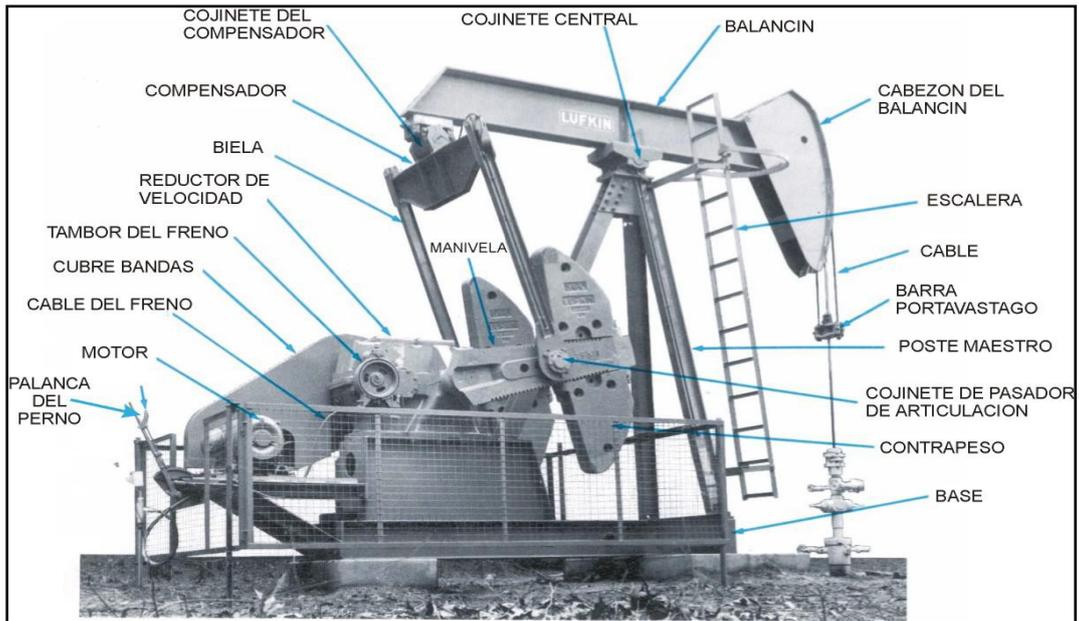


Fig. 2.10. Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.

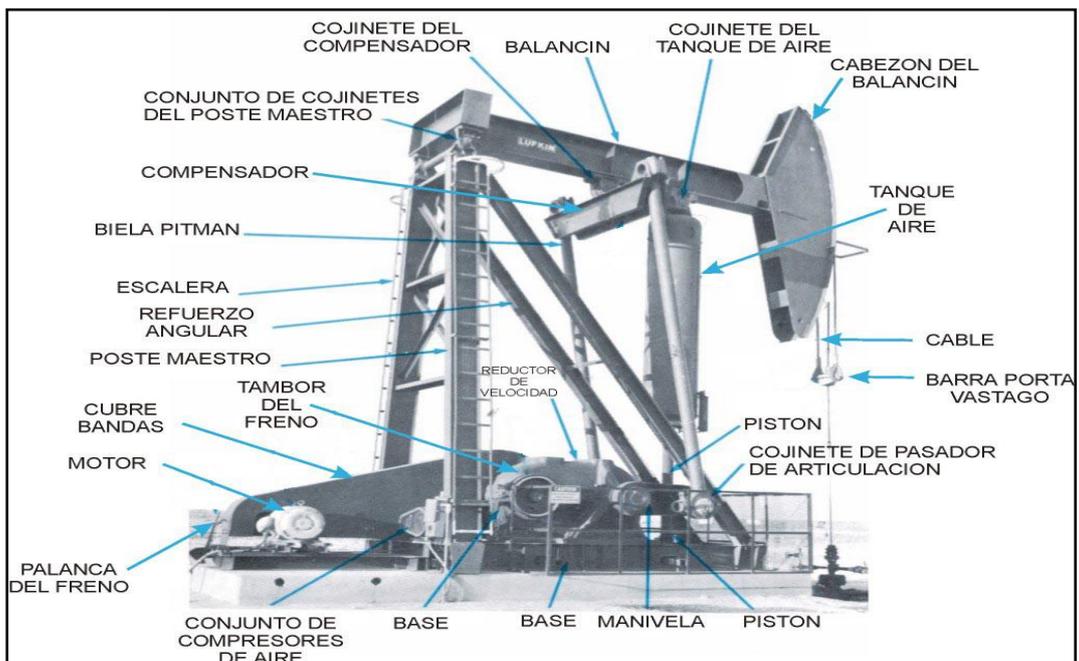


Fig. 2.11. Unidad de Bombeo Mecánico Aerobalanceada.

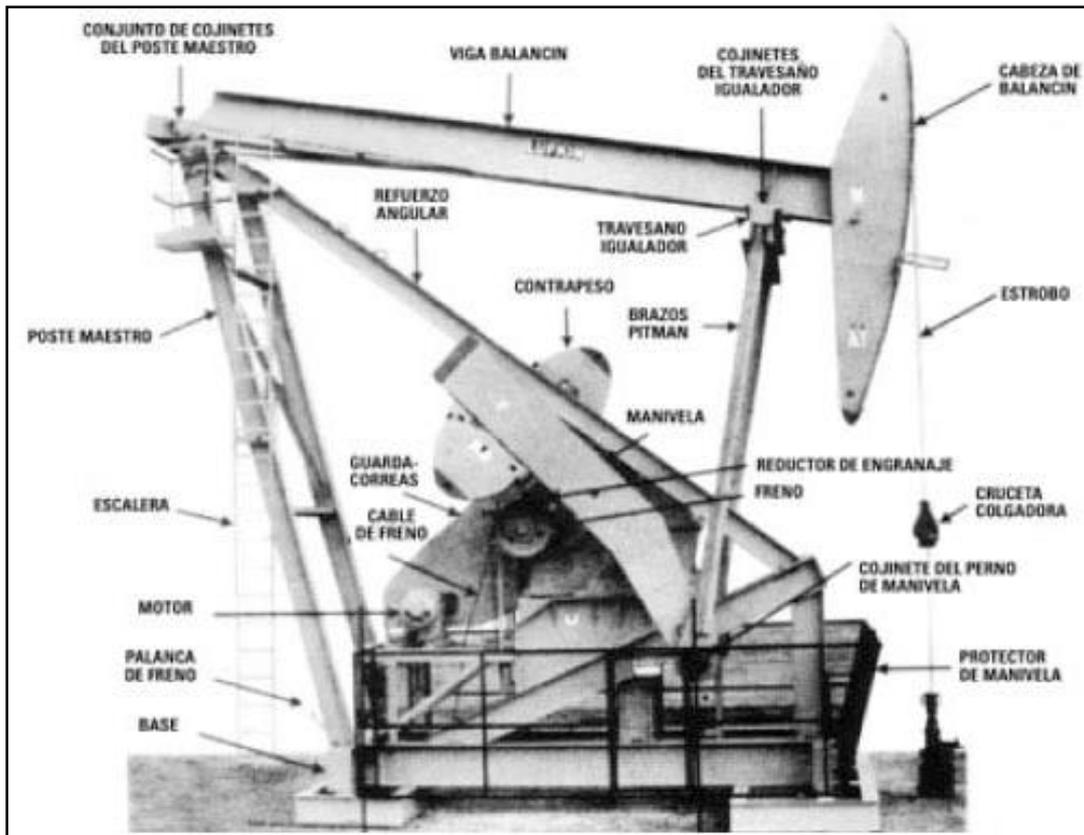


Fig. 2.12. Unidad de Bombeo Mecánico Mark II.

2.4.2.2. Desventajas del BM

- No es posible manejar sólidos.
- No se adapta a grandes profundidades.
- En operaciones costa-afuera resulta pesado y estorboso
- Altas Relaciones Gas-Aceite
- Desgaste de varillas y T. P. en pozos desviados

2.4.2.3. Rangos de Aplicación

	Rango Típico
Profundidad	Hasta 2400 m
Gasto	5 – 1500 bpd
Temperatura	38 - 288 °C

Tabla 2.2. Rangos de aplicación para Bombeo Mecánico.

- Aplica para tuberías con corrosión
- No es recomendable para pozos desviados
- Aceite ≥ 8 °API
- Aplicación marina limitada
- Eficiencia del sistema 45% – 60%

2.4.3. Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)

Desarrollado a finales de los años 20's por René J. Moineau. Se usa gradualmente en la industria petrolera desde 1979. Actualmente más de 30,500 pozos (aproximadamente un 5.7 % del total de pozos con Sistemas Artificiales en el mundo) están operando con PCP a nivel mundial.

Es el método con mayor índice de crecimiento anual. Una de sus principales limitantes es su poca capacidad volumétrica, pero en ocasiones es fácilmente compensada por su eficiencia y bajo costo.

Este sistema consiste principalmente en un estator con forma de hélice interna, de doble entrada, y un rotor helicoidal que gira en el estator. La sección transversal del rotor es circular y en todos sus puntos excéntrica al eje; los centros de las secciones se apoyan a lo largo de una hélice, cuyo eje es el eje del rotor. Ambos se vinculan de tal forma que la sección del rotor tiene un movimiento de vaivén a través del conducto del estator.

Este movimiento hace que se vayan formando cavidades, que se encuentran delimitadas por una línea de ajuste entre ambos elementos. Al efectuar el rotor una vuelta, las mencionadas cavidades dispuestas en forma helicoidal se desplazan, incluyendo en ellas el líquido a transportar, quedando dicha cavidad por medio de la línea de ajuste independizada de la próxima a formarse, evitándose de esta forma el retorno de líquido.

Aunque este sistema fue diseñado en un principio para acarrear sólidos y fluidos viscosos también ha sido usado para la extracción de líquidos en pozos de gas.

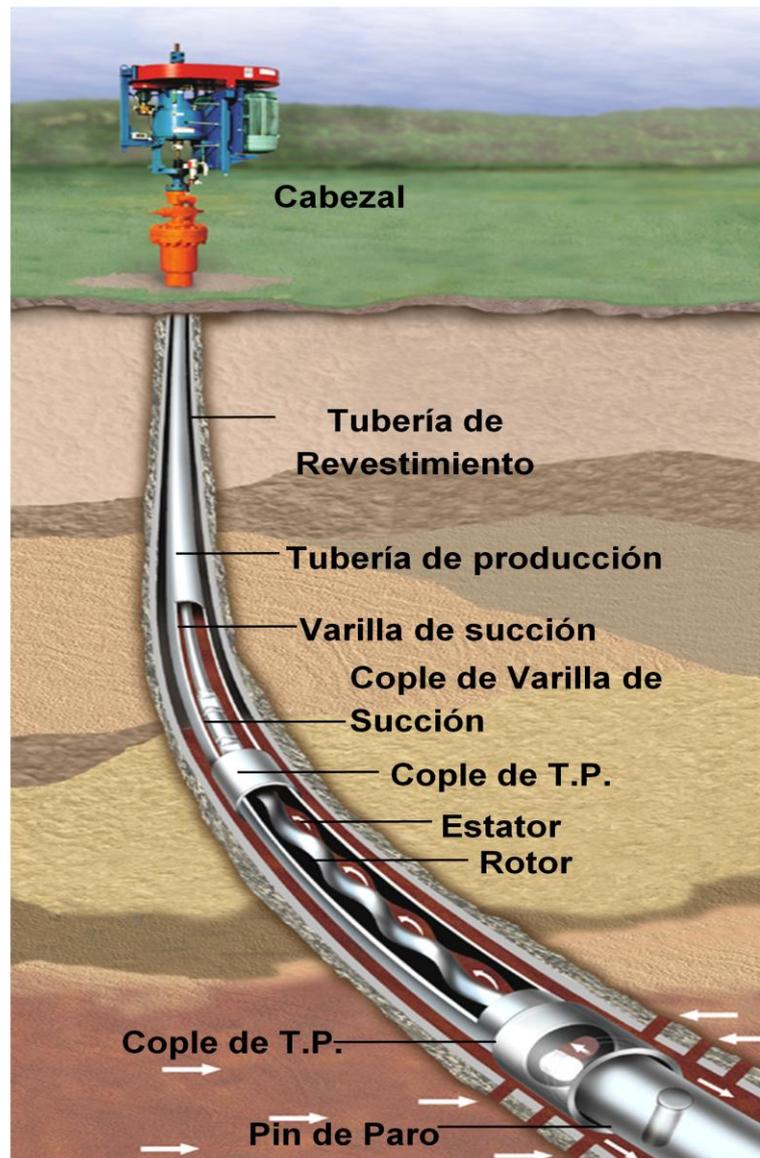


Fig. 2.13. Esquema de un Sistema de Bombeo Cavitaciones Progresivas (PCP).

2.4.3.1. Ventajas del PCP

- Desplaza fluidos altamente viscosos, de alta concentración de sólidos y gas libre moderado.
- Las bajas proporciones interiores limitan la emulsificación por agitación.
- No tiene válvulas (no hay candado de gas o atascamiento).
- Bajos costos.
- Bajo perfil del cabezal.
- Bajo nivel de ruido

2.4.3.2. Desventajas del PCP

- Producción máxima: 800 m³/día
- Profundidad máxima: 2,000 m
- Temperatura máxima: 178°C
- Sensibilidad a algunos fluidos; el elastómero puede inflarse o deteriorarse cuando está expuesto a ciertos fluidos.

2.4.3.3. Aplicaciones

- Aceite pesado y bitumen hasta con 50% de arena
- Capacidad de manejo de fracción de gas del 40%
- Aceite medio limitado en el contenido de H₂S
- Aceite dulce ligero limitado en el contenido de aromáticos
- Extracción de agua de pozos productores de gas
- Yacimientos maduros con flujo de agua
- Áreas visualmente sensibles

2.4.3.4. Rangos de Aplicación

	Aceite Ligero	Aceite Mediano	Aceite Pesado
Gravedad	> 30°API	18 – 30 °API	< 18 °API
Viscosidad	< 20 (cp)	< 500 (cp)	500 – 15000 (cp)
Profundidad	> 1000 m	600 – 1400 m	300 – 800 m
Gasto	> 3144 bpd	> 3144 bpd	> 440 bpd
Producción de arena	Rastros de arena	< 2%	> 70 %
% de Agua	Hasta el 100%	Hasta 100%	Hasta 100%
Otros factores	Alta posibilidad de manejo de aromáticos, RGA, H ₂ S y CO ₂	Las mayores posibilidades de manejo de aromáticos, RGA, H ₂ S y CO ₂	Bajos aromáticos y RGA, Posible H ₂ S y CO ₂

Tabla 2.3. Rangos de Aplicación para PCP.

2.4.4. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC)

El bombeo Electrocentrífugo Sumergido desde su primera aplicación para un pozo petrolero en 1929, ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico. En la industria petrolera, un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrocentrífugo sumergido, debe reunir características tales que no afecten su funcionamiento, como las altas relaciones gas-aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo, que son factores con influencias indeseables sobre la eficiencia del aparejo.

Entre las características del sistema esta su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue porque, su unidad de impulso o motor esta directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo.

El aparejo de bombeo electrocentrífugo sumergido trabaja sobre un amplio rango de profundidades y gastos. Su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite. El sistema opera sin empacador inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de los disparos.

Anteriormente, para el diseño del aparejo del BEC se consideraba como único requisito, que la bomba debía colocarse por debajo del nivel dinámico del fluido en el pozo, de tal manera que estuviera garantizada la alimentación continua de líquidos de la succión de la bomba, previniendo posibles variaciones en las condiciones del pozo. En la actualidad, el diseño ha mejorado, incorporando en los cálculos la consideración de que el volumen y propiedades físicas de la mezcla, varían constantemente en el interior de la bomba; lo cual se traduce en reducciones importantes de su capacidad volumétrica, desde la presión de succión hasta la descarga.

Una unidad típica de BEC esta constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control y transformador.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de

contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable.

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido. En la Figura 2.14, se muestra la distribución de los componentes del aparejo en la forma tradicional como quedan en el pozo.

2.4.4.1. Ventajas del BEC

- Buena capacidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias
- Baja inversión para profundidades someras
- Adaptable a la automatización
- Es aplicable a profundidades de 4200 m
- Maneja fluidos con altas viscosidades
- No utiliza empacador en el fondo

2.4.4.2. Desventajas del BEC

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción
- Tiempos de cierre prolongados
- Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica
- Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación
- Difícil para manejar alto porcentaje de arena o gas

2.4.4.3. Rangos de Aplicación

	Rango Típico
Profundidad	300 - 4500 m
Gasto	200 - 30000 bpd
Temperatura	38 - 204 °C
Densidad API	> 10°
Presión	De 7 a más de 70 Kg/cm ²

Tabla 2.4. Rangos de Aplicación para BEC.

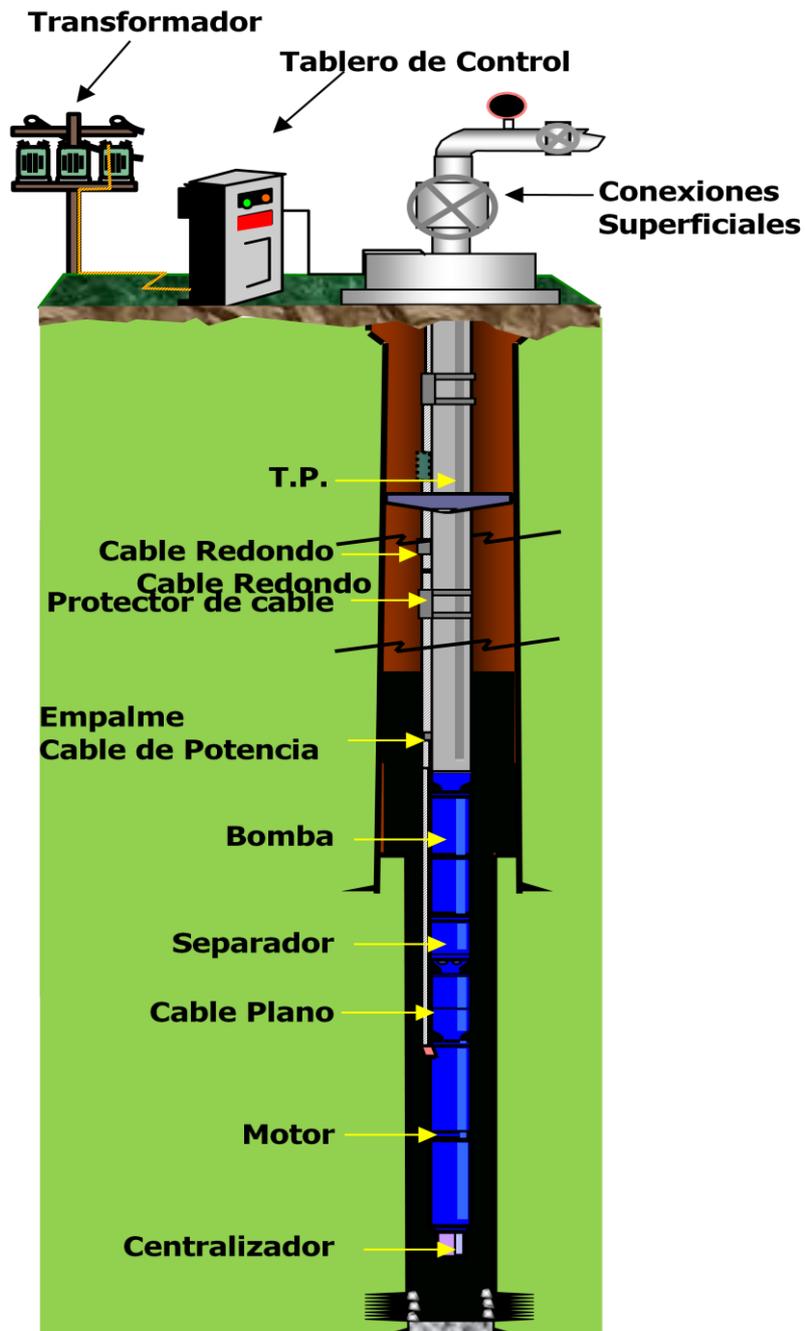


Fig. 2.14. Distribución de los componentes del aparejo de BEC.

CAPITULO III**ESTRANGULADOR DE FONDO TIPO JET**

Durante la explotación de pozos de hidrocarburos es común encontrarse diversos problemas, los cuales habrá que superar para lograr su continua operación y con ello controlar los ritmos de producción deseados. Es importante tomar en cuenta que ningún pozo es igual a otro; sin embargo, es común observar que presentan un comportamiento muy similar, estas diferencias existen debido al tipo de yacimiento en explotación, características de la formación, caracterización de crudo, composición física de cada una de las fases, diseño de las instalaciones subsuperficiales y superficiales, condiciones de separación (de acuerdo a la infraestructura), etc.

Los estranguladores de fondo tipo jet no permanentes para el control de la producción de hidrocarburos, tienen como objetivo principal prolongar la vida productiva de los pozos incrementando el factor de recuperación de los hidrocarburos. Para hacer evidente el beneficio que tiene el sistema en cuestión, se establece que la problemática de producción de agua está presente en todos los yacimientos de aceite y gas, su origen se da en forma congénita o proveniente de otra fuente, como un acuífero asociado o a través de su inyección, como sucede en procesos de recuperación secundaria. El agua tiende a fluir en forma preferencial por las capas de mayor permeabilidad y su aparición se presenta en forma natural debido al ritmo de explotación, como conificación y algunas veces, en etapas tempranas de la vida productiva del pozo, a través de fracturas y/o canales preferenciales de alta permeabilidad. Cuando el yacimiento es naturalmente fracturado con una red de fracturas interconectadas, generalmente estas son verticales y el agua tiende a canalizarse a través del escaso volumen de la fractura, pero que es de alta permeabilidad. En los sistemas de recuperación secundaria, el efecto que se tiene es el deficiente barrido del aceite de la matriz rocosa y en el caso de pozos productores, cuando el yacimiento tiene porosidad eminentemente primaria y produce por empuje hidráulico, existe la posibilidad de que se presente el fenómeno de conificación de agua.

Una vez que el pozo productor empieza a manifestar agua, se desencadenan una serie de problemas tales como; desgaste por corrosión de las tuberías de revestimiento y producción, conexiones y líneas superficiales; obstrucciones al flujo por depositación de sales y sedimentos; costos adicionales debido al manejo de agua en superficie; incertidumbre respecto a la profundidad del contacto agua-aceite; abandono de

intervalos con volúmenes considerables de aceite remanente y el más importante, la reducción de la productividad debido al incremento en la contrapresión en el fondo del pozo, esto por el aumento en la carga hidrostática y como consecuencia, la disminución de la vida económica de los pozos.

En este capítulo se muestran los estranguladores utilizados en campo, tanto superficiales como de fondo. También se muestra el desarrollo y aplicación de los estranguladores de fondo tipo jet y beneficios asociados como son: prolongar la vida fluyente de los pozos de aceite y controlar la producción excesiva tanto de agua como de gas.

Así mismo se mencionan los componentes principales del estrangulador de fondo tipo jet así como sus componentes que operan en parte como un eyector o bomba de chorro, estos son dispositivos que se apoyan en la transmisión de energía por impacto de un fluido a gran velocidad, contra otro fluido en movimiento o en reposo, para proporcionar una mezcla de fluido a una velocidad moderadamente elevada, que luego disminuye hasta la salida del pozo.

3.1. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE ESTRANGULADORES

Los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente. El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

3.1.1. Principios Teóricos

Los principios sobre los cuales se soporta esta teoría son los que se deducen de la ecuación general de balance de energía, que expresa lo siguiente: “para un fluido de una sola fase, que fluye normalmente entre cualesquiera dos puntos bajo condiciones

estacionarias, la suma de la energía de expansión ($v\Delta p$), energía potencial ($\frac{g}{g_c} \Delta h$), energía cinética ($\frac{1}{2} \frac{v^2}{g_c}$) y energía irreversible (ΔW_s) deberá ser constante". Esto se resume en la siguiente expresión:

$$\int_1^2 \left(v dp + \frac{g}{g_c} dh + \frac{1}{2} \frac{dv^2}{g_c} + dW_s \right) = 0 \quad (3.1)$$

En el caso de flujo a través de un estrangulador, los límites de integración son: a la entrada (1) y a la parte central (2), como se muestra en la Figura 3.1.

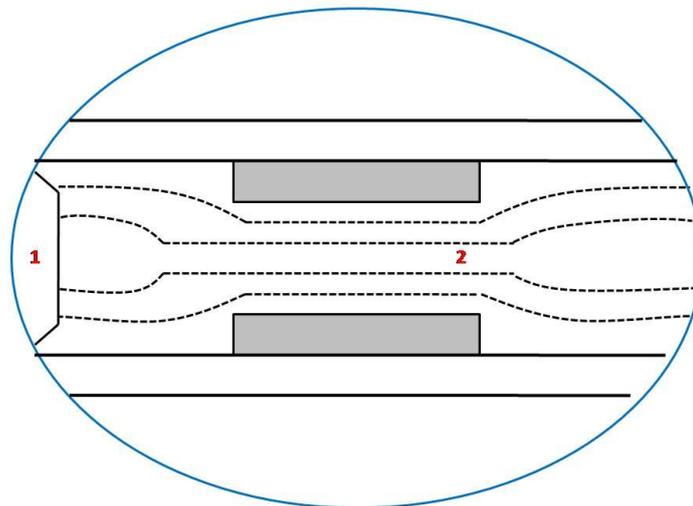


Fig. 3.1. Límites de integración y líneas de flujo.

Como los estranguladores que se instalan a boca de pozo, para controlar la producción, están basados en el principio de flujo crítico, se pretende, al seleccionar uno de ellos, que la presión después de la restricción no afecte a la presión en la cabeza del pozo y como consecuencia su comportamiento. Un número Mach igual o mayor a la unidad asegurara esta pretensión.

El número de Mach se define como la relación de la velocidad real del fluido (v_f) entre la velocidad de propagación de la onda acústica en el fluido en cuestión (v_p).

$$M = v_f / v_p \quad (3.2)$$

En función de este número, se definen tres diferentes regímenes de flujo:

Para $M < 1$, el flujo es subsónico.

Para $M > 1$, el flujo es supersónico (supercrítico)

Para $M = 1$, el flujo es sónico (crítico).

Cuando $M = 1$, el área de flujo alcanza su valor mínimo y se dice que se ha logrado una condición de garganta a cuyas propiedades se les denomina “críticas” y a las anteriores a ella como relaciones críticas.

Como mencionamos en el primer capítulo el flujo crítico en el estrangulador ocurre cuando se cumple la siguiente igualdad: $\frac{P_e}{P_{wh}} \leq 0.5283$.

Donde:

$$P_e = \text{Presión corriente abajo (presión en la línea de descarga), } \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$P_{wh} = \text{Presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo), } \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

3.1.2. Clasificación

De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características, cuya descripción la proporcionan en diversos manuales, sin embargo se pueden clasificar como se indica a continuación:

3.1.2.1. Estranguladores Superficiales

- a) Estrangulador Positivo. Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo (porta-estrangulador), del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro.
- b) Estrangulador ajustable. En este tipo, se puede modificar el diámetro del orificio, sin retirarlo del porta-estrangulador que lo contiene, mediante un dispositivo mecánico tipo revólver.

Una variante de este tipo de estranguladores, es la llamada válvula de orificio múltiple. Tiene un principio de operación bastante sencillo, puesto que el simple desplazamiento

de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de orificio, y este desplazamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste.

Dependiendo del tipo de estrangulador, se disponen con extremos roscados o con bridas y con presiones de trabajo entre 1500 y 15000 (lb/pg²).

3.1.2.2. Estranguladores de Fondo

- a) Estranguladores que se alojan en un dispositivo denominado “niple de asiento”, que va conectado en el fondo de la TP. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con línea de acero operada desde la superficie.
- b) Estranguladores que se aseguran en la TP por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.

3.1.3. Fenómeno de Estrangulamiento

La función principal del estrangulador es liberar grandes cantidades de energía (pérdidas de presión) en una distancia muy corta. La geometría de un estrangulador provoca un disturbio súbito a través de un conducto circular, como se muestra en el esquema de flujo de un fluido pasando a través de un estrangulador (Figura 3.2), a medida que el fluido se acerca a la restricción, este se aleja de la pared de la tubería y converge tomando una alta velocidad, después de este se expande hacia la pared del estrangulador, posteriormente de salir del estrangulador, la corriente del fluido se expande y regresa a la forma geométrica similar a la que tenía antes de entrar al estrangulador.

Las pérdidas totales se generan de la siguiente manera:

- 1) Fricción a través del estrangulador y sección cercana a él.
- 2) Turbulencia cercana la entrada y salida del estrangulador.
- 3) Movimientos lentos de pequeños torbellinos entre la contracción del chorro y la pared de la tubería.

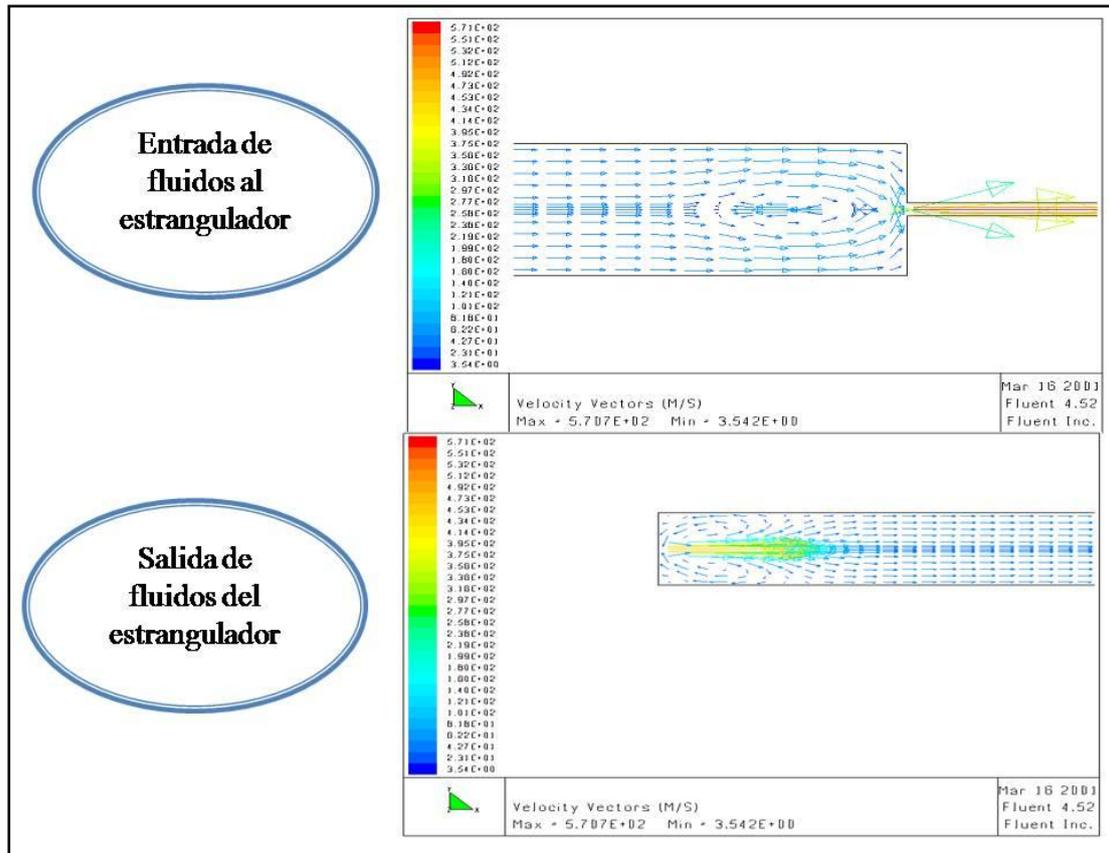


Fig. 3.2. Esquema de flujo de un fluido pasando a través de un estrangulador.

3.1.4. Diámetro del Estrangulador

Haciendo la combinación de una ecuación de estado con la ecuación de Bernoulli y considerando flujo adiabático sin fricción, se obtiene una expresión general para calcular el diámetro de estrangulador en 1/64 de pulgada, y puede aplicarse para flujo crítico o subcrítico. Tal expresión es:

$$q_g = \frac{C_d P_{wh} d_\phi^2}{(\gamma_g (\bar{T} + 460) Z)^{0.5}} \left[\left(\frac{k}{k-1} \right) H \right]^{0.5} \quad (3.3)$$

Donde:

$$H = \left(\frac{P_e}{P_{wh}} \right)^{2/k} - \left(\frac{P_e}{P_{wh}} \right)^{(k+1)/k} \quad (3.4)$$

Para $P_0 = 14.7 \left(\frac{lb}{pg^2} \right)$ y $T_0 = 60^\circ F$, el coeficiente de descarga, $C_d = 1.9083 \times 10^{-4}$ y el resto de las variables se emplean en unidades prácticas. El valor de P_e es, en este caso, el correspondiente a la presión corriente abajo del estrangulador.

La forma general de las ecuaciones desarrolladas por los investigadores que han desarrollado correlaciones y mejoras sucesivas para el cálculo del flujo en estranguladores es:

$$P_e = \frac{A q_L R^B}{d_\phi^C} \quad (3.5)$$

P_e = Presión corriente arriba (lb/pg^2)

q_L = Producción de líquido (bl/día)

R = Relación Gas Aceite (ft^3/bl)

d_ϕ = Diámetro del estrangulador (64avos de pg.)

A, B, C = Constantes que dependen de la correlación y que toman los valores siguientes:

Correlación	A	B	C
Gilbert	10.0	0.546	1.89
Ros	17.4	0.50	2.0
Baxendell	9.56	0.546	1.93
Achong	3.82	0.65	1.88

Tabla 3.1. Valores de las constantes para el cálculo del diámetro del estrangulador.

3.2. ESTRANGULADORES DE FONDO

Aunque desde los años 30's se conoce que al estrangular las condiciones de flujo en el fondo del pozo se incrementa la eficiencia de flujo, hasta la fecha su aplicación se ha venido limitando debido principalmente a que se han encontrado dificultades mecánicas en la fabricación de estos. Sin embargo, estrangular el fondo del pozo a través del desarrollo de un tipo de estrangulador semipermanente se ha venido aplicando exitosamente para varias condiciones de flujo en diversos campos. Las pruebas de

campo indican que al estrangular el fondo del pozo, aunque no es aplicable para todas las condiciones de flujo, ocupa un lugar importante en el funcionamiento de los pozos de aceite y gas.

3.2.1. Propósito para Estrangular el Fondo del Pozo

En un pozo normal, la velocidad con la cual la corriente de gas se desplaza tiene una relación directa con la cantidad de aceite que puede levantar, principalmente el objetivo de estrangular el fondo del pozo es lograr un aumento en la velocidad de esta corriente para levantar los fluidos a la superficie, sobre todo en la parte inferior de la tubería de producción. Esto lo hace en primer lugar, por la expansión del gas libre que acompaña al aceite, seguido, por la liberación y la expansión de gas disuelto en el aceite y, por último, por la atomización que da lugar a una mezcla de gas y aceite más uniforme. Es evidente, entonces, que si esta velocidad, sobre todo en la parte inferior de la tubería de producción da un gasto de producción ineficientemente bajo, ya sea debido a una disminución de la cantidad de la fase de gas o a que existe un estrangulamiento excesivo en la superficie y se lleva a cabo el resbalamiento, el estrangulamiento del fondo del pozo debería dar lugar a un aumento de la velocidad del gas y por lo tanto proporciona una capacidad de carga mayor. Si la velocidad de la corriente de gas a este mismo gasto de producción a través de un único estrangulador de superficie es igual o está por encima de la velocidad necesaria para levantar el aceite de manera eficiente, el aumento de la velocidad por el estrangulamiento en el fondo del pozo probablemente no debería de servir para el propósito, que no sea para estabilizar el flujo por el mejoramiento de la mezcla de aceite y gas, al igual que para disminuir la distribución de las presiones.

Bajo estas suposiciones, cuando se estrangula el fondo del pozo proporciona resultados positivos bajo condiciones de flujo de baja velocidad, ya sea causado por, una escasez real del gas disponible en el yacimiento o por un estrangulamiento excesivo en la superficie. Estrangular el fondo del pozo no, sin embargo, parece haber sido exitosa en la reducción de la RGA en pozos de velocidad de flujo relativamente alta.

Los beneficios obtenidos en los pozos de baja energía o velocidad son, estabilizar el flujo, prolonga la vida fluyente del pozo y en algunos casos donde se tiene bajas relaciones gas-aceite es aumentar la producción. Un caso de flujo estable y aumento del

gasto de producción, se presenta en el campo Yates, Texas, donde el gasto de producción se ha más que duplicado. Resultados similares se obtuvieron en campos como: Cisco, Ranger y Van, campo de Texas, este último con un incremento apreciable en el gasto de producción. En algunos casos los pozos con bombeo no aguantan un estrangulamiento excesivo en la cabeza, sin carga arriba y se van muriendo. El campo del Este de Texas, aunque en algunos aspectos es un campo difícil para manejar estranguladores de fondo, se beneficiaron a través de su aplicación. Una reciente instalación en un pozo el cual es típico de una etapa por la que atravesara una gran parte de los pozos en este campo sin duda será de interés. En la zona de Joinerville, después de producir una gran cantidad de aceite había alcanzado el punto donde no fluía sin que se le aplicara frecuentemente un swabeo. Se tenía contemplado aplicar equipos de bombeo, cuando se decidió experimentar con un estrangulador de fondo de 1/8 in., se instalo a una profundidad alrededor de 100 pies a partir del fondo, después de tres semanas el pozo siguió fluyendo con un gasto de 185 bpd y con una presión en la cabeza de 25 lb.

La función del estrangulador, en este caso particular, se piensa que es principalmente el de la liberación de gas disuelto, este gas liberado está actuando en vez del corte de agua como el mecanismo de empuje que ayuda a llevar a los fluidos a la superficie.

3.2.2. Influencia del Diámetro y Profundidad del Estrangulador de Fondo

Al estrangular el fondo de pozos con altas relaciones de gas-aceite, es necesario elegir un tamaño adecuado del orificio por donde pasa el flujo dentro del estrangulador para proporcionar un gasto de producción óptimo, a menudo se puede estimar con gran precisión, siempre que la presión de fondo y el gasto del pozo seas conocidos. En dichos pozos, la cantidad de gas producido es generalmente mucho mayor que la cantidad de aceite, por lo que los cálculos para elegir el diámetro adecuado del estrangulador puede basarse en las leyes físicas del gas, el mejoramiento se realiza por la cantidad de aceite que se produce y la cantidad de gas disuelto en el aceite.

Estimar el tamaño adecuado del orificio en pozos con baja relación gas-aceite es mucho más complicado, por lo que la selección del tamaño correcto, en el pasado, se ha determinado en forma de ensayo-error y por la experiencia que se obtuvo en pozos con

características similares. La experiencia ha demostrado que el tamaño del orificio del estrangulador de fondo, para un gasto de producción dado, debería ser menor que el tamaño del orificio en un estrangulador de superficie, considerando que en ambos se tiene el mismo gasto.

Un ejemplo ocurre en el campo Yates, Texas, en donde se probó con un tamaño de orificio de $5/32''$ en el fondo y posteriormente se estrangulo solo en la superficie con un orificio de $3/16''$, el resultado fue de que se obtuvo el mismo gasto de producción. Cuando se cambio el tamaño del orificio en el fondo por el tamaño de $3/16''$, se obtuvo que la producción aumento 20 barriles de aceite más que teniendo el mismo diámetro de orificio en el estrangulador de superficie.

Los diámetros extremadamente pequeños que se pueden utilizar para estrangular el fondo del pozo se aplicaron en una prueba, donde se aplicaron desde $3/64''$ a $24/64''$ en uno de los pozos del campo Hobbs con una profundidad de 4000 pies, y otra prueba con un estrangulador de $1/32''$ en el campo Van. El diámetro de $3/64''$ en el fondo del pozo Hobbs produjo 60 barriles de aceite y 50,000 pies cúbicos de gas por día, mientras que el tamaño más pequeño de estrangulador en la superficie que se probó en este pozo fue de $1/8''$ de diámetro, produjo 52 barriles de petróleo y 43 mil pies cúbicos de gas.

Los cambios en los diámetros del orificio dentro de ciertos límites se pueden hacer en efecto subiendo o bajando el nivel de estrangulamiento. Esto se ilustra en la Figura 3.3, que muestra la capacidad de un orificio de $1/4''$ instalado en la superficie y después a varias profundidades en una tubería de producción de $2''$ en un pozo en el campo Yates.

En la parte superior de la tabla se presenta el porcentaje de aumento de la producción del aceite y del gas, para diferentes profundidades. La capacidad del estrangulador aumenta bastante uniforme con la profundidad, en el fondo del pozo a 1420 pies, el volumen de gas que pasa a través del estrangulador de $1/4''$ había aumentado un 30 por ciento y el 20 por ciento de aceite en sus respectivas cantidades a través del estrangulador en superficie.

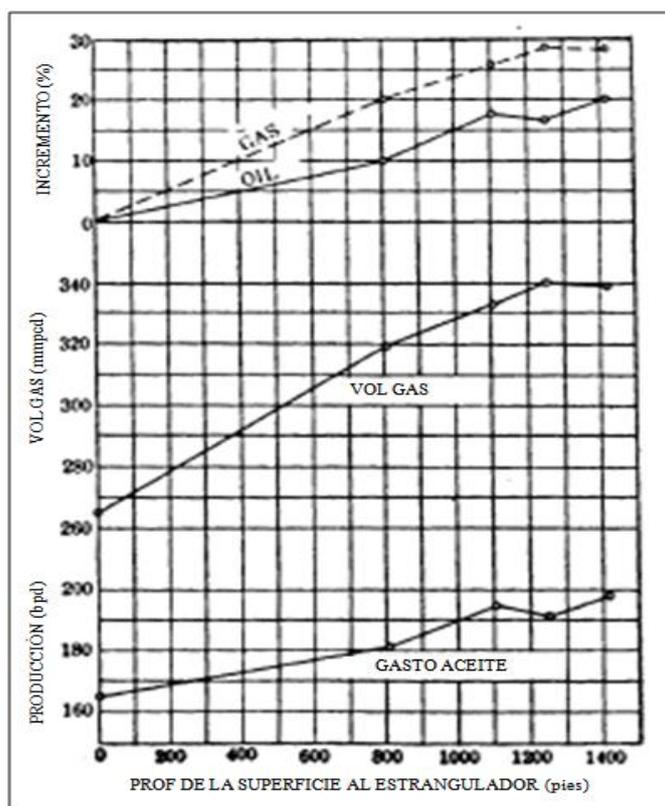


Fig. 3.3. El gráfico muestra el aumento de la capacidad de un estrangulador de fondo de $\frac{1}{4}$ de pulgada en un pozo en el campo Yates, Texas.

3.2.3. Uso Conjunto del Estrangulador de Fondo con uno de Superficie

Por lo general es necesario el uso de un estrangulador de superficie en relación con un estrangulador de fondo, para lograr una condición de flujo más eficiente. Dado que la función del estrangulador de fondo es aumentar las velocidades de flujo a través de la liberación o expansión de gas, o ambas. Se deduce que bajo muchas condiciones de flujo la velocidad puede por lo tanto aumentar más allá de un rango eficiente con consecuencias de una fricción excesiva. En estos casos el uso de un estrangulador de superficie disminuye el gasto de producción y por lo tanto disminuirá la velocidad del gas.

Esto se demuestra a través de la ecuación de Turner (Ecuación 3.6), en donde al aumentar la densidad del gas por una mayor compresión debido al incremento de la presión con ambos estranguladores, la velocidad de del gas disminuye evitando el

resbalamiento de esta fase, con lo cual se mejora el desplazamiento del aceite a través de la TP.

$$V_t = \frac{1.593\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \quad (3.6)$$

σ = Tensión superficial (dinas/cm)

ρ_l = Densidad del líquido (lb/ft^3)

ρ_g = Densidad del gas (lb/ft^3)

V_t = Velocidad de flujo (ft^3/seg)

3.2.4. Desarrollo de Estranguladores de Fondo por Compañías

Desde hace varias décadas diversas compañías han desarrollado estranguladores de fondo con diferentes características, como se muestra en la Figura 3.4.



Fig. 3.4. Diseños de estranguladores de fondo.

La compañía Petroenergy diseño un dispositivo aerodinámico que consiste básicamente en un juego de tubos venturi, su instalación puede ser: permanente en la tubería de producción mediante cuñas de acción opuesta, su recuperación requiere sacar el todo el aparejo de producción, o recuperable con empacador estándar o asentado en los coples, usando línea de acero. Para que la implementación de este estrangulador proporcione la mayor eficiencia requiere un rango de RGA entre los $106 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y los $1430 \text{ m}^3/\text{m}^3$ al igual que necesita operar en condiciones de presión de formación mínima de 50 % con respecto a la presión hidrostática que ejerce los fluidos en la tubería de producción, los

cortes de agua que puede manejar el dispositivo es hasta del 50% sobre el gasto bruto producido. El diseño de la herramienta es específico y toma en consideración información del yacimiento.

Las compañías Camco y Schlumberger realizaron una tecnología en conjunto, en la cual su diseño es una simple restricción y no considera los efectos que se causaran al yacimiento, su instalación puede ser permanente o recuperable. Se descarta bajar la herramienta en pozos desviados a mayor de 20 grados de inclinación, al igual que no pueden operar para generar presiones diferenciales mayores de 1500 psi.

Debido a que las condiciones de un pozo varían con respecto a otro, se necesita hacer la mejor selección del diámetro del estrangulador de fondo, por lo que se tiene que tener un rango amplio en la selección del tamaño, esto con el objetivo de elegir la mejor optimización de la producción del pozo. Por este lado las compañías se han limitado a utilizar un diámetro de estrangulador para cada diámetro de tubería, reduciendo las opciones de selección. Una condición de operación del estrangulador de fondo convencional, por las compañías, es la limpieza dentro de la tubería de producción, ya que se forman incrustaciones alrededor de la tubería o contenido de arena, que impiden la hermeticidad de la herramienta y por lo tanto reducen la aplicación del estrangulador en diferentes pozos. Los estranguladores de fondo se han instalado en el cople, niple o en empacador, ya sea de manera permanente o semipermanente como se ilustra en la Figura 3.5.

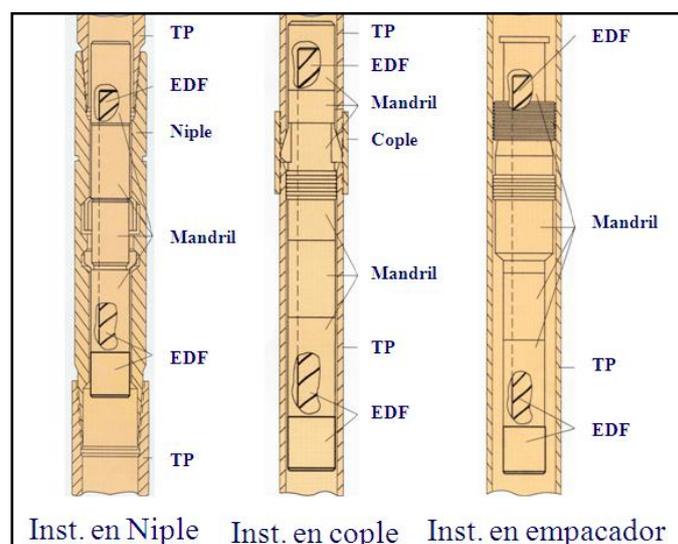


Fig. 3.5. Tipos de instalaciones.

3.3. ESTRANGULADOR DE FONDO TIPO JET

El principio de operación del Estrangulador de Fondo Tipo Jet desarrollado por el grupo SHAIP del IMP, está basado en generar una caída de presión en el fondo del pozo que permita incrementar la presión de fondo, efecto seguido, la conservación de la energía del yacimiento y con esto, prolongar la vida fluyente del pozo. Su campo de aplicación son los pozos productores aceite que declinan su producción en corto tiempo, por varias razones, entre las cuales está el depresionamiento prematuro de sus yacimientos y la producción temprana de agua y/o gas. Las causas se pueden encontrar en la naturaleza del mismo fluido y/o del yacimiento. Otros beneficios relacionados con el incremento presión de fondo provocado por el EDF-Jet son: la disminución del corte de agua en pozos con problemas de conificación y la disminución de la RGA en pozos que han alcanzado la presión de saturación o presión de burbuja a nivel de yacimiento.

El Estrangulador de Fondo Tipo Jet es un dispositivo de sencilla aplicación (Como se esquematiza en la Figura 3.6), que se instala fácilmente en el interior de la tubería de producción utilizando línea de acero. El diseño del EDF-Jet permite profundizar el punto de instalación, en tuberías de tipo “Tubing Less”, hasta la cima del intervalo productor y en arreglos de pozos con empacador, hasta el extremo de la TP, de igual forma en sartas de velocidad, que va instalado en el extremo inferior de las mismas.

El sistema Estrangulador de Fondo Tipo Jet, opera en parte, como un eyector o bomba de chorro, estos son dispositivos que se apoyan en la transmisión de energía por impacto de un fluido a gran velocidad, contra otro fluido en movimiento o en reposo, para proporcionar una mezcla de fluido a una velocidad moderadamente elevada, que luego disminuye hasta la salida del pozo.

La diferencia esencial del EDF-Jet con un Estrangulador de fondo convencional está en la incorporación de un elemento innovador ubicado en el cuello de pesca, que realiza una mezcla homogénea del gas disuelto liberado con el aceite. A este nuevo diseño se atribuyen beneficios tales como: evita la formación de baches de gas y aceite en la tubería de producción (producción más estable), al cambiar el patrón de flujo se reducen las caídas de presión en la TP, y en conjunto con el aligeramiento de la columna hidrostática por la liberación de gas disuelto (efecto BN), se reduce considerablemente el requerimiento de energía para llevar los fluidos del yacimiento a la batería.

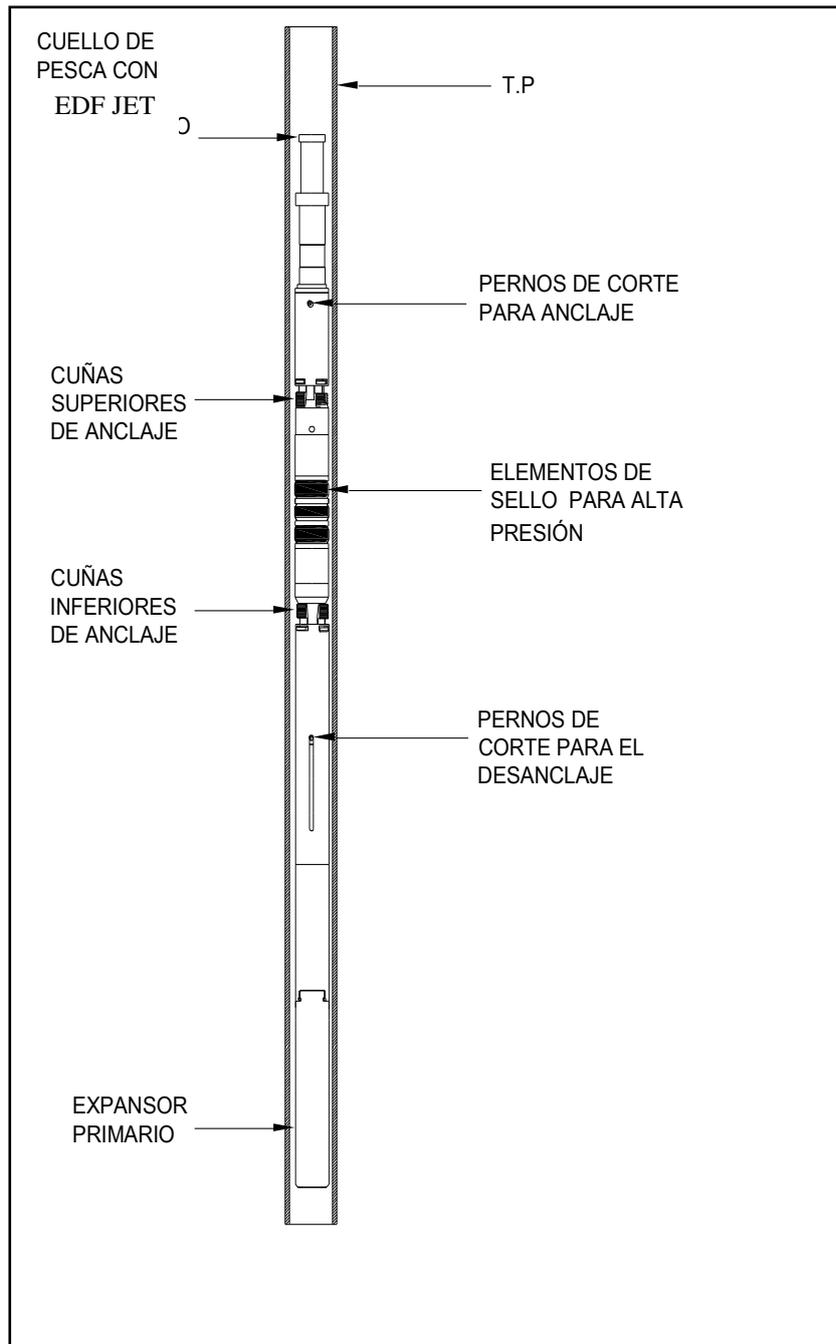


Fig. 3.6. Diagrama del EDF-Jet.

Algunos de los problemas que se aprecian en pozos productores de hidrocarburos es la producción de agua y congelamiento de líneas superficiales, el problema de congelamiento se debe a la composición física de cada una de las fases y sobre todo, a las características de presión y temperatura a las cuales fluyen. Existen pozos que producen a alta presión y temperatura, lo que obliga a realizar cambios en sus

condiciones de flujo; sin embargo, estas modificaciones provocan efectos físicos diversos como por ejemplo el fenómeno “Joule Thomson” el cual se presenta por elevados niveles de bióxido de carbono en la fase gaseosa y una caída de presión en el flujo al atravesar la restricción mecánica que se encuentra en la línea de conducción de superficie (instalado en la bajante del pozo o línea de descarga).

Derivado de las características, tipo de fluido y de las condiciones de operación prevalecientes en la vida productiva de los pozos, se observan diversas situaciones problemáticas; como:

- Represionamiento y contrapresión al flujo en la red de ductos para transporte de hidrocarburos producidos por los pozos provocada por cambios en las condiciones naturales de los ductos originada por la depositación de sustancias indeseables que reducen su diámetro interior incrementando las caídas de presión.
- Pozos productores con altas concentraciones de gas amargo natural, como H₂S y CO₂, incluso por arriba del 50% en la mezcla.
- Disminución de la producción por la sobre explotación de los yacimientos.
- Formación de hidratos y congelamiento total en bajantes, líneas de descarga, cabezales de pozos y colectores para el transporte de los hidrocarburos.

Cuando se presenta esta última situación, es decir el congelamiento en la línea de descarga o en cualquier otra instalación superficial, se procede a cerrar el pozo y a forzar la expulsión del tapón en forma mecánica a la presa de quema para restablecer las condiciones iniciales. Este problema de congelamiento en ductos, origina el paro o cierre del pozo donde se inició el problema; posteriormente, el congelamiento se generaliza en la red hasta provocar el cierre de todos los pozos que concurren a un mismo cabezal de localización.

Expulsar los tapones o forzar el descongelamiento de líneas y ductos como práctica operativa, resulta muy peligrosa porque en muchas ocasiones las tuberías y el sistema de ductos se encuentran represionados y en condiciones estáticas, lo que no permite visualizar el riesgo; por ello, resultaba indispensable cerrar los pozos hasta lograr las condiciones de flujo óptimas. Es indudable que conseguir el descongelamiento de esta manera repercute enormemente sobre la producción de aceite y gas, en el medio

ambiente y genera condiciones de alto riesgo en las instalaciones y para el personal operativo que realiza el trabajo, lo que se resume en pérdidas económicas.

Una de las alternativas para evitar el congelamiento de líneas es mediante la inyección de metanol, el cual es un producto químico que ayuda a eliminar la humedad de los gases; sin embargo, los volúmenes que se inyectan en pozos, cabezales y líneas, cada vez resultaban ser mayores y los únicos logros que obtuvieron consistieron en prolongar el tiempo en operación, antes del cierre. La inyección de metanol es claro que no es la mejor solución, ya que se requiere el cierre de los pozos, para desalojar en forma mecánica los tapones generados o bien, descongelar los ductos obstruidos o taponados.

La presente invención del grupo SHAIIP del IMP, evita el congelamiento de líneas, debido a que aprovecha la temperatura natural de la roca (gradiente geotérmico), además de promover la formación de flujo estable en las tuberías, controla la producción de los pozos evitando que sean afectadas las sus condiciones y administra la energía de los yacimientos, incrementando con ello el factor de recuperación, siendo esta una novedosa solución a la problemática planteada.

La aplicación de EDF-Jet se ha realizado con buenos resultados en al Activo Integral Poza Rica Altamira para el control del corte de agua en pozos de crudo pesado (Altamira 1013H), en el Activo Integral Bellota-Jujo el EDF-Jet se aplicó para controlar la producción de gas (Santuario 208). En el año de 2007 la instalación de EDF's convencionales realizada en campo Chicontepec reveló un potencial de aplicación enorme para herramientas de fondo para el mantenimiento de presión y con ello prolongar la vida productiva de los pozos recién perforados (Pozo Tajín 79). A últimas fechas el EDF-Jet se está evaluando en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo como una estrategia integral para mantenimiento de la producción de los pozos (prolongar su vida fluyente y control de la producción de agua).

Por todo lo anteriormente descrito podemos citar que es un objeto del EDF-Jet el control e incremento de la producción de un pozo mediante el aprovechamiento de la energía del yacimiento por la liberación de gas en el fondo del pozo, provocada por una caída de presión brusca en este mecanismo, que mejora el patrón de flujo en la tubería de producción y línea de escurrimiento, reflejado en la disminución de las caídas de presión por elevación y fricción en estas tuberías.

Otro objeto del EDF-Jet es promover el mantenimiento de presión del yacimiento.

Aún más otro objeto del EDF-Jet es aumentar la vida productiva del pozo y como beneficios asociados controlar la producción de agua, ya que este novedoso sistema provoca que la energía del gas que se libera en el fondo del pozos modifique el patrón de flujo corriente abajo del sistema, también promueve la redistribución de presión en el yacimiento, mejorando las condiciones de flujo en la vecindad del pozo.

3.3.1. Descripción de los Componentes del EDF-Jet

El EDF-Jet para el control de la producción de hidrocarburos, se constituye de los siguientes elementos conforme a la Figura 3.7:

- (1) Cuello de pesca
- (2) Camisa tope de compresión
- (3) Núcleo del empacador
- (4) Vástago de sello
- (5) Camisa superior
- (6) Porta cuñas superior
- (7) Cono superior
- (8) Camisa
- (9) Anillo interior
- (10) Cople inferior
- (11) Cono inferior
- (12) Porta cuñas interior
- (13) Camisa ranurada
- (14) Camisa para vástago
- (15) Cuñas superiores
- (16) Cuñas inferiores
- (17) Sellos del empacador
- (18) Anillos de separación
- (19) Resorte de compresión
- (20) Controlador de flujo

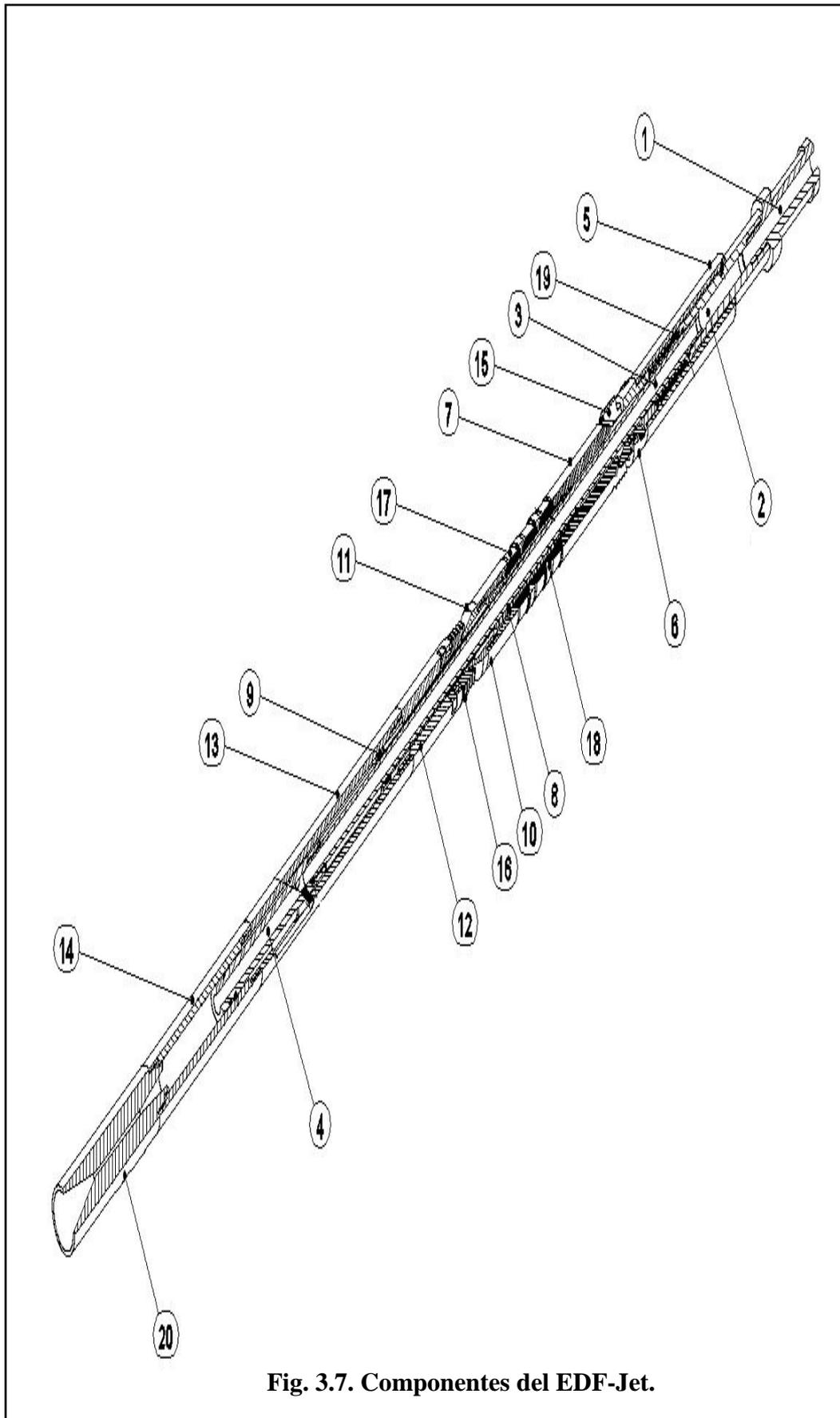


Fig. 3.7. Componentes del EDF-Jet.

Estos componentes actúan de la siguiente manera: el Cuello de pesca, permite colocar el soltador o pescante para el anclaje o desanclaje de la herramienta en la tubería de producción, este se une a la Camisa tope de compresión, que genera la compresión del Resorte de compresión, la camisa tope se une al Núcleo del empacador, mismo que transmite el movimiento desde el cuello de pesca hasta el Vástago de sello, que es el encargado de centrar el núcleo en el interior de la herramienta.

La Camisa superior protege el resorte de compresión y transmiten su movimiento al Porta cuñas superior, el cual permite la apertura y cierre de las Cuñas superiores. Las cuñas superiores son las encargadas de fijar la herramienta en la tubería. El Cono superior se une con la Camisa interna, y finalmente con el Anillo interior, esos elementos portan y comprimen los Sellos del empacador, los Anillos de separación, el Cople inferior y el Cono inferior.

Las Cuñas inferiores anclan la herramienta a la tubería y están unidas mediante el Porta cuñas interior, el cual está conectado a la Camisa ranurada, que es la encargada de permitir el movimiento entre las piezas interiores y exteriores. La camisa ranurada se une a la Camisa para vástago y funcionará como guía del mismo. A la camisa vástago se le acoplará el Controlador de flujo, es el que regula la producción de hidrocarburos y la presión por el interior de la herramienta hasta la cabeza del pozo.

3.3.2. Sistemas del EDF-Jet

El Estrangulador de Fondo Tipo Jet consta de tres sistemas, los cuales se describen a continuación.

3.3.2.1. Sistema de Anclaje

Es actuado con línea de acero mediante un soltador tipo JDC para anclarse en la tubería de producción y un elemento de pesca para recuperar. Contempla tres cuñas de sujeción en la parte superior del empacador y cuatro cuñas en la parte inferior que se fijan horizontalmente a la tubería de producción., están fabricados en material resistente al desgaste y corrosión con una dureza mayor de 75 Rockwell C, logrando con esto un anclaje eficiente (Figura 3.8).

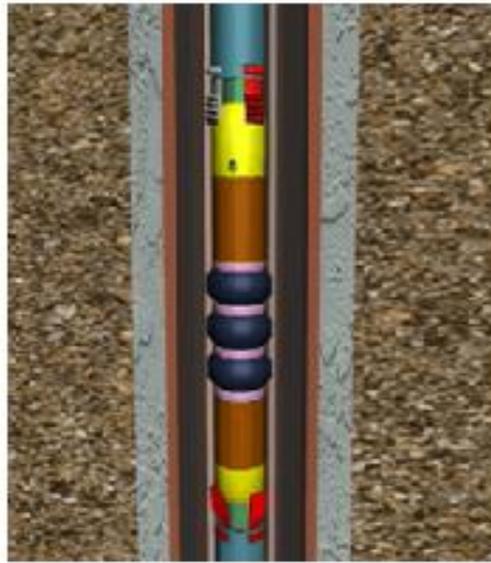


Fig. 3.8. Sistema de Anclaje.

3.3.2.2. Sistema de Hermeticidad

Está constituido por tres sellos de diámetro exterior de 2.250 pulgadas, teniendo un área de contacto de 0.650 pulgadas, con la T.P, fabricados en material de vitón 80 en los extremos y vitón 70 en el intermedio, resistentes a altas temperaturas y garantizando la hermeticidad evitando que el flujo del pozo pase por otra parte que no sea el interior del estrangulador en la operación del mismo (Figura 3.9).



Fig. 3.9. Sistema de Hermeticidad.

3.3.2.3. Sistema Controlador de Flujo

Está alojado en el extremo inferior del mecanismo de anclaje, tiene una configuración aerodinámica que permite que se tenga una entrada y salida de fluidos homogénea que está en función de la composición de los fluidos, velocidad de flujo y presión de fondo a pozo fluyendo (Figura 3.10).

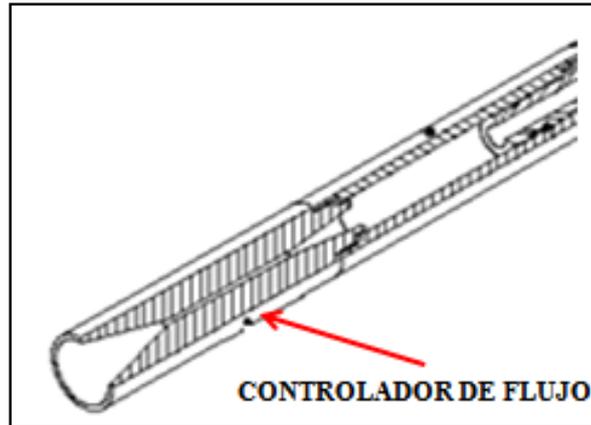


Fig. 3.10. Sistema Controlador de Flujo.

3.3.3. Especificaciones Técnicas del EDF-Jet

Las especificaciones técnicas de la herramienta son las siguientes (Figura 3.11):

- Resiste 7500 psi de presión diferencial.
- Sus componentes tienen una presión de trabajo máxima de 10,000 psi.
- Es fijado mecánicamente y liberado con una operación de línea de acero.
- Mantiene la presión de arriba o abajo.
- Tiene un sistema de seguridad de liberación.
- Sus componentes son intercambiables y de fácil mantenimiento.
- En su interior cuenta con elementos de sello en cada ensamble para evitar fugas.
- Diámetro máximo de 2.750" para tuberías de producción de 3 1/2", 2.250" para tuberías de 2 7/8" y 1.750" para tuberías de 2 3/8".
- Longitud de 1.40 metros.
- Diámetro máximo del ancla mecánica stop 2.2 pg.
- Tiene un sistema que mejora el patrón de flujo en la tubería de producción.
- Longitud del estrangulador 6 pg.
- Temperatura máxima en el interior del pozo 175 °C.
- La instalación del estrangulador en el pozo ocupa el diámetro total, el cual impide bajar herramientas a la tubería de producción.
- El porcentaje máximo de sólidos permisible es del 15 % en volumen.
- Eficiencia máxima en pozos que solo producen menos del 70 % de agua.

- La realización de estimulaciones con hidrocarburos aromáticos como el Benceno, Tolueno y Xileno no son recomendables con el uso de esta herramienta.

Estrangulador de fondo	Especificaciones
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 7500 PSI de presión diferencial ➤ Fijado mecánicamente y liberado con una operación de línea de acero. ➤ Diámetro máximo de 2.750" para tuberías de producción de 3 1/2", 2.250" para tuberías de 2 7/8" y 1.750" para tuberías de 2 3/8". ➤ Longitud de la herramienta 1.80 metros. ➤ Longitud del estrangulador 6" ➤ Temperatura máxima 175 °C ➤ Mantiene la presión de arriba o abajo. ➤ Sistema de seguridad de liberación. ➤ Sus componentes son intercambiables y de fácil mantenimiento. ➤ En su interior cuenta con elementos de sello en cada ensamble para evitar fugas. ➤ Diámetro máximo de 2.250"

Fig. 3.11. Especificaciones técnicas del EDF-Jet.

3.3.4. Tecnología del EDF-Jet

La tecnología de estranguladores de fondo tipo jet, está fundamentada en aprovechar la energía del yacimiento mediante la liberación de gas en el fondo del pozo, provocada por una caída de presión brusca en este mecanismo, que mejora el patrón de flujo en la tubería de producción y línea de escurrimiento, reflejado en la disminución de las caídas de presión por elevación y fricción en estas tuberías, para evitar el riesgo de invasión súbita de gas o agua en un pozo, se puede promover un incremento en la presión de fondo fluyendo mediante la instalación de estranguladores de fondo.

El estrangulador de fondo tipo Jet es un dispositivo mecánico, diseñado y construido por el grupo SHAIP del IMP, para modificar las condiciones de flujo en pozos de hidrocarburos. El sistema permite reincorporar el líquido acumulado en el fondo del pozo, a la corriente de fluidos que pasa por el interior del dispositivo a alta velocidad.

Las ventajas que tiene la aplicación del sistema son: reduce las caídas de presión en la tubería vertical, administra de la presión del yacimiento, controla la producción de agua y gas y previene la formación de hidratos. Su aplicación para ser atractiva requiere de ciertas condiciones de presión de fondo fluyendo, relación gas-líquido y producción de gas.

La tecnología de estranguladores de fondo tipo jet basan su operación en el principio de conservación de la cantidad de movimiento de las corrientes involucradas, el EDF JET opera en parte, como un eyector o bomba de chorro, estos son dispositivos que se apoyan en la transmisión de energía por impacto de un fluido a gran velocidad, contra otro fluido en movimiento o en reposo, para proporcionar una mezcla de fluido a una velocidad moderadamente elevada, que luego disminuye hasta la salida del pozo.

El primer elemento permite la expansión de la corriente de gas o fluido motriz (también llamado primario o actuante) hasta un estado de alta velocidad. La cámara de eyección incluye la sección de entrada de la corriente de líquido o fluido eyectado (también llamado secundario); en esta cámara, el fluido eyectado es arrastrado por el fluido motriz. La cámara de mezcla permite el mezclado íntimo entre los fluidos motriz y eyectado, lo que implica la aceleración del fluido eyectado y la desaceleración del fluido motriz, con el consiguiente aumento de presión.

Los cálculos para el diseño del EDF-Jet cumplen con el objetivo de lograr un aumento en la velocidad de la mezcla de los fluidos para levantarlos a la superficie. Esto lo hace en primer lugar, por la expansión del gas libre que acompaña al aceite, seguido, por la liberación y la expansión de gas disuelto en el aceite y, por último, por la atomización que da lugar a una mezcla de gas y aceite más uniforme. Los elementos que conforman la herramienta en su totalidad tiene una función específica para cumplir con el objetivo del estrangulador; el sistema de controlador de flujo es simplemente un expansor que permite aumentar la presión diferencial del EDF-JET; un venturi que cuenta con una tobera, garganta y un difusor que permite una atomización de la mezcla de fluidos; una cámara estabilizadora que proporciona un mezclado y una incorporación del escurrimiento de los fluidos.

Este sistema, se coloca en el extremo inferior de la tubería de producción de los pozos productores de gas con problemas de carga de líquido, para desplazar a la superficie los líquidos acumulados en el fondo. Está constituido por un subsistema de elementos

mecánicos que se utilizan para succionar y atomizar la fase líquida dentro de la fase gaseosa, generando una mezcla homogénea de ambas fases. Este sistema es empleado para reducir el efecto de la contrapresión generada por la columna de líquido acumulada en el pozo, reducir las caídas de presión generadas en la tubería de producción, prolongar la vida fluyente, disminuir la producción de agua y evitar la formación de hidratos en superficie.

El estrangulador de fondo tipo jet para el control de la producción de hidrocarburos provoca la liberación y expansión del gas disuelto en el aceite, proporcionando un incremento en la velocidad de elevación de la columna de aceite; la expansión del gas libre que fluye junto con el aceite, genera una mezcla gas-aceite uniforme y de menor densidad, reduciendo el gradiente de presión en la tubería de producción, alcanzándose la velocidad de arrastre tal que no se acumulen líquidos en el fondo del pozo (evita el resbalamiento del líquido), por lo tanto la energía de presión para desplazar del fondo del pozo a la superficie requerida con el sistema instalado será menor.

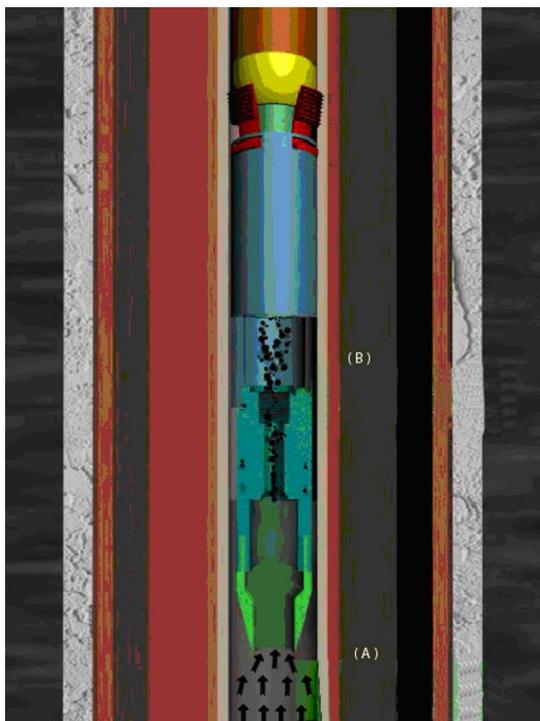


Fig. 3.12. EDF-Jet.

En la Figura 3.12, en la parte (A) se muestra que al colocar el sistema de fondo no permanente (EDF-Jet) para el control de la producción de hidrocarburos se incrementa la presión del fondo, esta presión es aprovechada y transformada en energía natural. En la parte (B) Se observa como a través del sistema se libera el gas disuelto en el aceite, esto disminuye la densidad de la mezcla haciendo más continua la producción.

Esta es una herramienta mecánica constituida principalmente de tres partes: empacador recuperable, capaz de instalarse en múltiples puntos dentro de la tubería de producción, fabricado de acero de alta resistencia mecánica y química, ideal para trabajar en las

condiciones altamente agresivas que están presentes en los pozos productores. Cada componente cuidadosamente maquinado, al ser ensamblados por medio de las roscas especiales genera un ajuste y sello perfecto. Con la finalidad de reducir las pérdidas de energía del fluido al pasar por el interior del empacador ha sido honeado y recubierto con una capa de cromo duro, además de que en el diseño se han eliminado los cambios bruscos de diámetro. Las cuñas fabricadas en acero resistente a los impactos, han sido recubiertos de una capa de nitruro, que les da una gran dureza y facilita su agarre en la tubería. Los sellos mecánicos son manufacturados en vitón especial para soportar altas temperaturas y corrosión química; gracias a su alto grado de plasticidad, garantizan el sellado entre las propias piezas del empacador y la tubería.

La parte inferior ha sido fabricada en acero de alta resistencia química y mecánica, cuyo ángulo de entrada y canal de flujo han sido honeados y recubiertos con una capa de nitruro, disminuyendo así las pérdidas por fricción y aumentando su resistencia a la erosión. Gracias a su rosca especial, se acopla de forma segura al empacador y proporciona un sello para evitar el flujo por zonas no deseadas.

Con la geometría optimizada para efectuar el arrastre y reincorporación de los líquidos que se depositan en el fondo pozo, el estrangulador de fondo tipo jet está constituido por dos elementos con geometría venturi en ambos extremos de la herramienta, con la finalidad de liberar una mayor cantidad de gas de la fase líquida y generar la fuerza de succión que reincorpora los líquidos nuevamente a la corriente de flujo principal en forma de pequeñas gotas de condensado, estas gotas son fácilmente transportables en el seno del gas hasta la cabeza del pozo, disminuyendo con esto las caídas de presión generadas en la TP. Al igual que con el estrangulador, sus canales internos son honeados y nitrurados para evitar corrosión y desgaste por alta velocidad de flujo.

En la selección de pozos candidatos se identifican aquellos pozos con problemas de alta producción de agua, gas o los que en periodos muy cortos declinan su producción requiriendo el suministro de energía externa, como pueden ser los sistemas artificiales de producción. Posteriormente se revisan las condiciones mecánicas y propiedades de los fluidos producidos, debiéndose cumplir los requisitos mostrados en la Tabla 3.2.

PARAMETRO	UNIDADES	RANGO DE APLICACIÓN
RGL	m ³ /m ³	100 a 1000
Corte de agua	%	Menor del 70
Profundidad de colocación	m	Mayor de 800
Densidad del aceite	° API	Mayor de 15
Desviación máxima	grados	Menor de 30
Presión de fondo fluyendo	Kg/cm ²	Pwf mayor al 50% del peso de la columna hidrostática de líquido en la TP.

Tabla 3.2. Parámetros necesarios para la aplicación de un EDF-Jet.

Se realiza la revisión de la información del pozo proporcionada, donde se requiere las propiedades de los fluidos, una historia de producción, una medición trifásica, registro de presión y estado mecánico del pozo, es importante mencionar que esta información debe ser lo más actual. En el caso de que falte la información antes mencionada se procederá a requerirla o solicitar que se realice la medición o la prueba requerida, con el objetivo de que se cuente con los datos más actuales para realizar una simulación lo más confiable en la instalación del EDF-Jet con ayuda del programa PIPESIM de la compañía Schlumberger, para escoger el diámetro óptimo y la profundidad de colocación del dispositivo de estrangulamiento.

3.3.5. Procedimiento de Instalación, Operación y Retiro

El estrangulador de fondo tipo jet (EDF-Jet) para el control de la producción de hidrocarburos, es operado con una unidad de línea de acero, se baja con un soltador JDC y se ancla en la tubería de producción con un movimiento descendente con el que se rompen 2 pernos opresores fabricados en bronce, posteriormente se baja línea de acero con una caja ciega para golpear el empacador recuperable y garantizar la hermeticidad del sistema. La secuencia para recuperar el empacador es golpeando hacia arriba hasta romper 2 pernos tangenciales de bronce que liberan las cuñas de adherencia.

El sistema de fondo no permanente para el control de la producción de hidrocarburos, tiene la versatilidad de colocarse en cualquier parte de la tubería de producción, el diámetro requerido es maquinado exclusivamente para las condiciones de un pozo, el tiempo de instalación es reducido (de 3 a 5 horas), dependiendo de la profundidad a través de una sencilla operación de la unidad de línea de acero.

3.3.6. Programa Operativo General

3.3.6.1. Actividades Previas

1. En la Base Operativa de Servicios a Pozos, Sección Línea de Acero, mostrar los componentes y la operación de instalación del EDF JET, probar accesorios y herramientas requeridas. (Actividad a cargo de Línea de Acero e IMP)

3.3.6.2. Instalación del Estrangulador de Fondo Tipo Jet

NOTA: Para esta operación se requiere una sarta para Línea de Acero con el siguiente arreglo:

- 3 Barras de peso de diámetro 1 1/2" X 5 ft. de longitud,
 - Tijera mecánica de diámetro 1 1/2" de 30 pg de carrera.
2. Con pozo cerrado calibrar tubería de producción a la profundidad de colocación del EDF JET con cortador de parafinas 2.250" de diámetro. (De acuerdo al procedimiento de Línea de Acero).
 3. Instalar ancla mecánica a la profundidad de colocación del EDF JET, utilizando un pescante tipo JDC de 2 1/2" nominal, a una velocidad de descenso de 30 m/min. (De acuerdo al procedimiento de Línea de Acero).
 4. Instalar EDF JET a la profundidad de colocación del EDF JET, utilizando un pescante tipo JDC de 2 1/2" de diámetro nominal, a una velocidad de descenso de 30 m/min. (De acuerdo al procedimiento de Línea de Acero).
 5. Efectuar golpeo de fondo sobre el EDF JET utilizando caja ciega de 2 1/8" de diámetro (Actividad a cargo de Línea de Acero e IMP).
 6. El número de golpes requeridos dependerá tanto de las condiciones del pozo, como de la operación misma y serán acordadas en el momento de la instalación del EDF JET entre personal del IMP y Línea de Acero.
 7. Se desmantela equipo y accesorios de Línea de Acero. (De acuerdo a procedimiento de Línea de Acero).
 8. Abrir lentamente el pozo. (Actividad a cargo de Operación de Pozos-IMP).

9. Monitorear presión en superficie hasta que el pozo se estabilice. (Actividad a cargo del IMP).

Nota: El programa estará sujeto a cambios dependiendo de las condiciones del pozo.

3.3.7. Ventajas y Desventajas del EDF-Jet

Los EDF JET disponen de un elemento innovador (venturi) ubicado en el cuello de pesca, que:

- Realiza una mezcla homogénea del gas disuelto liberado con el aceite
- Mejora el patrón de flujo
- Reducen las caídas de presión en la TP, y en conjunto con el aligeramiento de la columna hidrostática por la liberación de gas disuelto (efecto BN)
- Reduce considerablemente el requerimiento de energía para llevar los fluidos del fondo del pozo a la batería.
- Tiene beneficios adicionales tales como: promueve tener producción mas estable (evitar la formación de baches de gas y aceite en la tubería de producción)
- Administra de la presión del yacimiento.
- Controla la producción de agua y gas.
- Previene la formación de hidratos.
- Es fijado mecánicamente y liberado con una operación de línea de acero.
- Sus componentes son intercambiables y de fácil mantenimiento.
- Presenta un bajo costo con respecto a otros sistemas, como por ejemplo la sarta de velocidad, lo que lo hace aun más atractivo económicamente.

Entre las desventajas que presenta están las siguientes:

- Una vez instalado el estrangulador en el pozo no permite bajar herramientas por el interior de la tubería de producción.
- El porcentaje máximo de sólidos permisible es del 15 % en volumen.
- No es aplicable en pozos que producen con más del 70 % de agua.
- No es aplicable en pozos horizontales.
- No se deben realizar estimulaciones con hidrocarburos aromáticos como el benceno, tolueno y Xileno.

CAPITULO IV**APLICACIÓN EN CAMPO DEL EDF-JET**

La explotación de campos de aceite con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática (P_{ws}), reducen rápidamente la producción de los hidrocarburos como es el caso de los pozos del AIATG. Esta súbita caída de presión en fondo de los pozos de Chicontepec, requiere de la aplicación de una tecnología que permita la administración de la energía del yacimiento, a la vez de reducir las caídas de presión en la TP ya que una vez que el yacimiento haya disminuido su presión por debajo de la presión de saturación se tendrá la liberación de gas a nivel del mismo, perdiendo eficiencia en la recuperación del aceite con estranguladores de superficie convencionales. Una vez que el pozo se encuentra bajo estas condiciones, es necesario la implementación de sistemas artificiales de producción como: bombeo neumático, cavidades progresivas, bombeo mecánico o bombeo electro- centrífugo.

El estrangulador de fondo tipo jet genera una ΔP a ese nivel, que favorece la segregación de gas extendiendo la vida fluyente del pozo al mantener por mayor tiempo la presión de fondo fluyendo evitando que se provoque que:

- El pozo produzca en forma intermitente.
- La presión de fondo fluyendo no sea capaz de vencer las caídas de presión en la tubería de producción e instalaciones superficiales, pudiendo provocar que el pozo deje de fluir.
- El pozo se invada de agua o gas prematuramente.
- El pozo produzca de manera inestable.

La presión de fondo fluyendo, por definición, es la presión requerida para conducir los fluidos del fondo del pozo hasta el separador, y tiene relación directa sobre el gasto de gas a producir, es decir, si se disminuye la presión de fondo fluyendo, la velocidad del fluido incrementa el gasto de gas; ya que la energía que se perdería con el flujo de líquidos en la tubería de producción, pasaría a formar parte de las caídas de presión en el yacimiento.

Por lo que en este capítulo mostraremos la aplicación que ha tenido en campo el EDF-Jet del IMP, el cual ha sido instalado en todas las regiones de nuestro país, en este caso

práctico nos enfocaremos a la aplicación que ha tenido en el pozo Reyes 49, perteneciente al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, incluyendo sus antecedentes, mediciones de producción, registros de producción y demás información necesaria para realizar la simulación, proceso de fabricación del EDF-Jet para el pozo en cuestión, instalación y el seguimiento posterior a su instalación, entre otra información, con el objetivo de administrar la energía del yacimiento para prolongar la vida fluyente de este pozo, reducir las caídas de presión en la TP y mejorar el patrón de flujo.

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA FORMACIÓN

El Paleocanal de Chicontepec se ubica entre la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) al oriente y la Sierra Madre Oriental al oeste. Es parte de la Cuenca de Chicontepec en la Provincia Geológica de Tampico-Misantla (Figura 4.1). Geográficamente, comprende una porción de los estados de Veracruz y Puebla. Su distribución y gran extensión origina que el Paleocanal de Chicontepec se administre desde el activo Altamira, y en mayor medida, desde el activo Poza Rica. Ambos forman parte de la Región Norte.

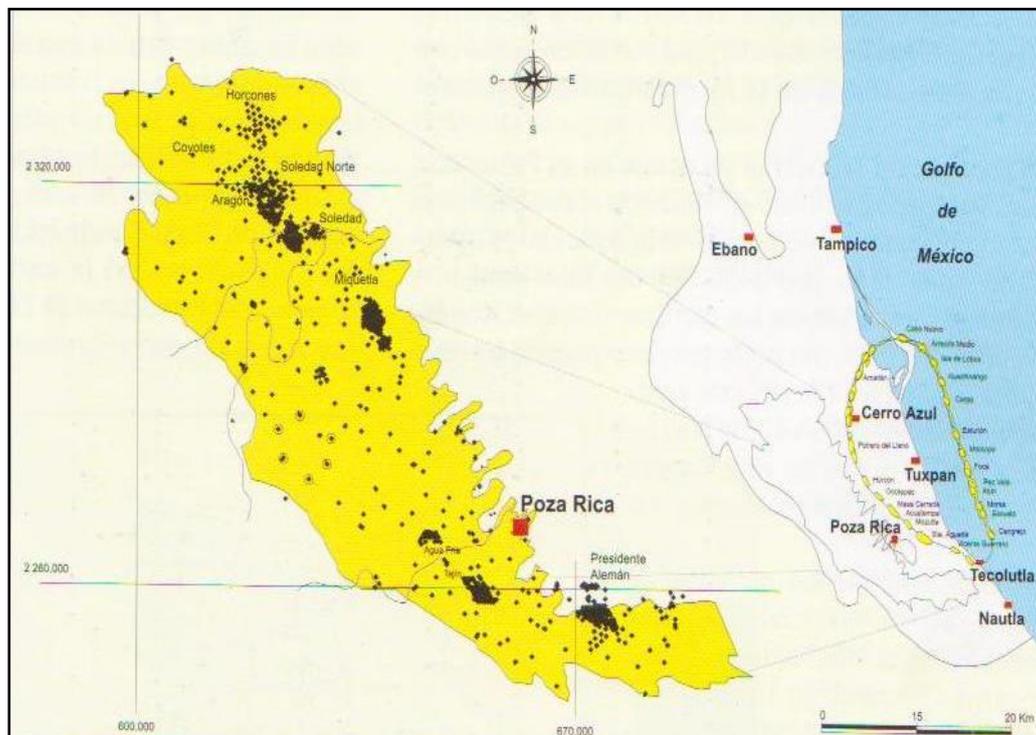


Fig. 4.1. Ubicación del Paleocanal de Chicontepec.

La Cuenca de Chicontepec es de tipo antifosa, y contiene sedimentos terrígenos depositados en un ambiente marino profundo, en forma de lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior.

Su origen es consecuencia de la erosión (Figura 4.2) producida por corrientes submarinas que canalizaron sedimentos del Paleoceno, cretácico y Jurásico, generando una serie de canales que fueron rellenados por sedimentos arcillosos y arenosos, de manera alternada, en forma de turbiditas, definidos como formación Chicontepec.

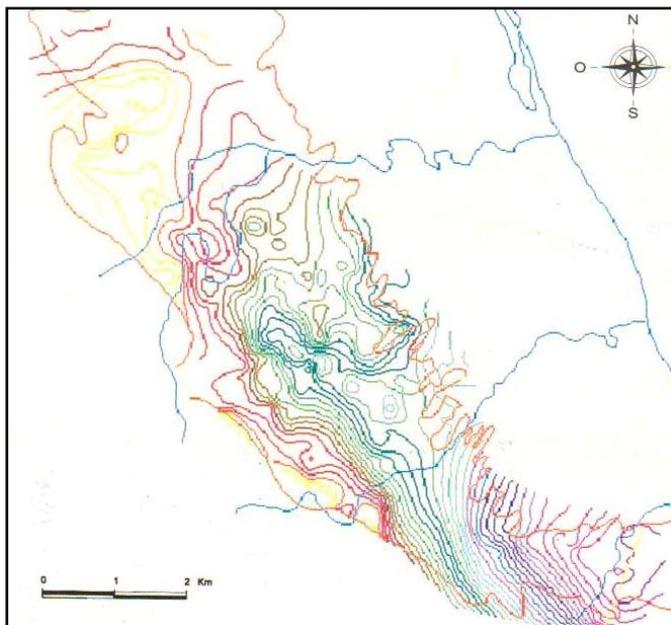


Fig. 4.2. Configuración de la erosión regional del Eoceno Inferior del Paleocanal de Chicontepec.

Se tiene 37 campos descubiertos. El campo Corralillo es perteneciente al Paleocanal de Chicontepec, y dentro de este campo se encuentra el pozo de aplicación del EDF-Jet, el pozo Reyes 49.

4.1.1. Geología Estructural

Regionalmente, la geometría de las arenas está asociada en forma directa con el medio ambiente de depósito de abanicos submarinos superpuestos, conformando estructuras suaves y amplias en facies de abanico medio y distal. Las estructuras más pronunciadas se encuentran en la porción occidental del Paleocanal, en las facies de abanico superior o cercano a la fuente de aporte, situación por la que el aspecto estructural está subordinado al carácter estratigráfico (Figura 4.3).

El Paleocanal de Chicontepec contiene aproximadamente el 25 por ciento de la reserva total de hidrocarburos del país, y el 85 por ciento de las reservas de la Región Norte. La calidad de sus aceites varía de 18 a 45 grados API. La porción noroeste se caracteriza por tener los aceites más ligeros.

Los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec cubren un área de 3731 kilómetros cuadrados.

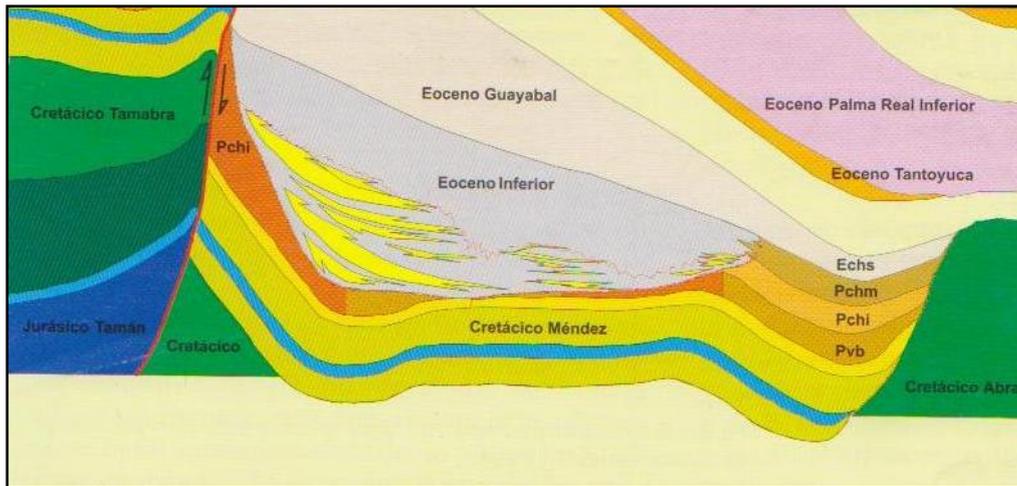


Fig. 4.3. Sección regional que muestra las areniscas depositadas bajo la discordancia regional del Eoceno Inferior.

4.1.2. Estratigrafía

Los estudios sedimentológicos de diferentes autores coinciden en explicar que los sedimentos de Chicontepec son producto de la erosión del levantamiento de la Sierra Madre Oriental, y que han sido transportados y distribuidos por corrientes de turbidez, y depositados en ambiente de aguas profundas.

Posteriormente, con la descripción detallada de 390 núcleos y con el soporte de información sísmica tridimensional, se identificaron 11 facies correspondientes al modelo de abanico submarino, precisándose su distribución a lo largo del Paleocanal de Chicontepec.

Regionalmente, el modelo está conformado por varios abanicos, con sus canales alimentadores ubicados en la margen occidental del Paleocanal de Chicontepec. Estos depósitos de abanicos, fueron afectados por una serie de eventos erosivos, de los cuales sobresale regionalmente la discordancia del Eoceno Inferior, que forma un canal que se profundiza de noroeste hacia el sureste, donde sedimentos terciarios y del Jurásico Superior están en contacto. Esta discordancia es uno de los factores que regula la distribución de hidrocarburos en diferentes trampas estratigráficas. En la parte norte y centro del Paleocanal, la mayoría de los hidrocarburos se localizan por debajo de esta discordancia, mientras que en la porción sur, la producción se ubica en las arenas basales que la sobreyacen.

Las características de erosión y retrabajo de los sedimentos de Chicontepec, generan problemas locales de crono y bioestratigrafía, por lo que el estudio de caracterización geológica regional se opto por utilizar estratigrafía y facies sísmicas para agrupar paquetes sedimentarios con características similares, y con un propósito económico.

En el Paleocanal de Chicontepec se tienen definidos 3 plays productores:

- 1) Play Chicontepec de edad paleoceno-Eoceno Temprano.
- 2) Play Chicontepec Canal de edad Eoceno Inferior Tardío.
- 3) Play Tantoyuca de edad Eoceno Tardío.

4.1.3. Trampa

El paleocanal de Chicontepec esta constituido por una gran cantidad de trampas donde predominan las del tipo estratigráfico, complejas, y controladas por la geometría debida a la superposición de abanicos y superficies de erosión, que muestran un componente estructural en los cuerpos localizados en la porción occidental.

4.1.4. Roca Generadora

Los trabajos geoquímicos realizados en la Provincia Tampico-Misantla han demostrado que las rocas del Jurásico Superior, en especial las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta son las principales generadoras de los hidrocarburos que cargan a este play.

Se han identificado más de 2 focos de generación de hidrocarburos, varias etapas y vías de migración, y por lo menos una etapa de biodegradación por efectos de la erosión del Paleocanal. De aquí que se tenga un rango amplio en la calidad de los aceites.

4.1.5. Sello

En las porciones norte y central del área, el sello lo componen sedimentos arcillosos localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que hacia el sureste lo establecen los sedimentos arcillosos de la formación Guayabal (Eoceno Medio). Es importante mencionar que debido a la naturaleza del depósito, las intercalaciones arcillosas entre los cuerpos arenosos constituyen sellos de carácter local.

4.1.6. Yacimiento

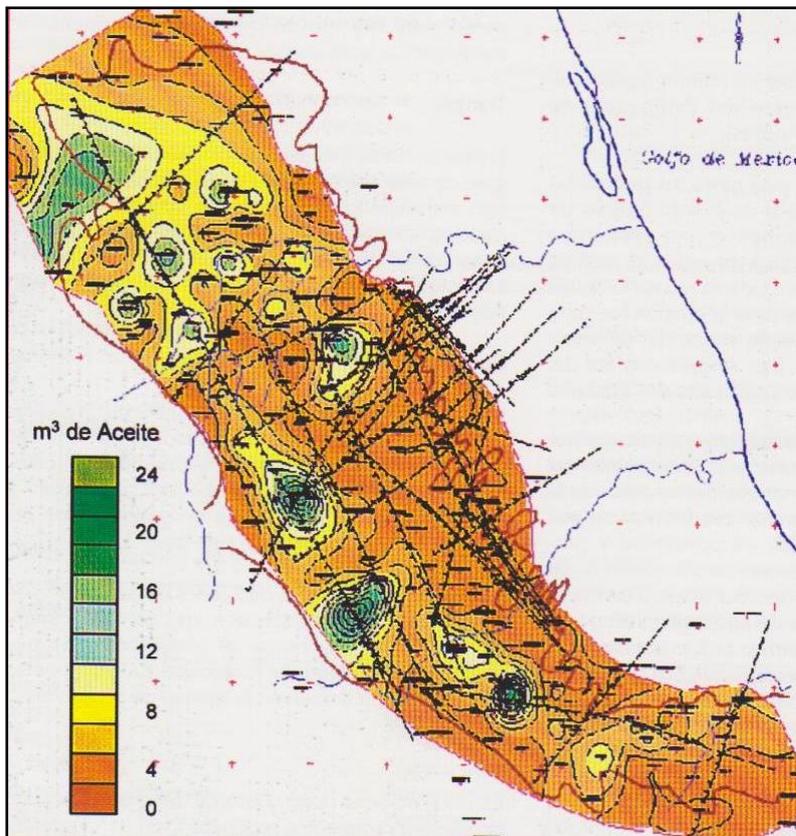


Fig. 4.4. Índice de hidrocarburos donde se muestran las mejores áreas que se localizan en el borde Occidental del Paleocanal de Chicontepepec.

permitió establecer que la margen occidental del Paleocanal de Chicontepepec presenta índices de hidrocarburos de hasta 24 metros cúbicos (Figura 4.4).

4.2. ANTECEDENTES DEL POZO REYES 49

El objetivo es instalar un Estrangulador de Fondo tipo Jet como herramienta de mantenimiento de presión y mejoramiento de los patrones de flujo a través de la tubería de producción. Mientras que el alcance es el siguiente: con la implementación del Estrangulador de Fondo tipo Jet se pretende alargar la vida productiva del pozo Reyes 49 perteneciente al AIATG, controlando la relación Gas – Aceite del mismo.

El pozo Reyes 49 cuenta con una terminación de TP de 2 7/8" N-80, 6.5 lb/ft; la PI con su cople diferencial se encuentra a 2107 m. Con fecha 19 de febrero de 2010, se disparó el intervalo de 1650-1673 m, para producir por la arena C-30. Para fecha de 06 de

Los cuerpos arenosos forman yacimientos independientes, que varían desde 800 a los 2400 metros de profundidad, según su posición dentro de la cuenca. La presión original en algunos yacimientos es de 220 Kg/cm^2 . La temperatura de fondo de los yacimientos varía de 65 a 75 grados centígrados. Una

jerarquización de zonas con potencial de contener hidrocarburos,

marzo de 2010 se realizó el fracturamiento hidráulico a dicho intervalo. Teniendo para el 16 de marzo del 2010 su terminación oficial.

A continuación se muestra el estado mecánico del pozo Reyes 49.

Estado Mecánico Pozo Reyes 49

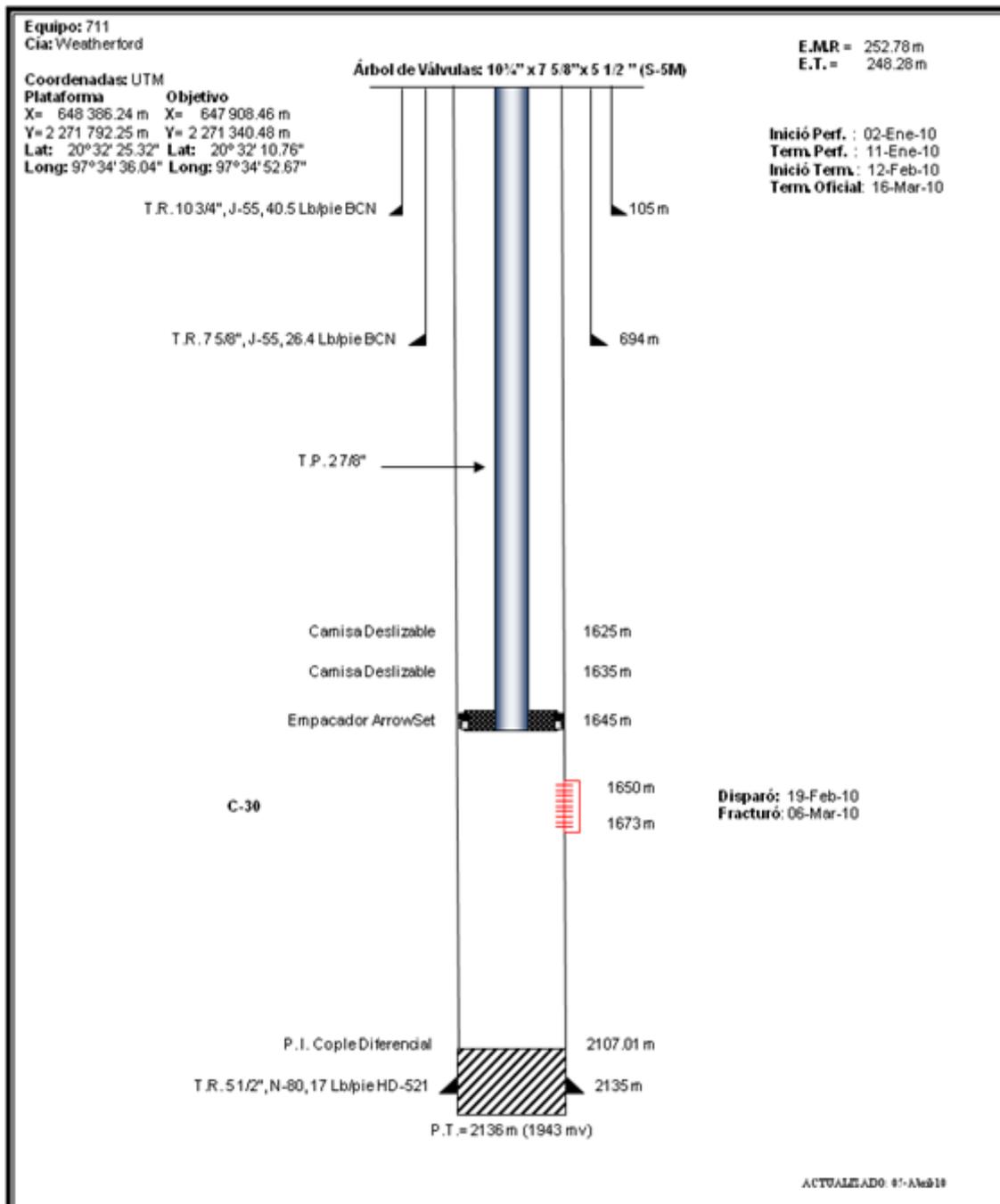


Fig. 4.5. Estado mecánico del Pozo Reyes 49.

4.2.1. Mediciones

La información disponible al realizar el análisis del pozo Reyes 49, corresponden a datos de campo reportados con fecha del 16/09/2010, para el cual se tienen los siguientes valores: Diámetro de EDS=6 mm, Qg=1.159 MMPCD, Qo=311 bpd, 24 °API, Pwh= 77 kg/cm², Ple = 9.5 kg/cm², así como un histórico de mediciones de Presión en cabeza que a continuación se presenta en la Figura 4.6.

Fecha de Medición	Pozo No.	Duración de la Medición	Aceite	Gas (MMPCD)	WC %	RGP (pc/bp)	Observaciones
			Sep Prueba(BPD)				
02/05/2010	REYES 49	24 Hrs	188.2	0.0874	0	464	Est. 10/64", 24 °API, 100% aceite
26/07/2010	REYES 49	24 Hrs	442.84	0.907	0	2048	Est. 6mm, 24 °API, 100% aceite
29/07/2010	REYES 49	24 Hrs	428.74	0.918	0	2141	Est. 6mm, 24 °API, 100% aceite
16/09/2010	REYES 49	24 Hrs	310.98	1.159	0	3727	Est. 6mm, 24 °API, 100% aceite

Fecha de Medición	Pozo No.	Duración de la Medición	Observaciones	Presión Cabezal (psi)	Presión Línea (psi)
02/05/2010	REYES 49	24 Hrs	Est. 10/64 avos, 24 °API, 100% aceite	1000	88
26/07/2010	REYES 49	24 Hrs	Est. 6mm, 24 °API, 100% aceite	1190	135
29/07/2010	REYES 49	24 Hrs	Est. 6mm, 24 °API, 100% aceite	1180	135
16/09/2010	REYES 49	24 Hrs	Est. 6mm, 24 °API, 100 (4ta medición)	1100	130

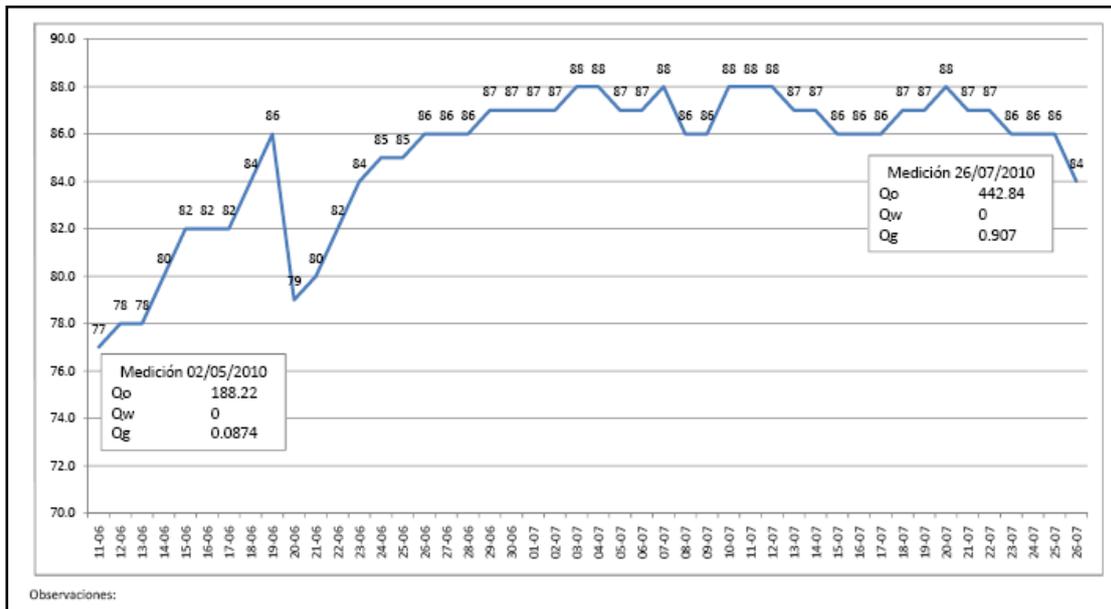


Fig. 4.6. Histórico de mediciones de presión en cabeza del pozo Reyes 49.

4.2.2. Registros de Presión

A continuación se presenta el Registro de Presión de Fondo Fluyendo (RPF), tomado el 27/07/2010, el cual se utilizó para realizar el análisis.

REGISTRO DE PRESION DE FONDO FLUYENDO					
POZO: REYES 49		FECHA INICIO: 27-jul-10 02:10 p.m.			
LUGAR: PUEBLA		FECHA FIN: 27-jul-10 03:40 p.m.			
OPERADOR:		DATOS SONDA: SPARTEK No. 78480			
CALCULO:		INTERVALO (mts.): 1650 A 1673			
REGISTRO DE PRESION POR ESTACIONES					
ESTACION mts	PRESION		GRADIENTE Kg/cm ² /m	TEMPERATURA	
	psia	Kg/cm ²		°F	°C
0	1222.20	85.95	0.0000	92.71	33.73
150	1283.50	90.26	0.0287	101.39	38.55
300	1344.85	94.57	0.0288	106.19	41.22
450	1405.05	98.81	0.0282	111.54	44.19
600	1456.46	102.42	0.0241	116.95	47.20
750	1510.06	106.19	0.0251	122.38	50.21
900	1565.18	110.07	0.0258	128.44	53.58
1050	1623.67	114.18	0.0274	134.01	56.67
1200	1681.86	118.27	0.0273	139.47	59.71
1350	1746.67	122.83	0.0304	144.50	62.50
1500	1814.01	127.57	0.0316	148.14	64.52
1662	1897.84	133.46	0.0364	150.85	66.03

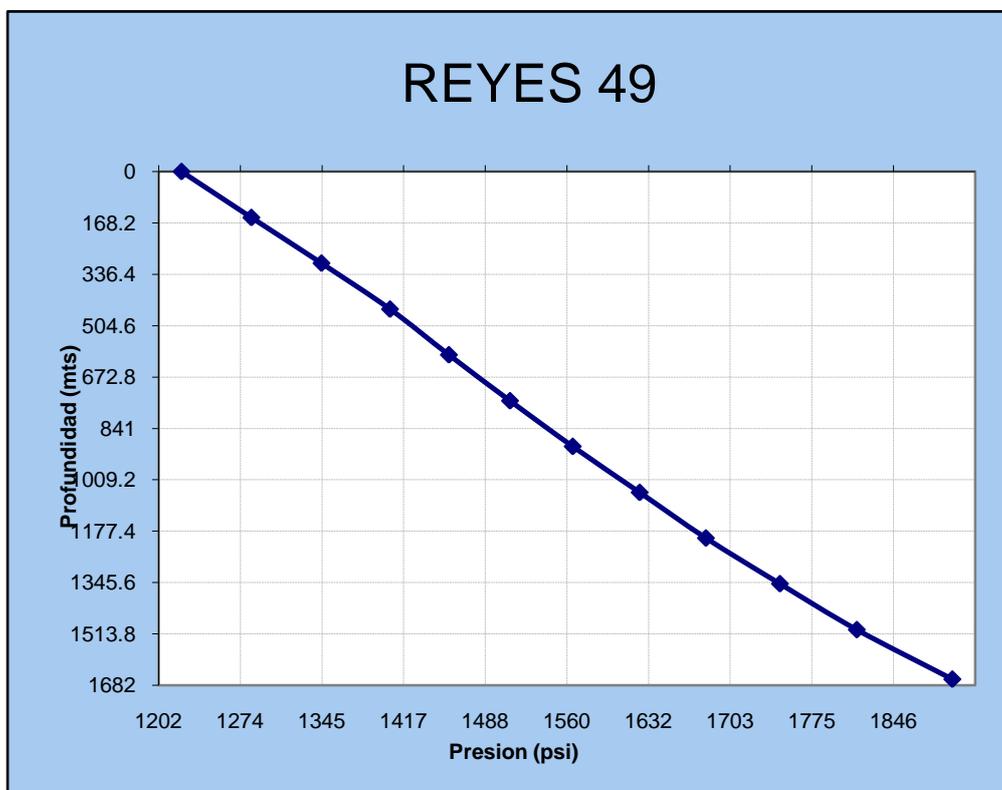


Fig. 4.7. Perfil de presión del RPF del 27/07/2010 del pozo Reyes 49.

Para realizar la simulación se consideraron los datos de la medición del 16/09/2010, por lo que a partir del RPF del 27/07/2010 y la nueva presión en cabeza reportada se estimo una nueva presión de fondo fluyendo para estos datos de medición, la cual es de $P_{wf} = 125 \text{ kg/cm}^2$.

No se cuenta con algún Registro de Presión de Fondo Cerrado (RPF) para realizar el análisis. La presión de fondo estática (P_{ws}), fue estimada a partir de un programa basado en el método Mishra-Fetkovich de Schlumberger (Figura 4.8), tomando en cuenta los datos de producción de la medición del 16/09/2010 y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para esa fecha.

La P_{ws} estimada bajo estas condiciones es de 160 kg/cm^2 .

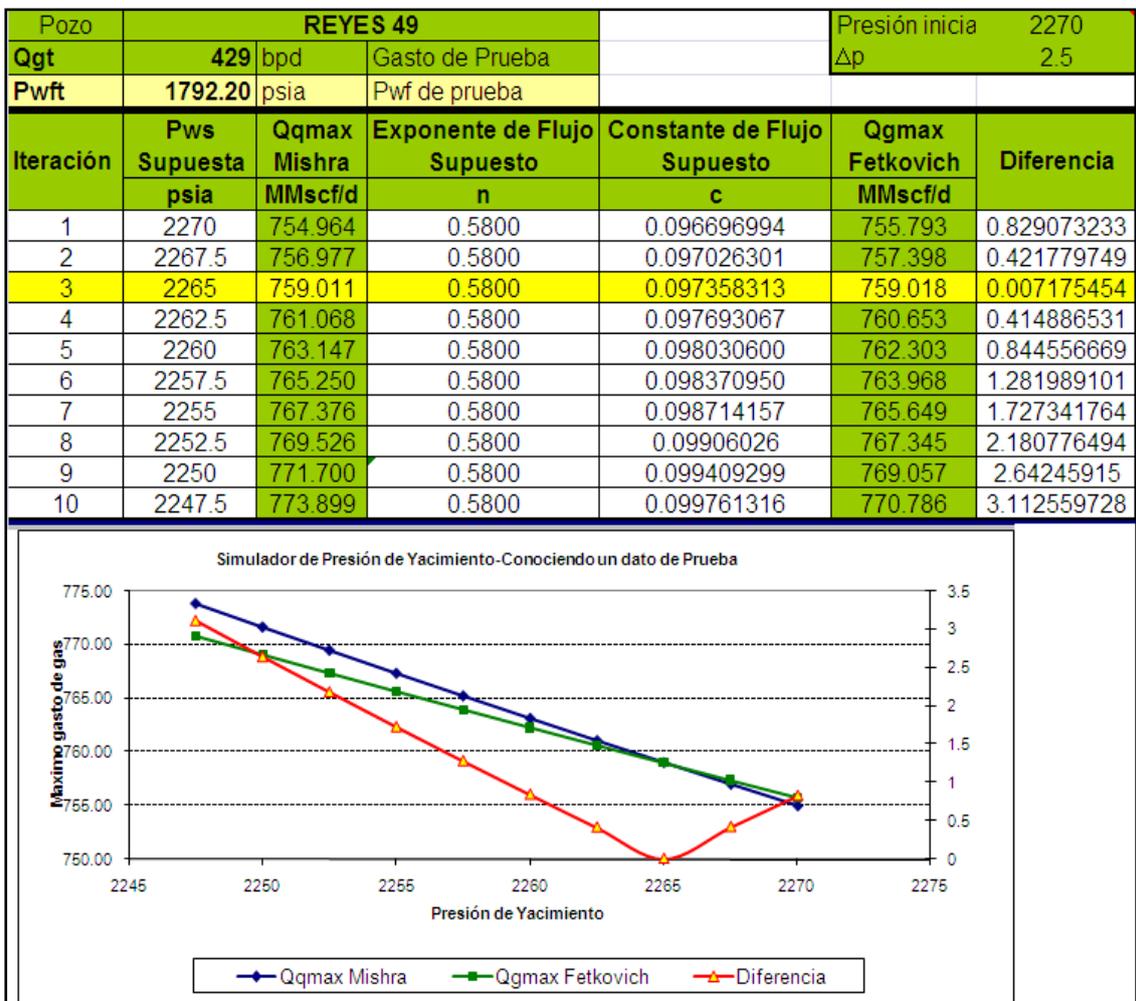


Fig. 4.8. Cálculo de la presión de fondo estática (P_{ws}) a partir de los datos de medición del 16/09/2010.

4.3. SIMULACIÓN DEL POZO REYES 49

La simulación para el Pozo Reyes 49 se realizó con el simulador Pipesim, con el objetivo de determinar el diámetro del EDF-Jet adecuado para las condiciones de flujo que presenta este pozo, apoyado en la información disponible antes descrita para realizar el análisis en particular de este pozo. Los principales datos utilizados para la simulación son los siguientes:

- Presión de fondo estática = 160 kg/cm²
- Presión de fondo fluyendo = 125 kg/cm²
- Presión en Línea de descarga = 9.5 kg/cm²
- Producción de gas = 1.159 MMPCD
- Producción de aceite = 311 bpd
- Corte de agua = 0%
- RGA=3728 ft³/bls [664 m³/m³]
- TP = 2 7/8"
- Diám. Estrang. en superficie = 6 mm.

4.3.1. Comportamiento Actual del Pozo

El primer paso para representar el comportamiento actual del pozo es el ajuste de la correlación de flujo multifásico (Figura 4.9).

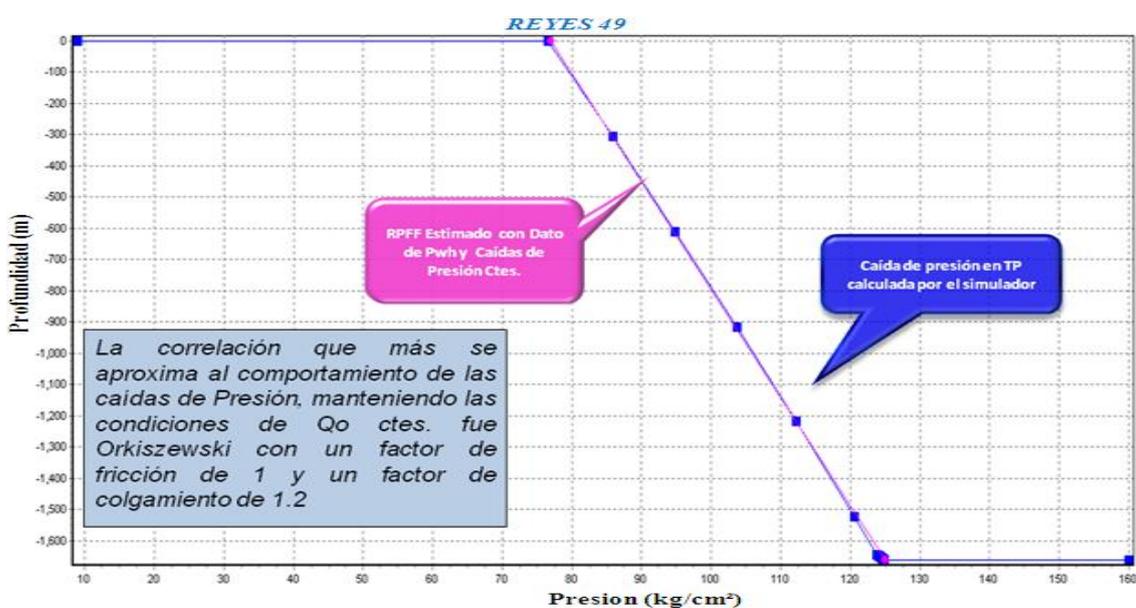


Fig. 4.9. Ajuste de la correlación de flujo multifásico.

Una vez ajustada la correlación de flujo multifásico procedemos a correr el análisis nodal para comprobar que se están representando las condiciones del pozo mediante el simulador (Figura 4.10).

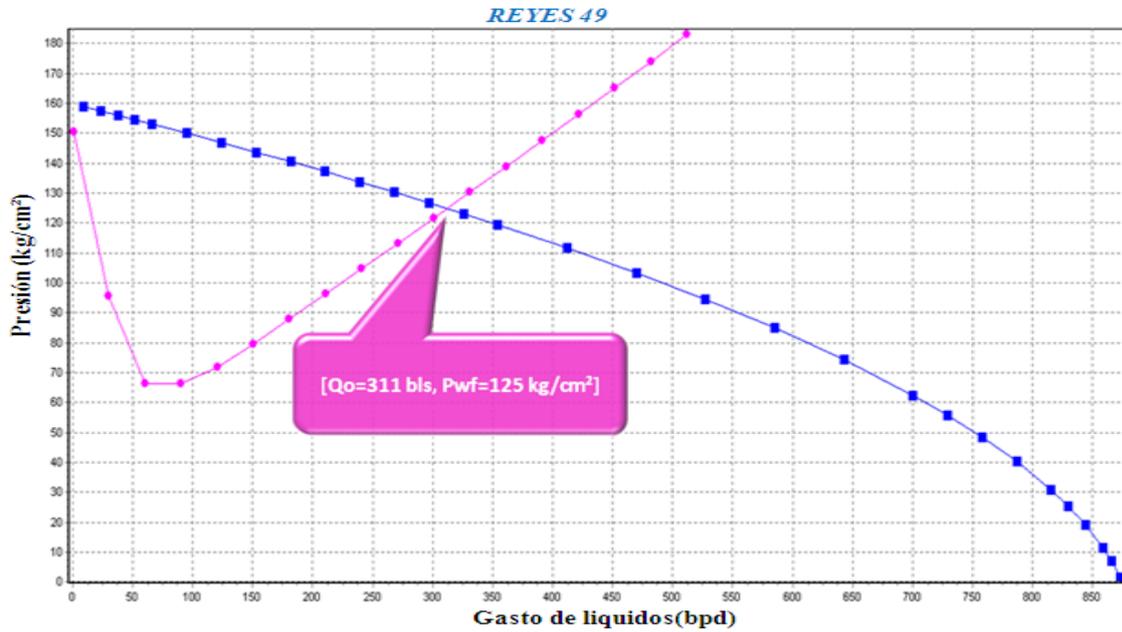


Fig. 4.10. Comportamiento actual del pozo con EDS de 6 mm, con nodo solución en fondo.

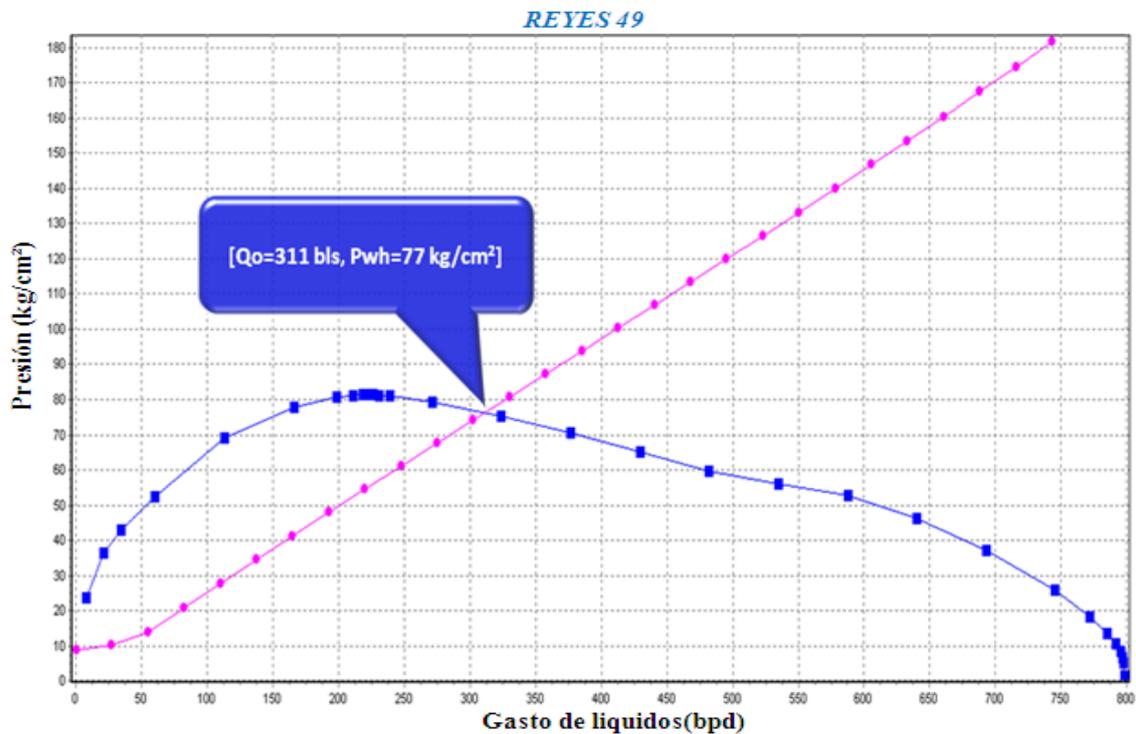


Fig. 4.11. Comportamiento actual del pozo con EDS de 6 mm, con nodo solución en cabeza.

4.3.2. Sensibilización con EDF-Jet

En este paso sensibilizamos el EDF-Jet con diferentes diámetros en el simulador PIPESIM (Figura 4.12), instalado a una profundidad de 1615 m (10 m arriba de la camisa deslizante), para seleccionar el más adecuado conforme al comportamiento actual del pozo, y conforme al objetivo que se persigue que es el de mantenimiento de presión de fondo fluyendo para prolongar la vida fluvente del pozo. La profundidad de colocación del EDF-Jet es, generalmente, entre 10 a 30 m arriba de la camisa, esta profundidad de instalación es la recomendada por los ingenieros del grupo SHAIIP para un óptimo desempeño del EDF-Jet.

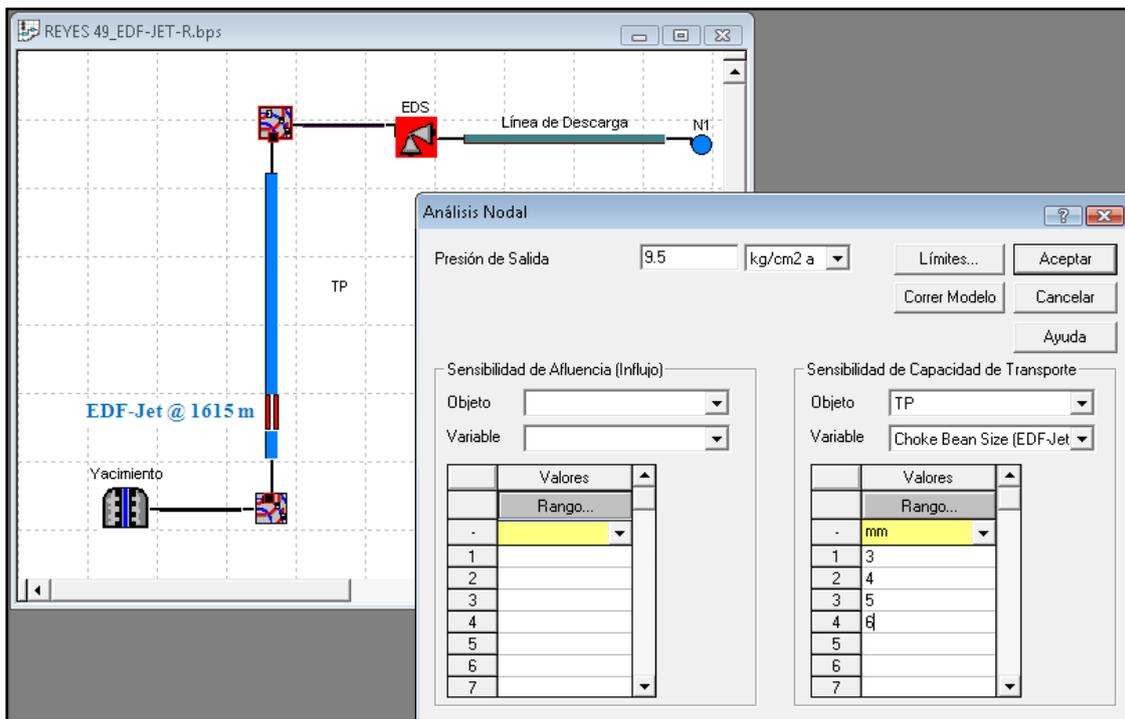


Fig. 4.12. Sensibilización del pozo Reyes 49 en PIPESIM.

En este caso se sensibilizó el EDF-Jet con diámetros de 3 mm, 4 mm, 5 mm y 6 mm, para la P_{ws} estimada de 160 kg/cm², instalado a 1615 m de profundidad (Figura 4.13). Los diámetros de sensibilización se eligieron en base al objetivo perseguido, el EDS actual del pozo es de 6 mm de diámetro, y lo que se busca es incrementar la presión de fondo fluyendo, es por eso que se sensibilizó para diámetros menores a partir de 6 mm, el motivo por el cual no se sensibilizó para 1 mm y 2 mm es porque con estos diámetros el pozo no fluye, por esta razón se optó por omitirlos.

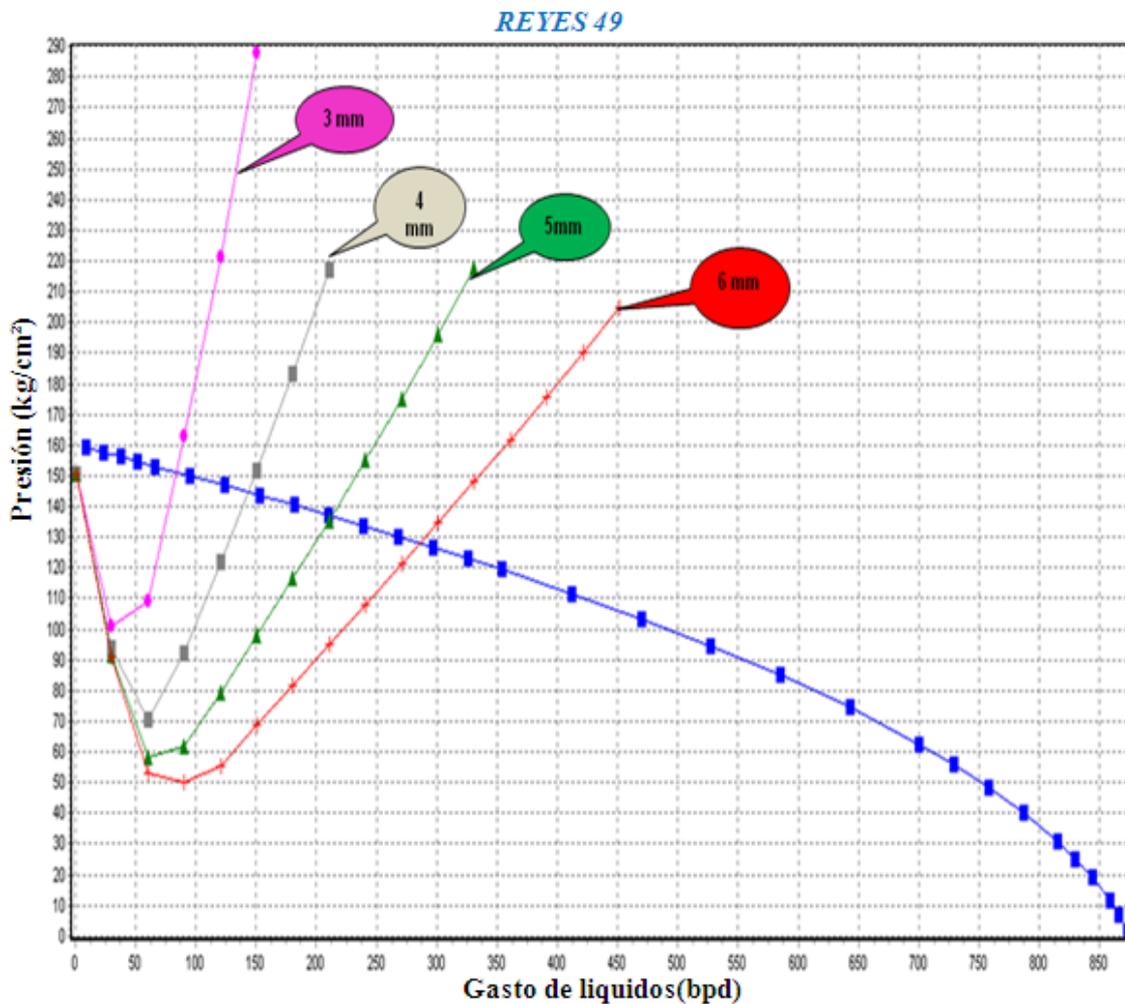


Fig. 4.13. Sensibilización del EDF tipo Jet con una Pws estimada de 160 kg/cm², instalado a una profundidad de 1615 m.

4.3.3. Resultados del Análisis Nodal

Una vez realizada la sensibilización podemos resumir los resultados en la siguiente tabla:

Díámetro del EDF Jet [mm]	Presión [kg/cm ²]	Gasto [bpd]
3	150.2	85
4	144.3	144
5	136.8	213
6	128.4	288

Tabla 4.1. Resultados de la sensibilización del EDF-Jet para diferentes diámetros.

El diámetro seleccionado del EDF-Jet para este pozo, de acuerdo al objetivo planteado, es un diámetro de 4 mm, ya que como se puede observar en la Tabla 4.1, un diámetro de 5 mm no nos daría un incremento tal que se asegure un mantenimiento de la presión, además el gasto sigue siendo alto para el objetivo de alargar la vida fluyente, ahora el diámetro de 3 mm aunque proporciona un incremento de presión de fondo fluyendo bastante grande, poco mas de 25 kg/cm², restringe demasiado el flujo, llevando el gasto a solo 85 bpd, razones por las cuales el diámetro de 4 mm es el que brinda mas beneficios para las condiciones actuales del pozo. En la siguiente tabla se hace la comparación entre el EDS de 6 mm y el EDF-Jet de 4 mm.

	Diámetro [mm]	Presión [kg/cm ²]	Gasto [bpd]
EDS	6	125	311
EDF-Jet	4	144.3	144

Tabla 4.2. Comportamiento del gasto y presión con EDS de 6 mm vs. EDF-Jet de 4 mm.

Anteriormente se menciona que es posible operar un EDF-Jet en conjunto con un EDS, la razón por la cual no se aplica en este caso es porque la combinación de ambos estranguladores (EDF-Jet de 4 mm y EDS de 6mm) provocarían que el pozo se estrangulara demasiado haciendo que las curvas de transporte queden fuera de flujo, con lo que “mataríamos” al pozo.

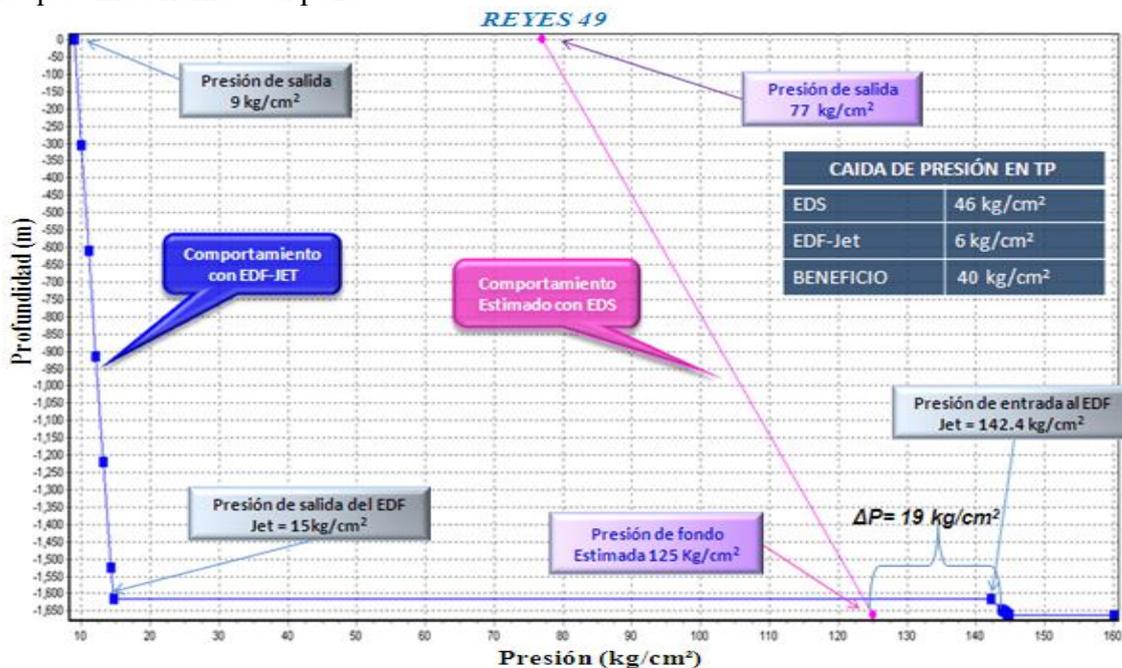


Fig. 4.14. Comparación del comportamiento del pozo con EDF-Jet de 4 mm y el EDS de 6mm.

4.3.4. Conclusiones de la Simulación

De acuerdo a la información proporcionada, y haciendo referencia a los resultados del Análisis Nodal se recomienda la instalación del EDF-Jet de 4 mm a una profundidad de 1615 m, para tener un incremento en la Presión de Fondo Fluyendo (P_{wf}) de 19.3 kg/cm² con respecto a la actual, procurando administrar de forma óptima la producción de aceite.

Así mismo con dicho incremento en la P_{wf} , se controla la liberación de gas por debajo del EDF-Jet, disminuyendo la RGA debido a que al incrementar la presión se evita que el gas disuelto se libere a nivel de yacimiento, como resultado de esto el gas liberado será menor y la RGA disminuye, por lo que se espera que a nivel de yacimiento se de la reincorporación del gas al aceite, obteniendo un comportamiento en la producción de aceite más estable.

Aunado a dicha selección de diámetro del EDF-Jet, se tendrá una mejora en el patrón de flujo en el pozo, provocando con la atomización de la mezcla a la salida del venturi que se tenga un flujo tipo burbuja, lo que permitirá la reducción de caídas de presión en la TP, y con esto se disminuyen los requerimientos de presión para llevar el aceite a la superficie, beneficiando directamente al yacimiento, alargando la vida productiva de este.

4.4. FABRICACION Y PRUEBAS DE LABORATORIO DEL EDF-JET

Una vez seleccionado el diámetro del EDF-Jet se procede a su fabricación por personal del IMP. Las dimensiones para fabricar el EDF-JET para el pozo Reyes 49 serán (Figura 4.15):

- Diámetro de expansor primario: 5 mm (El diámetro del expansor por experiencia de diseño del grupo SHAIIP, es siempre un milímetro más que el diámetro del EDF-Jet o venturi, cuando el diámetro esta en 64avos, el diámetro del expansor será 2/64" más grande de diámetro que el diámetro del EDF-Jet).
- Diámetro de Venturi: 4 mm (Este diámetro se determina después de la simulación, como se mostro anteriormente).
- Diámetro de venas de succión: 5/64" (El diámetro de las venas de succión es el mismo en todas las herramientas sin importar el diámetro del EDF-Jet).

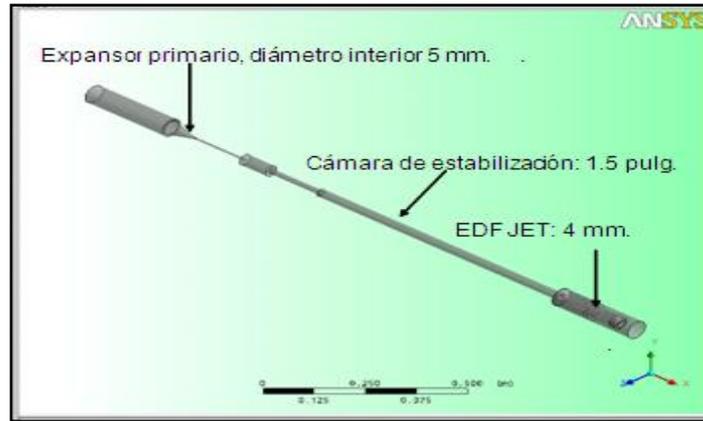


Fig. 4.15. Dimensionamiento del EDF-Jet de 4 mm, para el Pozo Reyes 49.

4.4.1. Diagrama

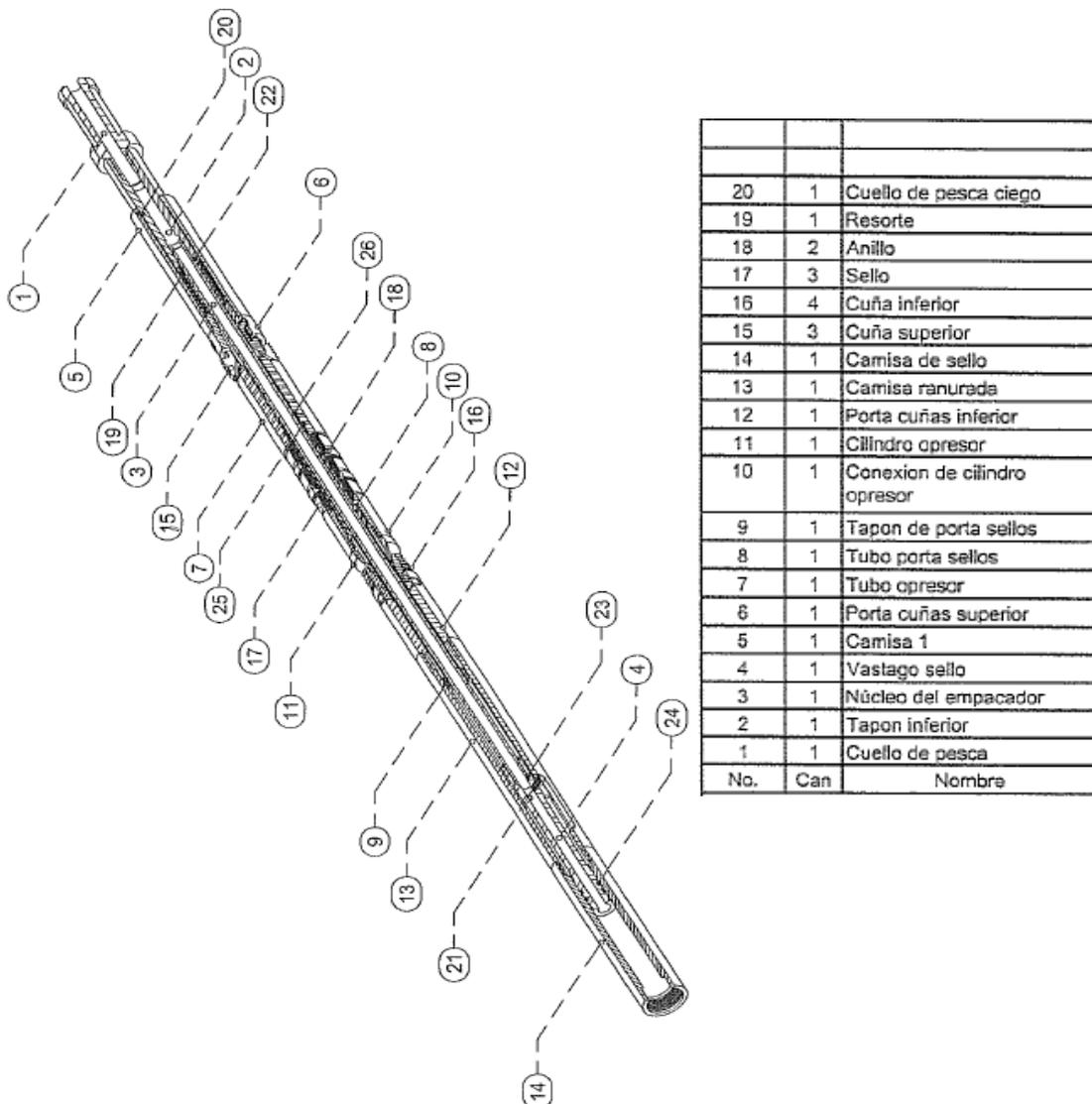


Fig. 4.16. Diagrama de fabricación del EDF-Jet para el pozo Reyes 49.

4.4.2. Pruebas de Laboratorio

Una vez fabricada la herramienta se tiene que probar. Las pruebas de la herramienta antes de ser enviada al pozo para su instalación, se realiza en las instalaciones del IMP, la prueba se compone de tres partes: anclaje, hermeticidad y desanclaje de la herramienta.

El equipo que se utiliza en estas pruebas es el siguiente: bomba de presión, barras de peso, pescante JDC y cámara de hermeticidad. La duración de la prueba es de 50 minutos. La metodología de la prueba es sencilla, se explica a continuación:

- Una vez armada la herramienta se introduce a la TP de prueba (Figura 4.17).
- Utilizando una tijera mecánica y se golpea hasta romper el perno de seguridad, al momento de romperse el perno queda anclada la herramienta, también se hinchan los sellos generando la hermeticidad (Figura 4.18).



Fig. 4.17. Introducción de la herramienta en la tubería de 2 7/8”.

- Una vez anclada la herramienta se prueba la hermeticidad bombeando agua hasta 5000 psi con una bomba de alta presión (Figura 4.19).
- Posteriormente la herramienta es recuperada con un pescante tipo JDC (Figura 4.20).

- La prueba es satisfactoria cuando no hay fuga de agua, lo que indica que los sellos actúan de manera adecuada, así como también las cuñas de anclaje.



Fig. 4.18. Pruebas de anclaje en tubería de 2 7/8”.



Fig. 4.19. Pruebas de hermeticidad y presión en laboratorio del IMP sede.



Fig. 4.20. Recuperación de la herramienta con pescante JDC.

4.5. INSTALACIÓN DEL EDF-JET EN EL POZO REYES 49

Una vez que la herramienta es probada por personal calificado del IMP y que ha pasado satisfactoriamente la misma, es enviada al pozo para su instalación, la herramienta es enviada armada pero no se envía apretada ya que en campo se vuelve a desarmar y se arma nuevamente, se engrasa y se activa (Figura 4.21), es decir se colocan los pernos de seguridad y quedan listos para activarse una vez que sea golpeada con la caja ciega para el anclaje. De esta forma queda lista para ser introducida al pozo con línea de acero (Figura 4.22).

4.5.1. Programa Operativo para la Instalación del EDF-Jet en el Pozo Reyes 49

4.5.1.1. Actividades Previas

1. En la Base Operativa de Servicios a Pozos, Sección Línea de Acero, mostrar los componentes y la operación de instalación del EDF JET, probar accesorios y herramientas requeridas.

4.5.1.2. Instalación del Estrangulador de Fondo Tipo Jet

NOTA: Para esta operación se requiere una sarta para Línea de Acero con el siguiente arreglo:

- 3 Barras de peso de diámetro 1 1/2" X 5 ft. de longitud (longitud total 15 ft).
 - Tijera mecánica de diámetro 1 1/2" de 30 pg. de carrera.
2. Con pozo cerrado, y con calibrador de 1 3/4" reconocer profundidad interior del pozo para verificar que esté libre el intervalo productor.
 3. Calibrar tubería de producción a la profundidad de 1625 m desarrollados con sello de plomo de 2.312" de diámetro.
 4. Instalar ancla mecánica (collar stop) a la profundidad de 1615 m desarrollados, utilizando un pescante tipo JDC de 2 1/2" nominal, a una velocidad de descenso de 30 m/min.
 5. Instalar EDF JET a la profundidad de 1615 m desarrollados, utilizando un pescante tipo JDC de 2 1/2" de diámetro nominal, a una velocidad de descenso de 30 m/min.
 6. Efectuar golpeo de fondo sobre el EDF JET utilizando caja ciega de 2 1/8" de diámetro.

Notas:

- Para dicho golpeo elevar la sarta 10 metros por arriba del cuello de pesca del EDF JET.
 - El número de golpes requeridos dependerá tanto de las condiciones del pozo, como de la operación misma y serán acordadas en el momento de la instalación del EDF JET entre personal del IMP y Línea de Acero.
7. Se desmantela equipo y accesorios de Línea de Acero.
 8. Retirar estrangulador superficial (*Actividad a cargo de Operación de Pozos*).
 9. Abrir lentamente el pozo. (*Actividad a cargo de Operación de Pozos-IMP*).
 10. Monitorear presión en superficie hasta que el pozo se estabilice. (*Actividad a cargo del IMP*).
 11. Alinear el pozo a medición una vez alcanzadas las condiciones estabilizadas (*Actividad a cargo de Operación de Pozos-IMP*).

Nota: El programa estará sujeto a cambios dependiendo de las condiciones del pozo.

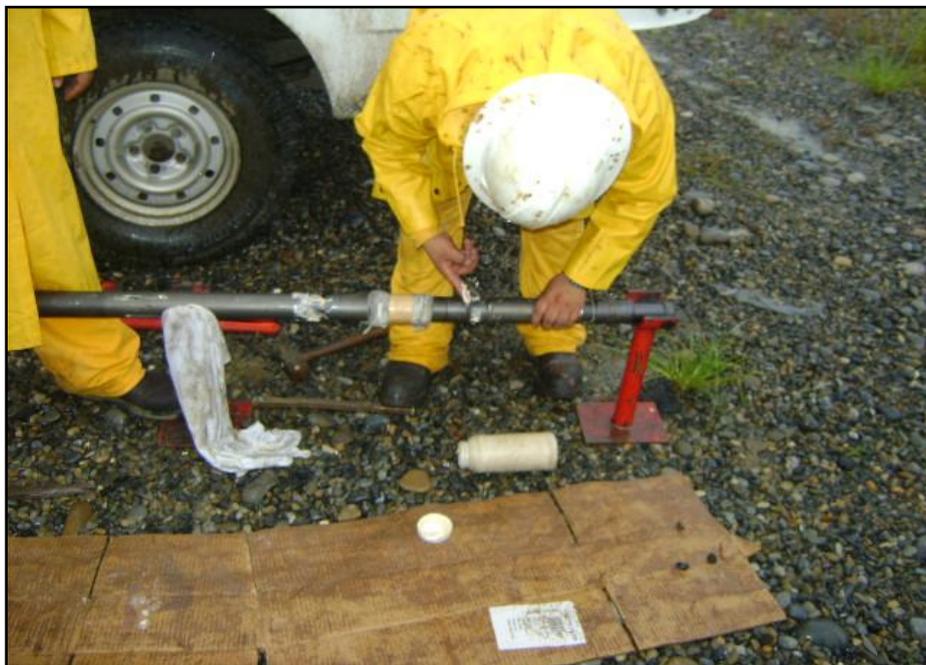


Fig. 4.21. Armado del EDF-Jet en campo, activación de mecanismos, instalación de pernos.



Fig. 4.22. Se habilita EDF-Jet para ser bajado e instalado en la TP, con previa instalación del ancla mecánica.

4.5.2. Bitácora de Instalación

El EDF-Jet de 4 mm de diámetro se instaló el 27 de Septiembre de 2010 en el pozo Reyes 49, a una profundidad de 1615 m. Todo lo referente a la instalación se registra en una bitácora, en donde se registra cada una de las actividades durante la instalación del EDF-Jet, la bitácora de instalación correspondiente al pozo Reyes 49 se muestra a continuación en la Figura 4.23.

4.5.3. Conclusiones de la Instalación del EDF-Jet en el Pozo Reyes 49

La instalación del EDF-JET se llevó a cabo de manera exitosa a la profundidad de 1615 metros desarrollados. Así mismo se pudo observar en campo, como nos muestra la bitácora, que al momento de la apertura total del pozo, se midieron parámetros de presión de 106 psi (7.25 kg/cm²) en cabeza como en la línea de descarga, y al momento de realizar un muestreo de los fluidos, se observó un alto contenido de gas disperso en la corriente de aceite, lo que nos indica que el Sistema Estrangulador de Fondo tipo Jet (EDF-Jet) se encuentra operando óptimamente.

REPORTE DE OPERACIÓN MEJORADOR DEL PATRÓN DE FLUJO TIPO VENTURI TIPO JET						
PROGRAMA:	INSTALACION DEL MPFV					
FECHA:	27/09/2010	POZO:	REYES 49			
CONDICIONES DEL POZO ANTES DE LA OPERACIÓN						
ØNOMTP:	27/8"	ØMPFV:		PRESIÓN:	1250 PSI	
ØEDS:	6MM	PROF EDF (MTS):	0M		TEMPERATURA:	
CONDICIONES DEL POZO DESPUES DE LA OPERACION						
ØMPFV:	4X5MM	PROF EDF (MTS):	1615M	PRESIÓN:	100 PSI	TEMPERATURA:
TIEMPOS DE POZO						
HORA DE CIERRE:	8:00:00		HORA DE APERTURA:	20:48		
EQUIPO UTILIZADO						
U.D.L.A:	M55M		TIJERA:	115		
ØLINEA:	0.100"		PESCANTE:	JDC 1 1/2"		
LUBRICADORES:	4X8		ØCAJA CIEGA:	2 1/8"		
CONTRAPESOS:	1 1/5" X 5 1/7" X 5		BARRACAL:	X	SELLO DE PLOMO:	13/4" - 2 5/16
BITÁCORA						
TIEMPOS		DESCRIPCIÓN				
10:39	12:37	BAJA SELLO DE PLOMO 1 3/4" @ 2060 METROS DESARROLLADOS				
12:37	14:10	BAJA SELLO DE PLOMO 2 5/16" @ 1625 METROS DESARROLLADOS				
14:10	16:30	BAJA COLLAR STOP 2 1/2 NOMINAL @ 1613M				
16:30	17:30	ABILITA JDC DE 2 1/2" Y VENTURI				
17:30	19:00	BAJA VENTURI DE 4 X 5 MM @ 1615 METROS DESARROLLADOS				
19:00	19:41	BAJA CAJA CIEGA DE 2 1/8" Y SE REALIZAN 12 GOLPES DESCENDENTES				
19:41	20:30	DESMANTELA ULA				
20:30		RETIRA EDS 6MM				
20:30	21:15	SE ALINEA POZO CON PRESION FINAL DE 7 KG FLUYENDO.				
21:15		RETIRADA DEL POZO				

Fig. 4.23. Bitácora de instalación del pozo Reyes 49.

4.6. ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DEL EDF-JET EN EL POZO REYES 49

El objetivo de este subtema es hacer un análisis sobre los resultados obtenidos al instalar el EDF-Jet en el pozo Reyes 49, así como también dar seguimiento a la instalación del EDF-Jet como herramienta de mantenimiento de presión y mejoramiento de los patrones de flujo a través de la tubería de producción.

4.6.1. Registros de Presión

Se tomo un registro de presión de fondo fluyendo (RPF) el 12 de Noviembre de 2010, posterior a la instalación del EDF-Jet el 27 de Septiembre de 2010.

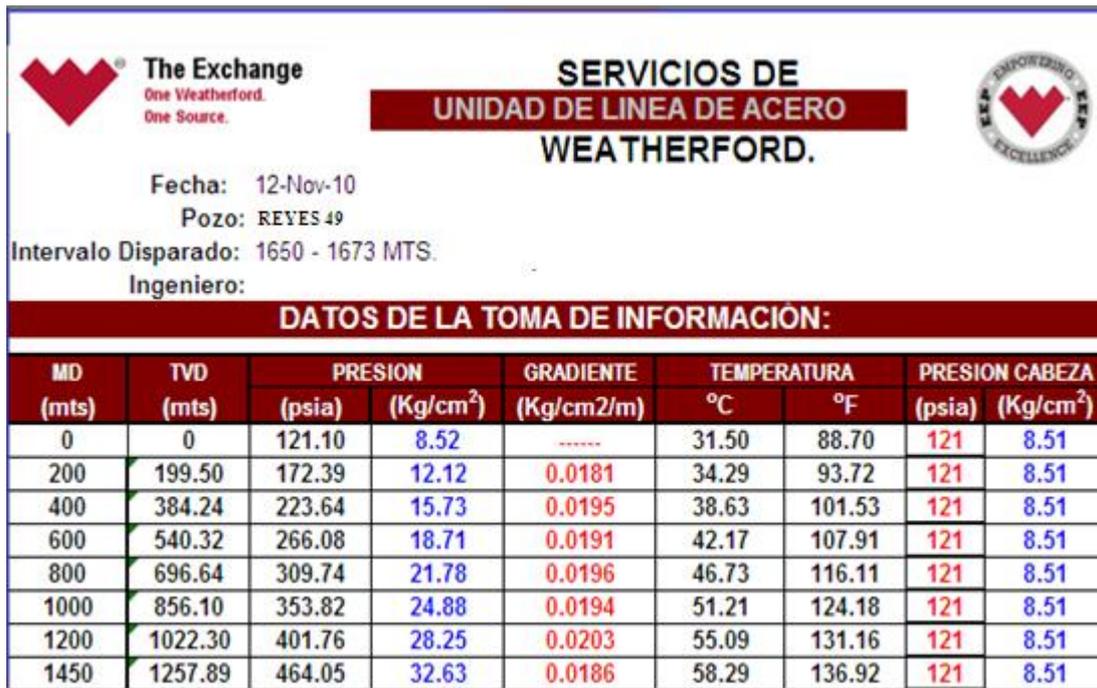


Fig. 4.24. Datos del RPF del 12/11/2010 tomado al pozo Reyes 49, con EDF-Jet de 4 mm instalado.

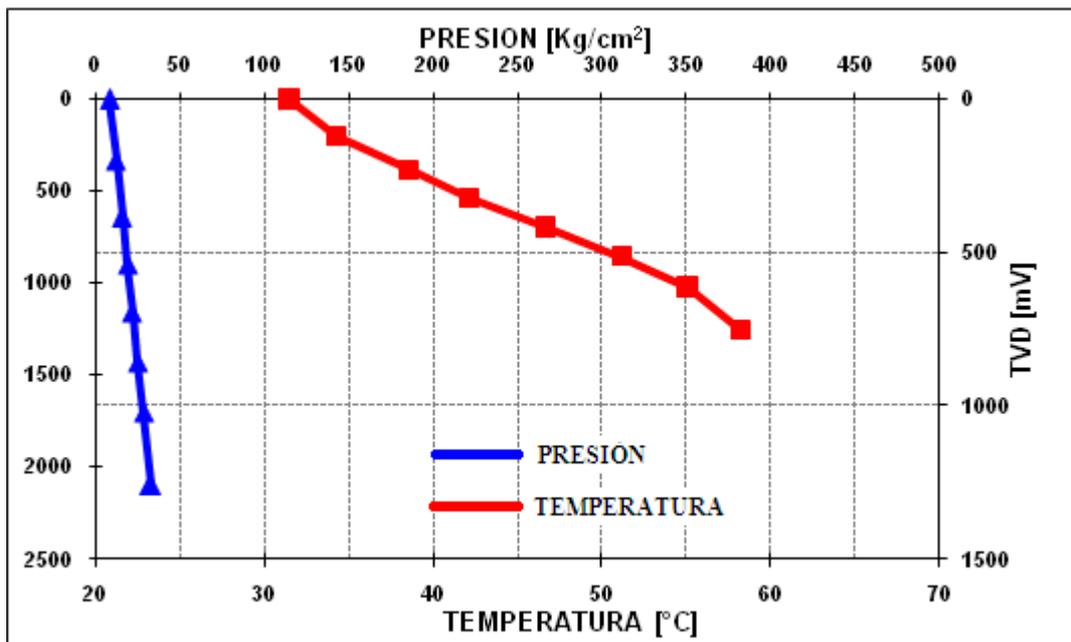


Fig. 4.25. Perfil de presión y temperatura del RPF del 12/11/2010 del pozo Reyes 49, con EDF-Jet de 4 mm instalado.

El beneficio de haber instalado el EDF-Jet es mostrado en la Figura 4.26, en la cual se hace el comparativo del comportamiento de la presión antes y después de haber instalado el EDF-Jet, es evidente que las caídas de presión en la T.P. se reducen con la instalación de la herramienta.

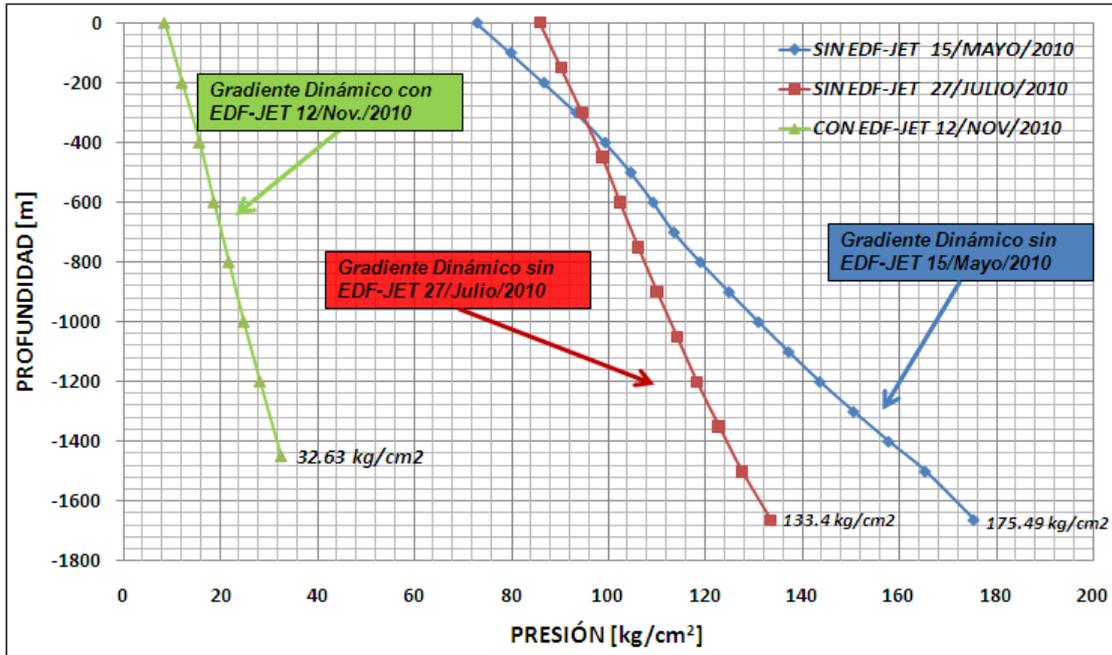


Fig. 4.26. Comportamiento de presión con y sin EDF-Jet.

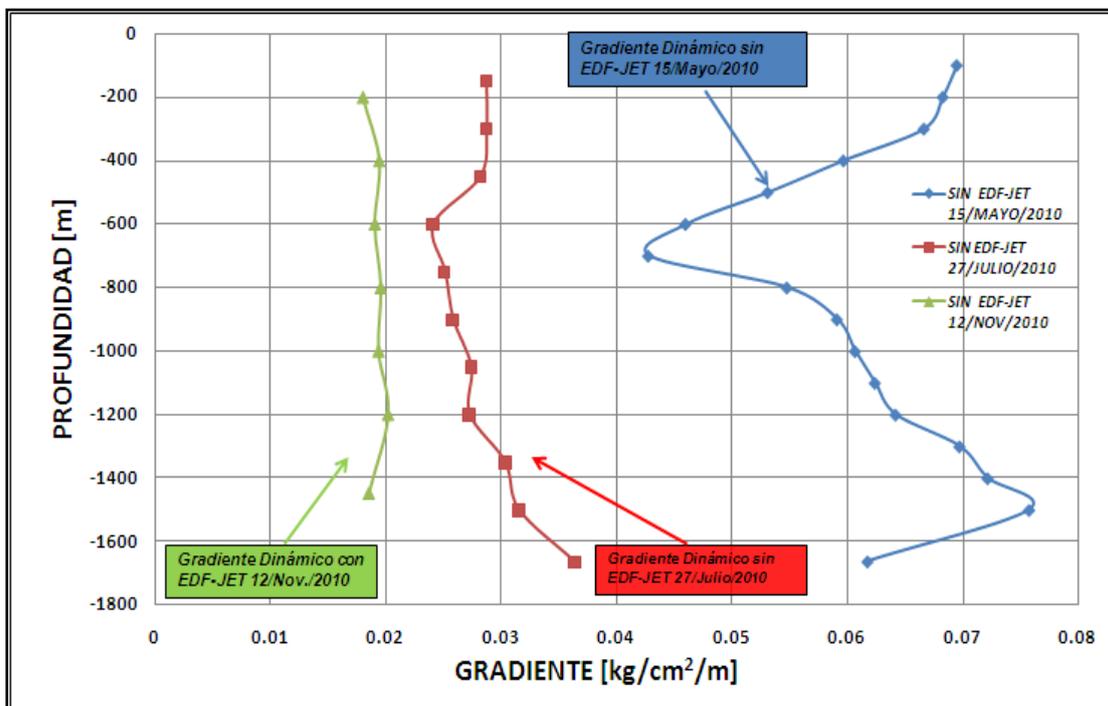


Fig. 4.27. Comportamiento de las caídas de presión con EDF-Jet y con EDS.

Se puede observar en la Figura 4.27 en el comportamiento del gradiente de presión la mejora del patrón de flujo dentro de la tubería, el flujo se estabiliza mediante la acción del EDF-Jet, disminuyendo los requerimientos de presión para llevar el aceite a la superficie.

4.6.2. Mediciones

Las mediciones realizadas antes y después de la instalación se muestran a continuación, donde se puede observar la disminución del gasto de gas y por consiguiente de la RGA:

Fecha de Medición	Pozo No.	Duración de la Medición	Aceite	Gas	WC	RGP	Observaciones
			Sep Prueba(BPD)	(MMPCD)	%	(pc/bp)	
02/05/2010	REYES 49	24 Hrs	188.2	0.0874	0	464	Est. 10/64", 24 °API, 100% aceite
26/07/2010	REYES 49	24 Hrs	442.84	0.907	0	2048	Est. 6mm, 24 °API, 100% aceite
29/07/2010	REYES 49	24 Hrs	428.74	0.918	0	2141	Est. 6mm, 24 °API, 100% aceite
16/09/2010	REYES 49	24 Hrs	310.98	1.159	0	3727	Est. 6mm, 24 °API, 100% aceite
30/09/2010	REYES 49	24 Hrs	146.23	0.522		3570	EDF 4mm @ 1615 m
08/10/2010	REYES 49	24 Hrs	167.21	0.535		3200	EDF 4mm @ 1615 m
21/10/2010	REYES 49	24 Hrs	177	0.484		2734	EDF 4mm @ 1615 m
02/11/2010	REYES 49	24 Hrs	183	0.443		2420	EDF 4mm @ 1615 m
13/11/2010	REYES 49	24 Hrs	187.8	0.444	0	2364	EDF 4mm @ 1615 m
25/11/2010	REYES 49	24 Hrs	175	0.454	0	2594	EDF 4mm @ 1615 m
09/12/2010	REYES 49	24 Hrs	166	0.493	0	2789	EDF 4mm @ 1615 m

Tabla 4.3. Mediciones trifásicas a diferentes fechas antes y después de la instalación del EDF-Jet de 4 mm al pozo Reyes 49.

En las siguientes figuras mostraremos cual ha sido el comportamiento que ha tenido el pozo Reyes 49 después de haber instalado el EDF-Jet, con diferentes parámetros como son el gasto de aceite (Figura 4.28), gasto de gas (Figura 4.29) y RGA (Figura 4.30).

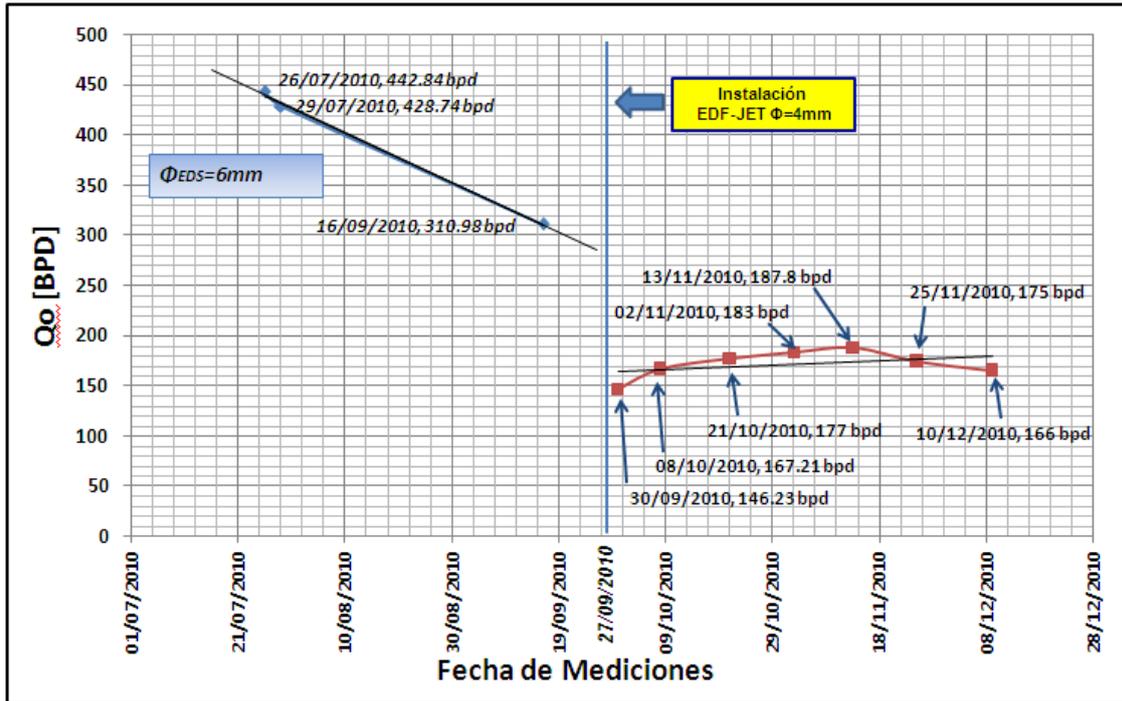


Fig. 4.28. Comportamiento del gasto de aceite con EDF-Jet, pozo Reyes 49.

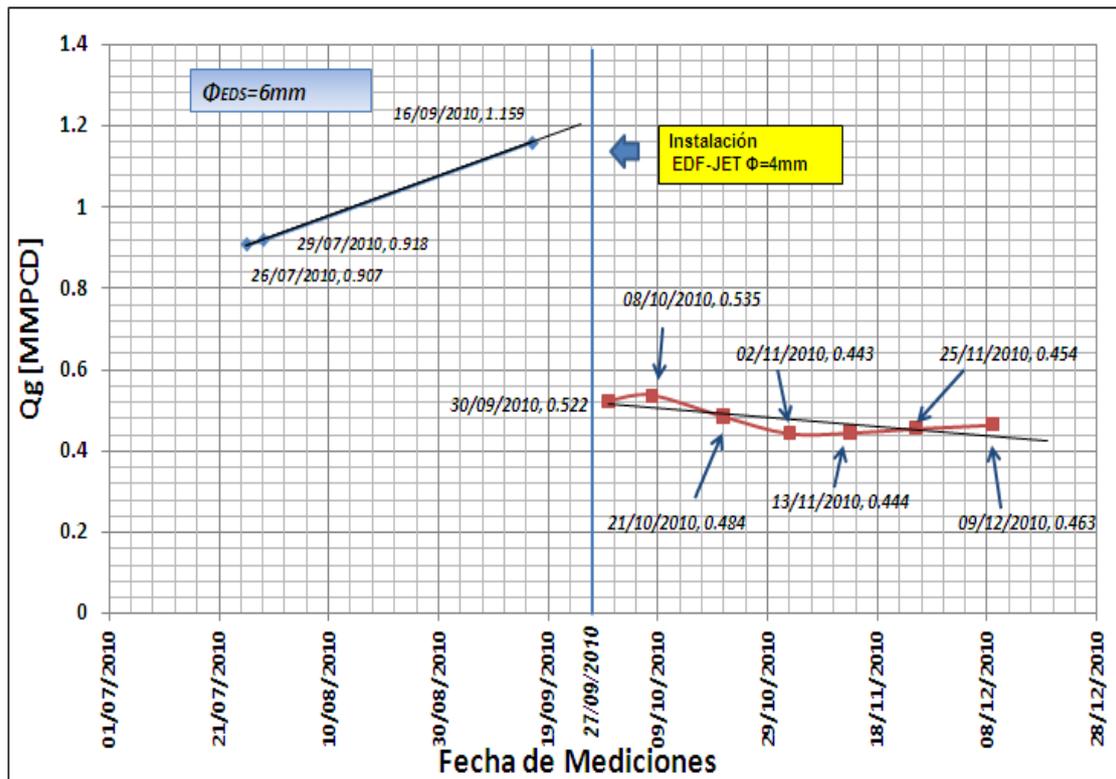


Fig. 4.29. Comportamiento del gasto de gas con EDF-Jet, pozo Reyes 49.

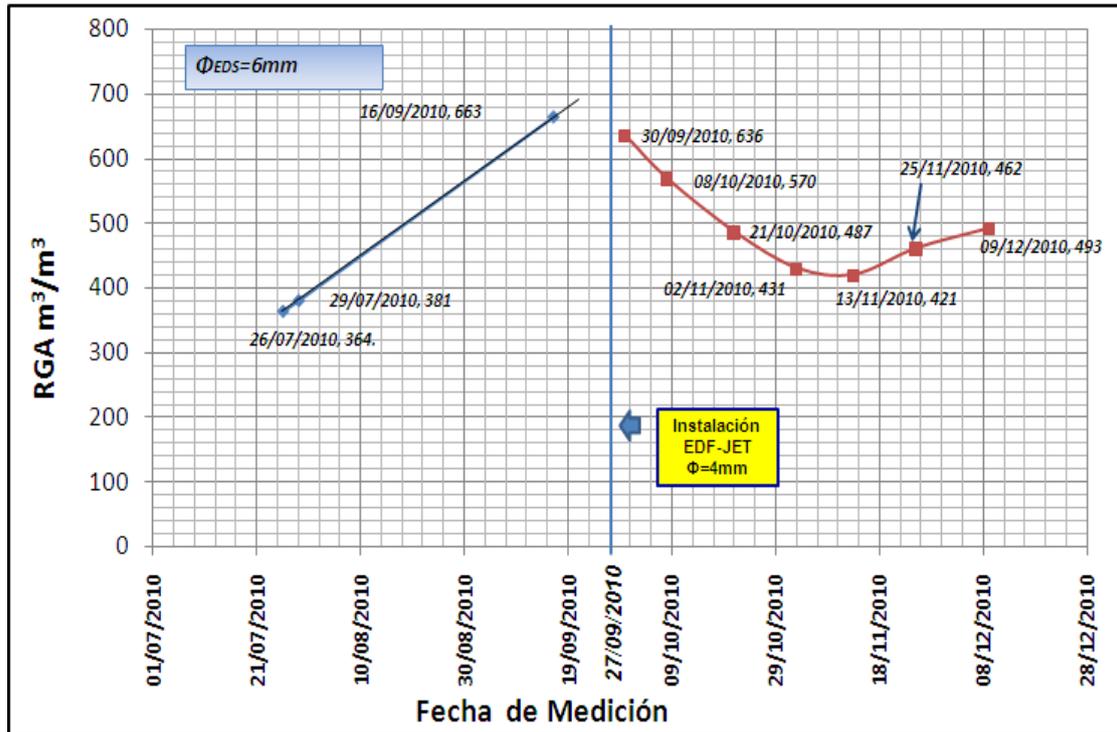


Fig. 4.30. Comportamiento de la RGA en el pozo Reyes 49 con EDF-Jet.

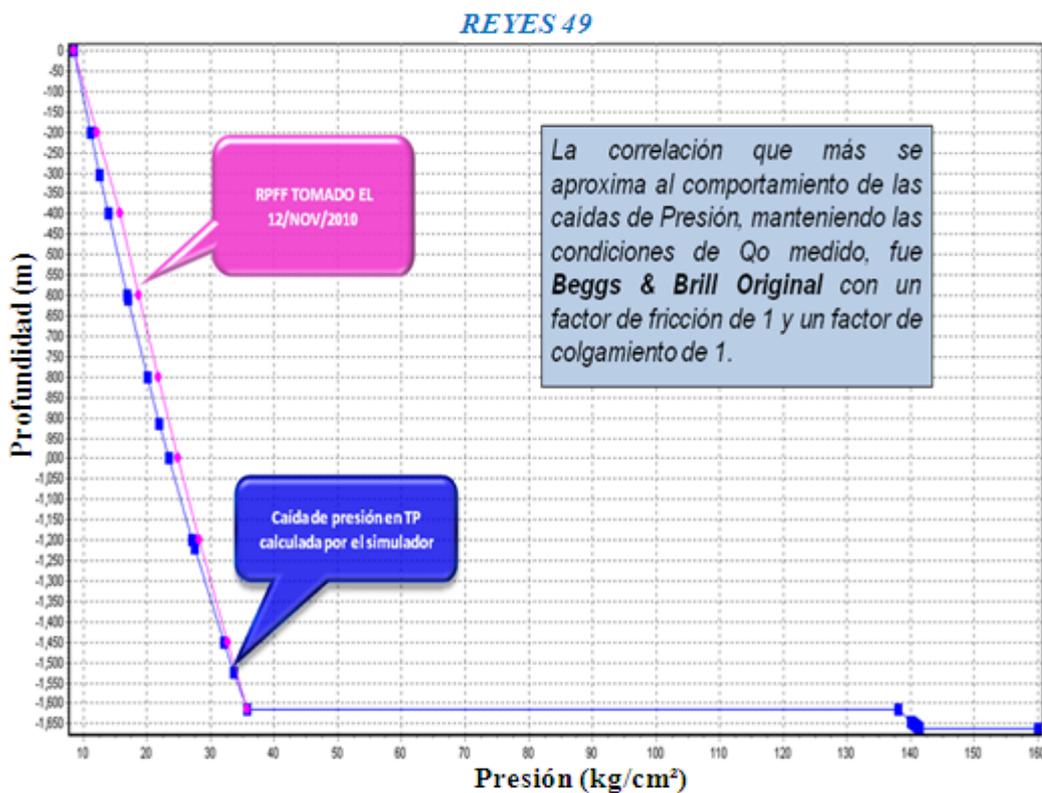
De las graficas de las Figuras 4.28, 4.29 y 4.30 podemos concluir que el beneficio que se ha obtenido con la instalación del EDF-Jet es notable de acuerdo a los objetivos planteados para su instalación, la RGA ha disminuido junto con la producción de gas, haciendo una mezcla de los fluidos mas uniforme permitiéndole al aceite fluir con mayor facilidad hacia la superficie, además de que se ha logrado mantener la presión del yacimiento, cambiando con ello la tendencia que se tenia, lo que es evidente en la Figura 4.28, donde la tendencia mostraba un rápido declinamiento de la presión antes de la instalación del EDF-Jet, pero con el EDF-Jet instalado esta tendencia cambio atenuándose de manera notable, logrando su objetivo principal que es prolongar la vida fluyente del pozo Reyes 49 y mantenimiento de presión.

4.6.3. Ajuste del Modelo de Simulación

Con las mediciones posteriores a la instalación del EDF-Jet se procede a ajustar el modelo de simulación para representar las condiciones actuales, en las cuales el caso base es ahora con el EDF-Jet instalado a 1615 m de profundidad, los datos utilizados para este ajuste corresponden a los de la medición del 09/12/2010 y el registro de presión de fondo fluyendo (RPF) del 12/11/2010:

- Presión de fondo estática = 160 kg/cm²
- Presión de fondo fluyendo = 142.1 kg/cm²
- Presión en Línea de descarga = 7.5 kg/cm²
- Producción de gas = 0.463 Mmpcd
- Producción de aceite = 165.8 bpd
- Corte de agua = 0%
- RGA= 2793.3 ft³/bls [497.5 m³/m³]
- TP = 2 7/8"
- Diám. EDF-Jet = 4 mm.

En la Figura 4.27 se muestra en ajuste de la correlación de flujo multifásico, la correlación de Beggs & Brill Original fue la que más se aproxima al comportamiento del pozo con un factor de colgamiento de 1 y un factor de fricción de 1. La Figura 4.28 muestra el análisis nodal donde se comprueba el ajuste del modelo a los datos de medición y el RPFJ tomados posterior a la instalación del EDF-Jet.



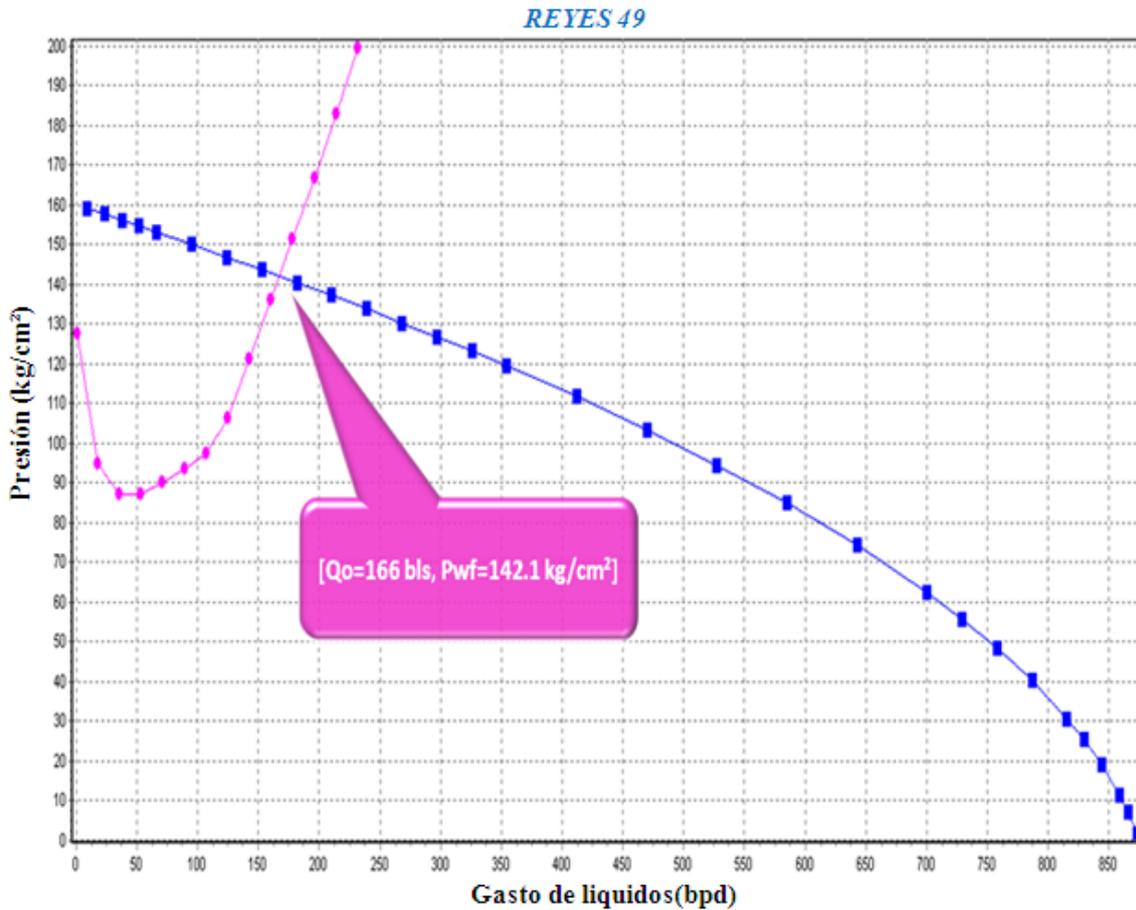


Fig. 4.32. Comportamiento del pozo con EDF-Jet instalado @ 1615 m, con nodo solución en fondo, realizado con el aforo tomado el 09/12/2010 posterior a la instalación del EDF-JET

En la Figura 4.31 se hace la comparación del perfil de las caídas de presión en el pozo Reyes 49 con el estrangulador de superficie (EDS) de 6 mm y el EDF-Jet de 4 mm instalado a 1615 m de profundidad.

De esta gráfica (Figura 4.33) podemos observar el ajuste de nuestro modelo (línea azul) ajustado con datos de la medición del 09/12/2010, con el registro de presión de fondo fluyendo (línea amarilla) tomado el 12/11/2010, además se muestra la caída de presión dentro del EDF-Jet, dejando ver una vez más el beneficio al reducir considerablemente las caídas de presión dentro de la tubería, teniendo una caída de presión de 32.4 kg/cm², por los 46 kg/cm² que se tenían con el EDS de 6 mm, teniendo un beneficio de 17.9 kg/cm², administrando con esto la energía del yacimiento para prolongar la vida fluyente del pozo Reyes 49.

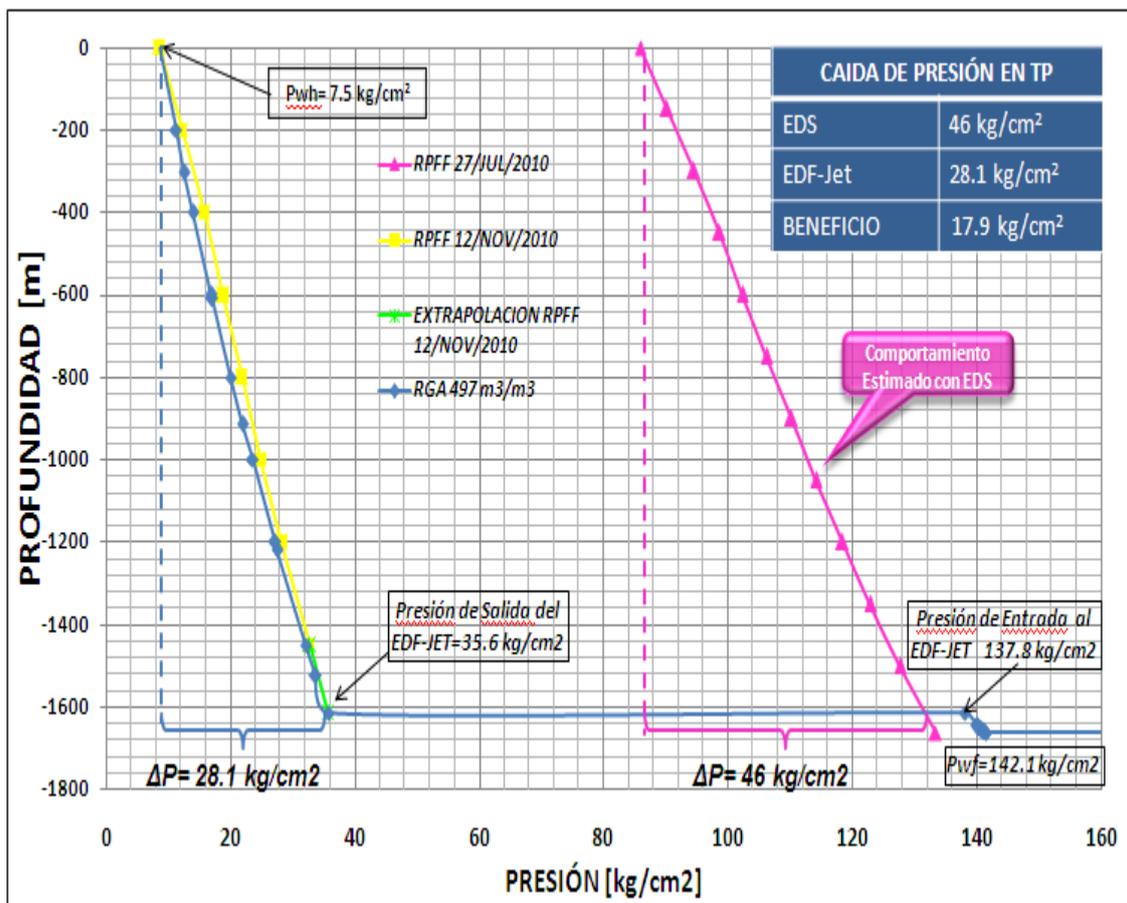


Fig. 4.33. Comparación del comportamiento del pozo con EDF-Jet de 4 mm y el EDS de 6mm.

4.6.4. Análisis del Comportamiento del Pozo Reyes 49 con EDF-Jet

Se realizó un análisis del comportamiento del pozo Reyes 49 en base a las 7 mediciones trifásicas que se tienen (Tabla 4.4), para el análisis se tomaron las RGA de las diferentes mediciones (Figura 4.34).

Esta sensibilización se realizó con la intención de conocer la variación de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) a través del tiempo, posterior a la instalación del EDF-Jet el 27/09/2010, a 1615 m de profundidad, en donde se deja ver una vez más el mantenimiento de presión logrado con la herramienta.

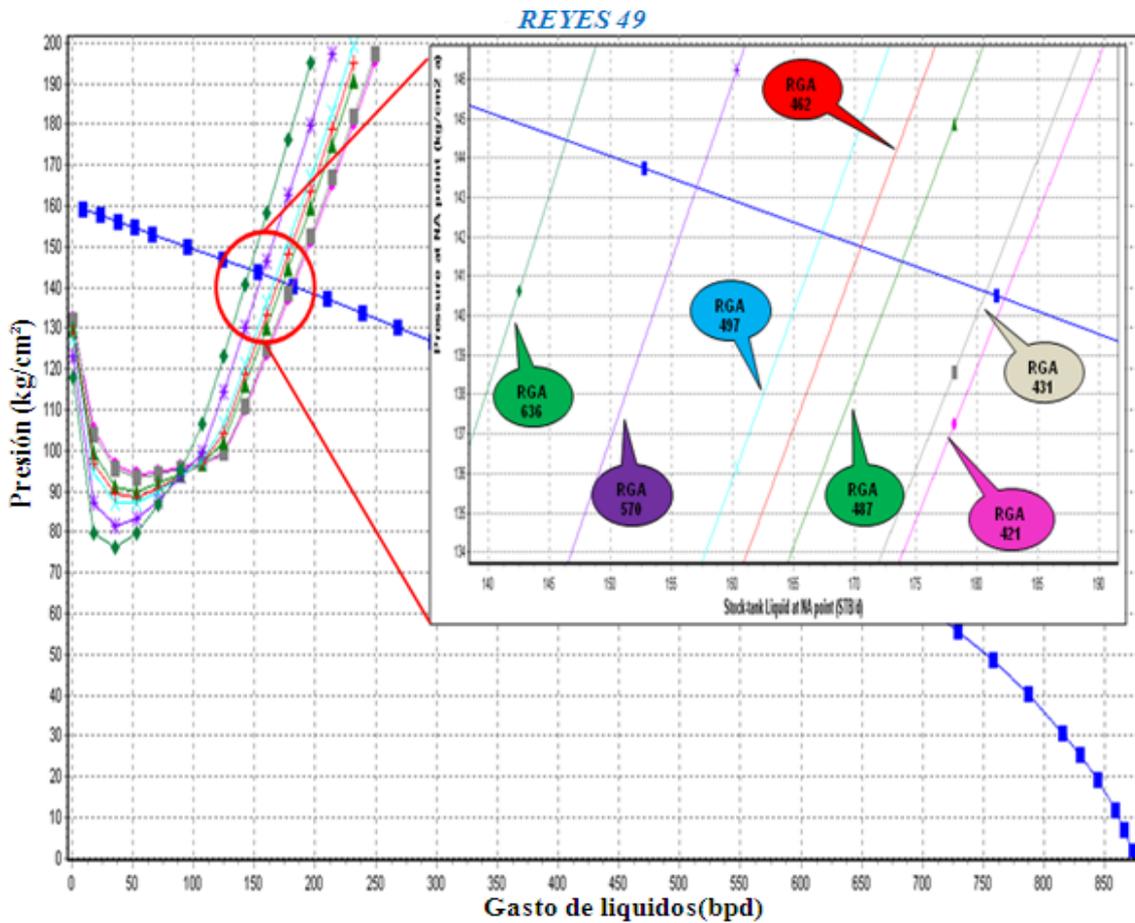


Fig. 4.34. Comportamiento del pozo con EDF-JET instalado @ 1615 m con Nodo Solución en Fondo, mostrando el cambio en la RGA en los 7 aforos.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los resultados obtenidos de estos análisis nodales, para diferentes mediciones, sobre el comportamiento del pozo Reyes 49, en la cual se muestra la presión de fondo fluyendo con el gasto correspondiente a cada una de las RGA a diferentes fechas.

	Fecha Aforos de Producción	Diámetro [mm]	RGA [m³/m³]	Presión [kg/cm²]	Gasto [bpd]
EDS	29/07/2010	6	381	133.5	428
EDS	16/09/2010	6	664	125	311
EDF-Jet	30/09/2010	4	636	144.3	144
EDF-Jet	08/10/2010	4	570	142	167
EDF-Jet	21/10/2010	4	497	141.8	177
EDF-Jet	02/11/2010	4	431	140.6	183
EDF-Jet	13/11/2010	4	421	140.3	182
EDF-Jet	25/11/2010	4	462	141.3	174
EDF-Jet	09/12/2010	4	497	142.1	167

Tabla 4.4. Mediciones posteriores a la instalación del EDF-Jet.

En la Figura 4.35 se muestra el comportamiento de la P_{wf} después de la instalación del EDF-Jet.

En esta figura se puede observar que a medida que avanza el tiempo la RGA iba disminuyendo a la par de la P_{wf} , hasta la medición del 25/11/2010, en la cual se observa a partir de esa fecha la RGA comienza a incrementarse, esto podría dar paso a pensar en un cambio de diámetro del EDF-Jet, posiblemente a un diámetro de 3 mm.

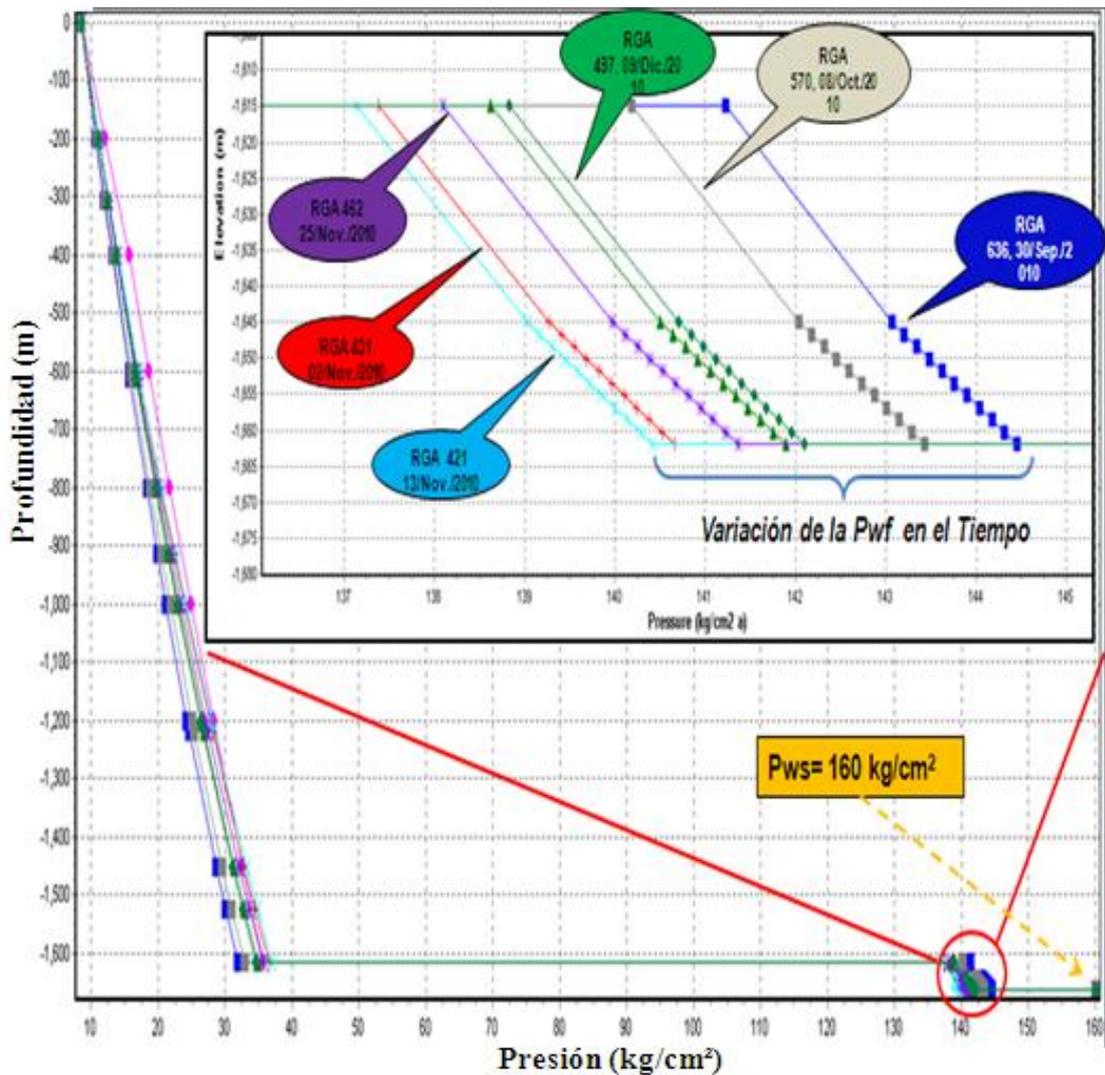


Fig. 4.35. Comportamiento de la P_{wf} estimada con EDF-Jet de 4 mm instalado @ 1615 m

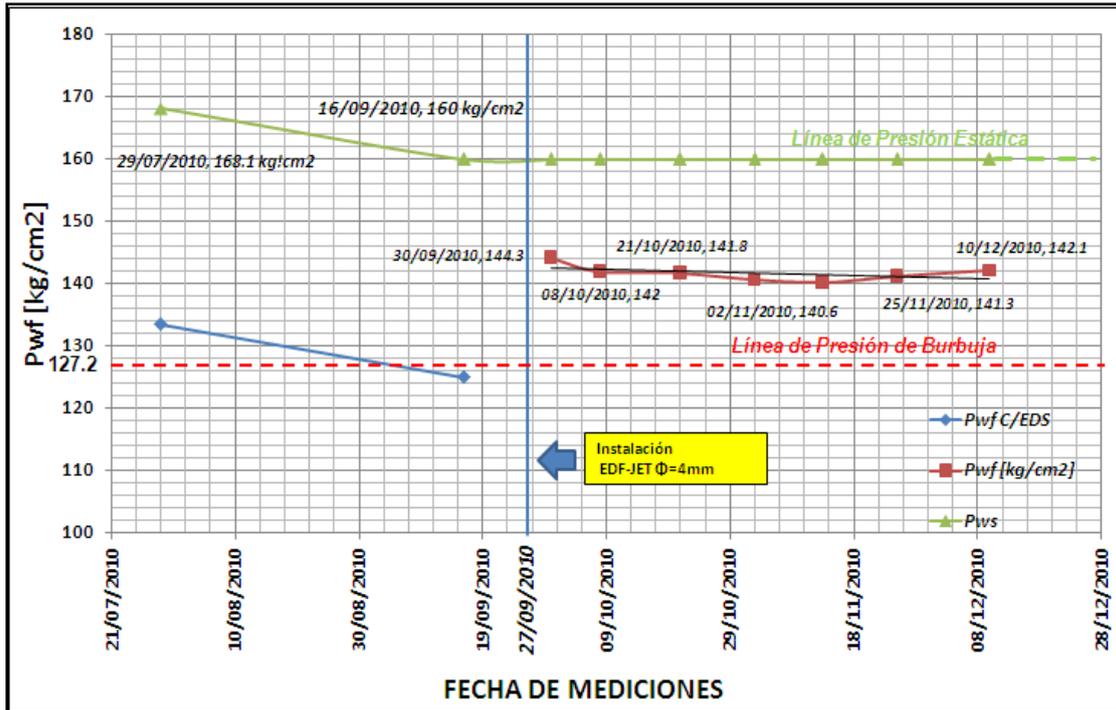


Fig. 4.36. Comportamiento de la Presión de Fondo Fluyendo con EDF-JET y con EDS.

4.6.5. Conclusiones del Análisis del Comportamiento del Pozo Reyes 49 con EDF-Jet

De acuerdo al histórico de mediciones trifásicas reportadas, al RPF y a la medición posterior a la instalación del EDF-Jet, a continuación presentamos una tabla resumen donde se observa el comportamiento del pozo posterior a la instalación del EDF-JET (27/09/2010) donde se reportan un total de 7 mediciones.

VALORES MEDIDOS				VALORES ESTIMADOS		RELACIÓN	
FECHA	Qo [BPD]	Qg [MMPCD]	RGa [m3/m3]	Qo [BPD]	Pwf [kg/cm²]	Δqo[BPD]	%Error
30/09/2010	146.23	0.522	636	144	144.5	2.23	1.525
08/10/2010	167.21	0.535	570	156	143.3	11.21	6.704
21/10/2010	177	0.484	487	169.5	141.8	7.5	4.237
02/11/2010	183	0.443	431	180	140.6	3	1.639
13/11/2010	187.8	0.444	421.1	185.7	139.9	2.1	1.118
25/11/2010	175	0.454	462.1	169.2	141.9	5.8	3.314
10/12/2010	166	0.463	497.5	167.3	142.1	-1.3	-0.783

Tabla 4.5. Comportamiento del pozo posterior a la instalación del EDF-Jet de 4 mm.

Se puede observar en el análisis del seguimiento del pozo que se cuenta con un modelo ajustado que permite reproducir el comportamiento de la producción en base a la RGA medida con un error máximo del 6.7%, esto nos permite calcular y predecir el comportamiento de la P_{wf} con una mayor confiabilidad. Así también podemos observar que el comportamiento de la P_{wf} se maneja en un rango de oscilación entre 144.5 kg/cm^2 como máxima y 139.9 kg/cm^2 como mínima, manteniéndose un comportamiento con una declinación de la pendiente muy suave como se mostró en la última gráfica.

Cabe mencionar que el incremento en la RGA, se considera dentro del comportamiento del pozo con el EDF-Jet, ya que se aprecia que nos encontramos 14.9 kg/cm^2 por arriba de la P_b y con una declinación en la P_{wf} de 0.0744 [$\text{kg/cm}^2/\text{día}$].

ANÁLISIS DE CAÍDA DE PRESIÓN vs t					
Fecha RPF	Prof. Ultima Estación [m]	Presión [kg/cm^2]	Δt [día]	ΔP [kg/cm^2]	$\Delta P/\Delta t$ [$\text{kg/cm}^2/\text{día}$]
15-May-10	1662	175.49	73	-42.03	-0.576
27-Jul-10	1662	133.46			
30-Sep-10	1662	144.5	43	-3.2	-0.07441
12-Nov-10	1662	141.3			

Tabla 4.6. Análisis de caída de presión vs tiempo.

Los valores de color rojo de la Tabla 4.6 son estimados en función del ajuste del modelo de producción.

Con base en lo anterior se establece que el control de la declinación de producción del pozo, es causada por el control de la RGA, ya que a nivel yacimiento se mantiene la energía, debido a que el EDF-Jet genera una ΔP que favorece la segregación del gas, manteniendo por mayor tiempo la presión de fondo fluyendo, lográndose el objetivo de prolongar la vida fluyente del pozo Reyes 49.

CONCLUSIONES

La Ingeniería Petrolera siempre ha buscado la optimización del sistema de producción mediante el estudio de los diferentes elementos que lo constituyen. Este procedimiento debe incluir, entre otras cosas, la interrelación de las caídas de presión que ocurren en el sistema integral de producción pozo-batería, es decir el estado mecánico del pozo y del equipo superficial, así como la capacidad del yacimiento y del conjunto de tuberías para producir los fluidos. Sin embargo, debido a que el trayecto de los fluidos a través de la tubería vertical, consumen la mayor parte de presión disponible para llevarlos del fondo del pozo a la cabeza de este, se ha determinado que si se instala un estrangulador de fondo se puede mantener una optimización de la presión de fondo fluyendo y una disminución en la caída de presión que se presenta en la tubería de producción.

La colocación de estranguladores de fondo en los pozos fluyentes no es una idea nueva, sin embargo su aplicación se ha venido limitando debido principalmente a las dificultades mecánicas en la fabricación por parte de las compañías, se han desarrollado diferentes dispositivos que estrangulan el fondo del pozo sin éxito. En la actualidad el EDF-Jet es un dispositivo que cumple con las características suficientes para resolver problemas como; el incremento en la producción de agua en pozos con problemas de conificación y altas RGA en pozos que han alcanzado la presión de saturación a nivel de yacimiento.

El uso apropiado del EDF-Jet en el fondo del pozo, puede resultar de gran utilidad cuando se están manejando relaciones gas-aceite altas, ya que en este caso la cantidad adicional de gas liberado ayuda a bombear el aceite a la superficie. Lo anterior se explica debido a que, si la presión de fondo cae por debajo de la presión de saturación en el caso de altas RGA, el coeficiente de la permeabilidad relativa del aceite disminuye debido al aumento de la saturación del gas, que a su vez es el resultado de la liberación del gas disuelto en el aceite, por lo que la viscosidad del aceite aumenta debido a la desgasificación del mismo; por lo tanto, esto conduce a una disminución del índice de productividad.

Como consideración adicional, la disminución de presión de fondo aumenta aún más la relación gas-aceite debido al aumento de la permeabilidad relativa del gas. Esto causa

que el gas se presente de forma prematura en el yacimiento, que a su vez acelera la caída de presión en este y en consecuencia reduce el factor de recuperación del aceite.

La aplicación del EDF-Jet en conjunto con un estrangulador superficial, solo se recomienda cuando el gasto de aceite o gas se incrementa demasiado, tanto que se tiene que ejercer una contrapresión para disminuirlo y tener un flujo más estable, esto se debe a la excesiva velocidad que se puede generar en el fondo del pozo.

Aunque para controlar el gasto del flujo se ocupa el estrangulador de superficie, no reemplaza al EDF-Jet, debido a que cuando se emplean estranguladores superficiales, la energía de expansión del gas se gasta en la línea de descarga, después del estrangulador, debido a que el fluido alcanza la superficie al mismo tiempo que llega a la restricción. De hecho los diámetros de estranguladores de fondo, requeridos para controlar el gasto, son menores que cuando se emplean estranguladores superficiales.

Con la instalación del EDF-Jet en el pozo Reyes 49 se logró estabilizar el flujo, permitir una producción continua en el pozo, además no presenta restricción de aplicación en cuanto a la profundidad de éste. La producción de aceite fue menor debido al incremento de la presión de fondo ocasionada por la aplicación del sistema, así mismo el pozo no presentó producción de agua y redujo la producción de gas. Por lo anterior, el dispositivo de estrangulamiento se posiciona ventajosamente respecto a las otras tecnologías descritas en este documento, siendo así una tecnología innovadora que podría incorporarse a la solución de los problemas que en su conjunto no han podido resolver las otras.

El seguimiento que se realizó después de la instalación del EDF-Jet en el pozo Reyes 49 reporta la disminución paulatina de la relación gas-aceite que a su vez refleja el buen funcionamiento de la herramienta y afirma que el concepto principal del EDF-Jet radica en el descubrimiento de que existe un nivel óptimo de presión de fondo que permita aprovechar al máximo la producción de aceite y que esta presión de fondo óptima no tiene porque ser la presión de fondo más baja.

Los resultados demuestran que el EDF-Jet puede emplearse para prologar la vida fluyente de los pozos, ya que conserva la energía en el yacimiento gracias a la

disminución de las caídas de presión a lo largo de la TP y el incremento en la presión de fondo, misma que fue identificada por el registro de presión de fondo fluyendo tomado posterior a la instalación.

La instalación del EDF-Jet es la mejor opción para que sea evaluado en pozos de aceite con problemas de producción de agua y gas, antes de que se considere la implementación de un sistema artificial, entre más rápido sea la aplicación del dispositivo, mayores beneficios económicos se tendrán en un futuro.

RECOMENDACIONES

Debido a la gran dificultad que se presenta en los yacimientos del proyecto ATG, no sólo por la baja productividad de sus pozos y la compleja estructura interna de sus yacimientos, sino por los retos técnicos y económicos que representa para extraer los hidrocarburos, a pesar de su amplio potencial de recursos. Y de acuerdo con el objetivo de esta tesis, se propone lo siguiente:

Para este tipo de yacimientos al iniciar la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; por lo que los pozos llegan a producir con altas RGAs, por lo que el coeficiente de la permeabilidad relativa del aceite disminuye debido al aumento de la saturación del gas, que a su vez es el resultado de la liberación del gas disuelto en el aceite. La viscosidad del aceite aumenta debido a la desgasificación. Por lo que se recomienda que se haga un estudio para determinar si la aplicación del EDF-Jet puede modificar el daño de la formación por: migración de finos, la acumulación de incrustaciones, la acumulación de parafinas, asfaltenos u otros materiales orgánicos, cambios de mojabilidad y emulsiones.

Los resultados favorables que se obtienen con la instalación del EDF-Jet se mantienen por un determinado tiempo, por lo que se debe realizar un monitoreo del pozo para identificar el momento donde cambien las condiciones de este, para posteriormente contemplar una reducción en el diámetro de la herramienta. Sin embargo se llegara a un diámetro mínimo de fabricación, por lo que se tiene que tomar en cuenta que a gastos de producción menores que el crítico, las pérdidas de presión se incrementaran

conforme el gasto decrece, debido a que el resbalamiento del gas reduce su capacidad para empujar al líquido. Entonces se recomienda contemplar la posibilidad de instalar el EDF-Jet en el aparejo de producción después del fracturamiento, con el objetivo de aumentar el rango del diámetro de estrangulamiento, que proporcionaría una amortización en la tendencia exponencial del decremento del gasto y el incremento de la relación gas-aceite, para tener la pérdida de presión mínima en la tubería de producción.

La problemática que se presenta en el Activo Integral Abkatun Pol-Chuc es un incremento sustancial en la producción del agua, debido a que el mecanismo de desplazamiento en estos yacimientos es hidráulico, en este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Debido a que la magnitud del empuje hidráulico es suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, el factor de recuperación de aceite es alto. Sin embargo debido al aumento del nivel de contacto agua-aceite y por la presión diferencial que se genera en el pozo se produce la conificación de agua, disminuyendo el factor de recuperación y aumentando la caída de presión en la tubería de producción. Por lo que se propone instalar un EDF-Jet para represionar el fondo del pozo y con ello generar una contrapresión que retenga la invasión del agua al pozo, es decir, se propone la instalación del EDF-Jet para el control de agua y la reducción de las caídas de presión a lo largo de las tuberías verticales.

NOMENCLATURA

A	Área total	$[cm^2]$
B_g	Factor de volumen del gas	$\left[\frac{m^3 @ c.y.}{m^3 @ c.s.}\right]$
B_o	Factor de volumen del aceite	$\left[\frac{bbl @ c.y.}{bbl @ c.s.}\right]$
c_o	Compresibilidad del aceite	$\left[\frac{1}{Kg/cm^2}\right]$
c_g	Compresibilidad del gas	$\left[\frac{1}{Kg/cm^2}\right]$
C_d	Coefficiente de descarga	
d_ϕ	Diámetro del estrangulador	$[64avos \text{ de } pg]$
d_i	Diámetro interno de la tubería	$[pg]$
dt_i	Diámetro interno de la tubería	$[pg]$
E_c	Energía cinética	$\left[\frac{lb_f - pie}{lb_m}\right]$
E_e	Energía de expansión	$\left[\frac{lb_f - pie}{lb_m}\right]$
E_p	Energía potencial	$\left[\frac{lb_f - pie}{lb_m}\right]$
$EDF - Jet$	Estrangulador de Fondo Tipo Jet	
EDS	Estrangulador de Superficie	
EF	Eficiencia de flujo	$[Adimensional]$
IP	Índice de Productividad $[P_{wf} > P_b]$	
IPR	Índice de Productividad Relativo $[P_{wf} < P_b]$	
J	Índice de Productividad	$[bpd / (lb/pg^2)]$
K	Permeabilidad absoluta	$[mD]$
M	Número de Mach	$[Adimensional]$
N_{Re}	Numero de Reynolds	$[Adimensional]$
P_b	Presión de burbuja	$[kg/cm^2]$

P_e	Presión corriente abajo	$[kg/cm^2]$
p_e	Peso específico	
PI	Profundidad interior del pozo	$[m]$
P_{le}	Presión en la línea de descarga	$[kg/cm^2]$
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo	$[kg/cm^2]$
P_{wh}	Presión en la cabeza del pozo	$[kg/cm^2]$
P_{ws}	Presión de fondo estática	$[kg/cm^2]$
Q_g	Gasto de gas	$[MMPCD]$
Q_o	Gasto de aceite	$[bpd]$
Q_w	Gasto de agua	$[bpd]$
q	Gasto volumétrico a condiciones de flujo	$[bpd]$
q_g	Gasto de gas	$[MMPCD]$
q_o	Gasto de aceite	$[bpd]$
q_w	Gasto de agua	$[bpd]$
RGA	Relación Gas-Aceite	$\left[\frac{V_g(ft^3) @ c.s.}{V_o(bbl) @ c.s.} \right]$
$RPFC$	Registro de Presión de Fondo Cerrado	
$RPFf$	Registro de Presión de Fondo Fluyendo	
Rs	Relación de solubilidad	$\left[\frac{V_g \text{ disuelto en el aceite @ c.s.}}{V_o @ c.s.} \right]$
r_w	Radio del pozo	$[pg]$
S	Factor de daño	
T	Temperatura	$[^{\circ}C]$
TP	Tubería de Producción	
TR	Tubería de Revestimiento	
V_m	Velocidad de la mezcla	$[m/seg]$
V_s	Volumen específico	$\left[\frac{cm^3}{gr_f}, \frac{m^3}{Kg_f}, \frac{ft^3}{lb_f} \right]$

V_{sl}	Velocidad superficial del líquido	[<i>m/seg</i>]
V_{sg}	Velocidad superficial del gas	[<i>m/seg</i>]
v_f	Velocidad real del fluido	[<i>m/seg</i>]
v_p	Velocidad de propagación de la onda acústica en el fluido en cuestión	[<i>m/seg</i>]
γ_o	Densidad relativa del aceite	[Adimensional]
γ_{rg}	Densidad relativa del gas	[Adimensional]
γ_{rl}	Densidad relativa del liquido	[Adimensional]
μ	Viscosidad dinámica o absoluta	[<i>cp</i>]
ρ	Densidad	$\left[\frac{gr, Kg, lb}{cm^3, m^3, ft^3} \right]$
ΔP_s	Caída de presión adicional debida al daño	[<i>kg/cm²</i>]
ΔW_f	Pérdidas de energía por fricción	
ΔW_s	Pérdidas de energía por trabajo externo	
$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{ac}$	Gradiente de presión debido a la aceleración	
$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_e$	Gradiente de presión debido a la elevación	
$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f$	Gradiente de presión debido a la fricción	
$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_T$	Gradiente de presión total	

BIBLIOGRAFÍA

1. NÁJERA MORENO, César Eugenio. *Conceptos Básicos para la Técnica de Análisis Nodal*. PEMEX Exploración - Producción, Región Sur, 2006.
2. GARAICOCHEA PETRIRENA, Francisco y colaboradores. *Transporte de hidrocarburos por ductos*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., 1991.
3. HANDBOOK TAREK, Ahmed. *Reservoir Engineering*. Gulf Professional Publishing, 2001.
4. NIND, T.E.W. *Principles of Oil Well Production*. McGraw Hill, 1964.
5. MC CAIN, Jr. William D. *The properties of petroleum fluids*. The Petroleum Company, 1978.
6. RAMÍREZ SABAG, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Pérez Tavares, *Productividad de pozos petroleros*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.
7. BEGGS H., Dale, *Production Optimization Using NODAL Analysis*. OGCI Publications, Tulsa 1991.
8. ASHFORD, F.H. y Beck, R.L. *An Evaluation of Critical Multiphase Flow Performance Through Well-Head Chokes*. J.P.T., Agosto, 1974.
9. OMAÑA, R. *Multiphase Flow Through Chokes*. SPE 2682, septiembre - octubre, 1969.
10. HAGERDON, A.R. and Brown, K.E. *Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits*. J.P.T., abril, 1965.

11. BROWN, Kermit E y Beggs, H. Dale. *The Technology of Artificial Lift Methods*. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma, 1977.
12. CRAFT, B.C. y colaboradores. *Drilling and Production*. Prentice-Hall, Inc. New Jersey, 1962.
13. ZERTUCHE, Díaz Héctor. *Bombeo Electrocentrífugo Sumergido*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., 2009.
14. CLARK, W.A. *Bottom-Hole Beans-Theory, Methods and Effects of Their Use*. Trans. AIME, 1931.
15. Ross, J.S. *Recent Development and Use of Bottom-Hole Choking*. Trans. AIME, 1932.
16. GARAICOCHEA PETRIRENA, Francisco. *Cálculo de la Distribución de la Temperatura en Tuberías*. Ingeniería Petrolera, marzo, 1984.
17. SHAIPI, *Informe Técnico: Estrangulador de Fondo Tipo Jet*. IMP, México, 2007.
18. SHAIPI, *Informe Técnico: Instalación del EDF-Jet en el pozo Corralillo 303*. IMP, México, 2010.
19. SHAIPI, *Informe Técnico: Seguimiento de la instalación del EDF-Jet en el pozo Corralillo 303*. IMP, México, 2010.