



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN, CONTROL Y ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN EN
EL CAMPO FURBERO DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC**

INFORME ESCRITO

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

LUIS ERNESTO LÓPEZ FLORES

DIRECTOR DE INFORME:

M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



2013

EVALUACIÓN, CONTROL Y ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO FURBERO DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC

Contenido

1. Antecedentes y Características	1
1.1. Ubicación del paleocanal de Chicontepec	
1.2. Recursos no convencionales	1
1.3. Tipos de hidrocarburos	2
1.3.1. Características de los hidrocarburos en yacimientos no convencionales	
1.3.2. Tipos de aceite para yacimientos no convencionales	
1.3.3. Tipos de gas para yacimientos no convencional	
1.3.4. Crudo pesado y extrapesado	
1.4. Características petrofísicas de los yacimientos no-convencionales	5
1.5. Extracción de petróleo en zonas no convencionales	6
1.6. Extracción del gas en zonas no convencional	6
1.7. Comparación de yacimientos convencionales contra no convencionales	7
1.8. Planteamiento de la problemática y soluciones tecnológicas.	8
2. Análisis de la producción	10
2.1. Sistema integral de producción	10
2.2. Comportamiento de fluidos	12
2.3. Clasificación de yacimientos según el tipo de fluido	13
2.4. Definiciones de potencial	20
2.4.1. Potencial productivo o potencial del yacimiento	
2.4.2. Potencial técnico económico	
2.4.3. Potencial operativo	
2.5. Potencial productivo como indicador de gestión	20
2.5.1. Potencial operativo	
2.5.2. Potencial técnico—económico	
2.5.3. Máximo potencial productivo	
3. Optimización de la producción	21
3.1. Productividad de pozos	21
3.2. Índice de productividad	21
3.3. Comportamiento en pozos de aceite bajosaturado	22
3.4. Comportamiento en pozos de aceite saturado	25
3.5. Índice de productividad variable	26
3.6. Combinación Vogel—Darcy	38

3.7.	Análisis nodal	29
3.7.1.	Definición	
3.7.2.	Características	
3.7.3.	Objetivos	
3.7.4.	Condiciones	
3.7.5.	El yacimiento cómo nodo solución	
3.7.6.	El fondo del pozo cómo nodo solución	
3.7.7.	La cabeza del pozo como nodo solución	
3.8.	Análisis de declinación de la producción	34
3.9.	Declinación transitoria	35
3.10.	Declinación en estado pseudoestacionario	36
3.11.	Declinación exponencial	37
3.12.	Declinación hiperbólica	40
3.13.	Declinación armónica	42
4.	Características de la productividad en el Campo Furbero	43
4.1.	Localización del área Furbero y esquema de producción.	43
4.2.	Descripción estructural del área y propiedades petrofísicas	45
4.3.	Descripción de los fluidos	48
4.3.1.	Análisis PVT en el campo Furbero	
4.4.	Comportamiento de la producción por pozo y a nivel de campo	52
4.5.	Matriz de preselección de sistemas artificiales para Chicontepec	57
4.6.	Ingeniería de producción para el área Furbero	61
4.6.1.	Análisis nodal	
	Conclusiones	73
	Bibliografía	

1. ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS

1.1 Ubicación del paleocanal de Chicontepec

Chicontepec es un yacimiento a cargo del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, el cual pertenece a la Región Norte dentro de la distribución regional marcada por Petróleos Mexicanos. La localización exacta es al norte del estado de Veracruz y oriente del estado de Puebla, en la planicie costera del Golfo ver Fig.1.1

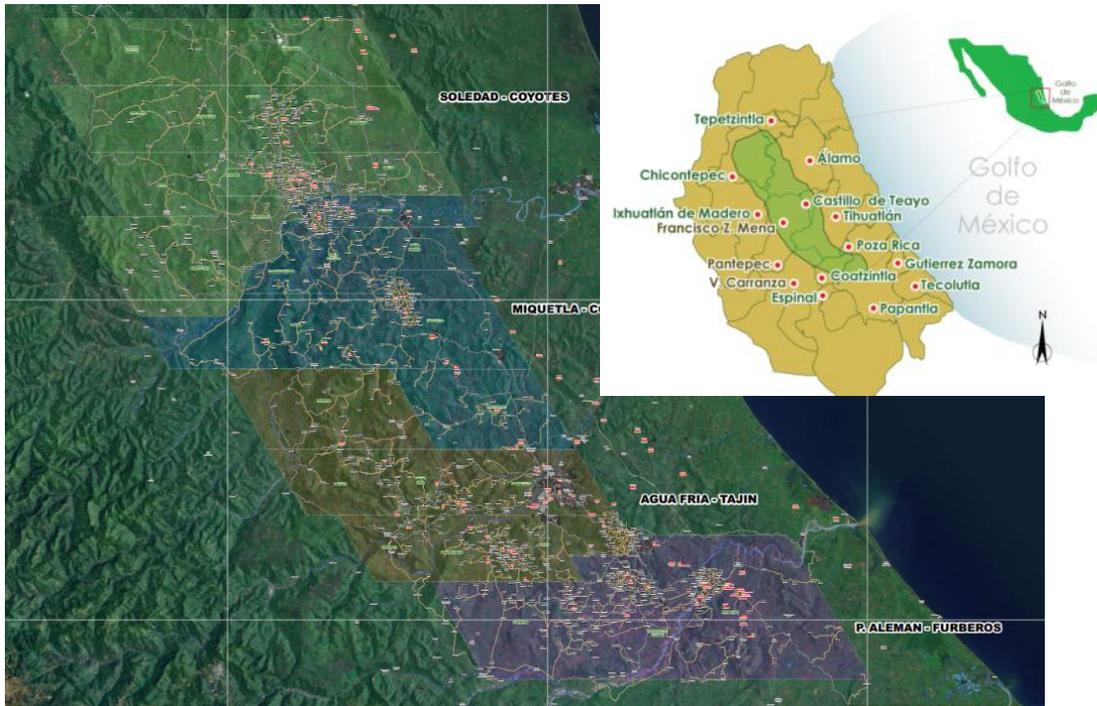


Figura 1.1 Mapa de Chicontepec

La formación Chicontepec se encuentra dentro de la cuenca Tampico- Misantla y es descubierta hacia el año del 1926 y su explotación comienza en el año de 1952, teniendo como modelos geológicos abanicos submarinos, entrampados de forma estratigráfica, y teniendo una superficie es de 4243 [km²]

1.2 Recursos no convencionales

Definición:

Los Yacimientos No Convencionales son todos aquellos yacimientos que no producen a tasas económicas de flujo y que a su vez no podrán ser producidos rentablemente sin la aplicación de tratamientos intensivos de estimulación, fracturamiento y recuperación, mientras que los Yacimientos Convencionales son todos aquellos yacimientos que pueden ser producidos a tasas económicas de flujo y que producirán volúmenes económicos de hidrocarburos sin tratamientos mayores de estimulación.¹

La anterior definición sin ser del todo extensa, da un panorama de la complejidad que existe alrededor de poder explotar un yacimiento del tipo de características de Chicontepec. Los recursos no convencionales son hidrocarburos (petróleo y gas) que se encuentran en unas condiciones que no permiten el movimiento del fluido, bien por estar atrapados en rocas poco permeables, o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad. (fig. 1.2).

Requieren el empleo de tecnología especial para su extracción, ya sea por las propiedades del hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene.

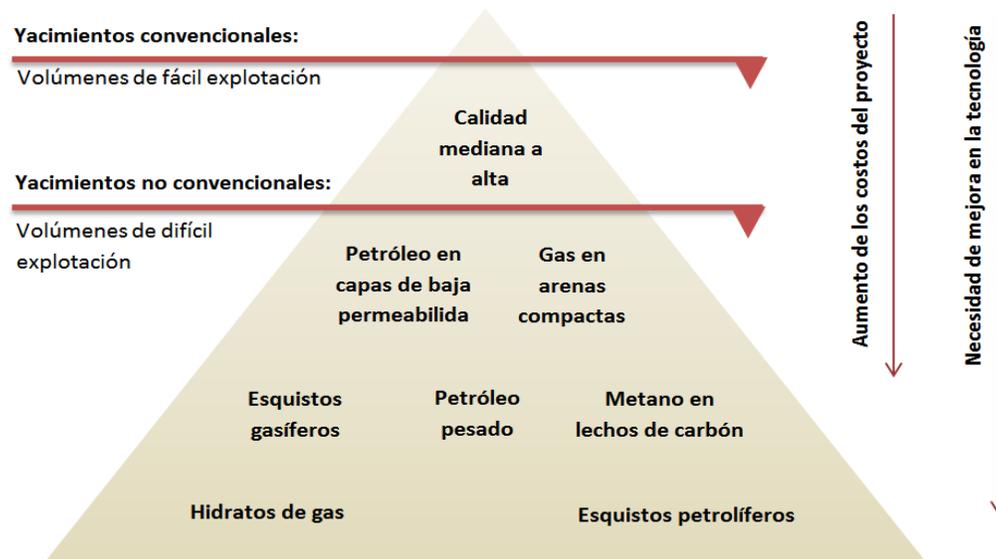


Figura 1.2 Esquema piramidal de recursos petrolíferos convencionales y no convencionales

1.3 Tipos de Hidrocarburos²

1.3.1 Características de los hidrocarburos en yacimientos no convencionales

Dentro de los hidrocarburos no convencionales se incluyen las características que hacen que el recurso energético sea de complicada extracción. Dentro de los recursos no convencionales se encuentra la clasificación de aceite y gas, denominándose hidrocarburo no convencional (petróleo no convencional o gas no convencional) al que no puede obtenerse por mera extracción —con o sin ayuda de bombeo— de un yacimiento en donde se encuentra en estado relativamente puro, con alta concentración y movilidad. La denominación no convencional diferencia a estos hidrocarburos de los obtenidos por los métodos de uso generalizado durante el auge de los hidrocarburos en el siglo XX. Las tecnologías de fabricación o extracción de hidrocarburos no convencionales no son necesariamente novedosas —algunas de ellas son muy antiguas—, pero sí más costosas. Por esta razón su uso ha comenzado a generalizarse en relación al progresivo agotamiento de los yacimientos convencionales de hidrocarburos, con considerable aumento de su costo de producción y que sin embargo ha hecho rentable el uso de métodos más complejos de producción. El término hidrocarburo no convencional es poco afortunado ya que no convencional no es un rasgo intrínseco del hidrocarburo, sino de la fuente de donde se extrae, sea ésta un material o un yacimiento³.

1.3.2 Tipos de aceite y roca para yacimientos no convencionales

- Aceite pesado (Heavy Oil): Petróleo en estado líquido de alta densidad. El petróleo pesado se define como un aceite que tiene una viscosidad de petróleo muerto (dead oil viscosity), a la temperatura original del yacimiento, mayor a 100 centipoise (cP), o (a falta de datos de viscosidad) una gravedad API menor a 22,3 . Se puede extraer de la roca mediante la inyección de vapor o polímeros. Ver figura 1.3
- Aceite de lutitas (Oil Shale): Petróleo producido directamente de la roca madre. Son también denominadas esquistos bituminosos o pizarras bituminosas. Las lutitas, que incluyen a las pizarras y a los esquistos, son rocas sedimentarias constituidas por partículas de composición variada y del tamaño de las que se encuentran en arcillas y limos. El petróleo obtenido de estas rocas impregnadas de betún se denomina petróleo de lutitas o petróleo de esquistos o petróleo de pizarras (en inglés, Shale Oil), siendo el primer término el más correcto. Nótese que hay muchos tipos de lutitas, por lo que es recomendable el uso del plural. Ver figura 1.4 (arena rica en materia orgánica).
- Arenas bituminosas (Oil Sands): Arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad. Este bitumen en su estado natural no tiene la capacidad de fluir al pozo a diferencial del aceite de lutitas. Generalmente este tipo de hidrocarburo es explotado directamente junto con la roca que lo contiene. Ver figura 1.5
- Aceite ligero de roca compacta (Light Tight Oil): Petróleo ligero proveniente de yacimientos con baja porosidad y permeabilidad, usualmente arenas. Ver figura 1.6



Figura 1.3

Aceite pesado



Figura 1.4

Aceite de lutitas



Figura 1.5

Arenas bituminosas

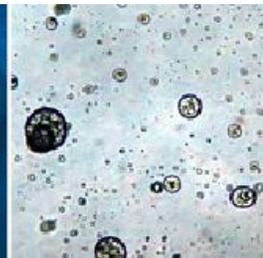


Figura 1.6

Aceite ligero

1.3.3 Tipos de gas para yacimiento no convencional

- Gas de lutitas (Shale Gas): Gas Natural contenido en rocas arcillosas (Shale) con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad (roca madre). Comúnmente para su explotación es necesario perforar pozos horizontales y efectuar terminaciones con fracturamiento. Ver figura 1.7
- Gas altamente compactado (Tight Gas): Gas natural contenido en rocas con baja porosidad y permeabilidad. Ver figura 1.8
- Vetas de carbón impregnadas de metano (Coalbed Methane): Gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido por lo cual son mucho más ricas en gas que las arenas y lutitas gasíferas. Ver figura 1.9

- Hidratos de metano: Compuesto sólido similar al hielo que contiene metano. Éste queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que es estable en sedimentos marinos. Se han detectado grandes cantidades de este compuesto, también llamado clatrato de metano, en fondos oceánicos de gran profundidad y baja temperatura. Es una fuente de metano casi puro. Ver figura 1.10

Una de las características de los hidrocarburos es la fluidez o viscosidad, representada también indirectamente por la densidad o gravedad específica (expresada internacionalmente mediante °API).



Figura 1.7

Gas de lutitas

Figura 1.8

Gas de alta compactación

Figura 1.9

Vetas de carbón y metano

Figura 1.10

Hidratos de metano

1.3.4 Crudo pesado y extrapesado

Relacionándolo con su gravedad API el (American Petroleum Institute) clasifica el petróleo en Extrapesado, Pesado, Mediano, Ligero y Superligero.

- Crudo Extrapesado es aquel que tiene gravedades API menores a 10 °API.
- Crudo pesado es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22.3 °API.
- Crudo medio o mediano es aquel que tiene gravedades API entre 22.3 y 31.1 °API.
- Crudo liviano o ligero, es definido como el que tiene gravedades API entre 31.1 y 39 °API.
- Crudo Superligero, es aquel cuya gravedad API es mayor de 39 °API.

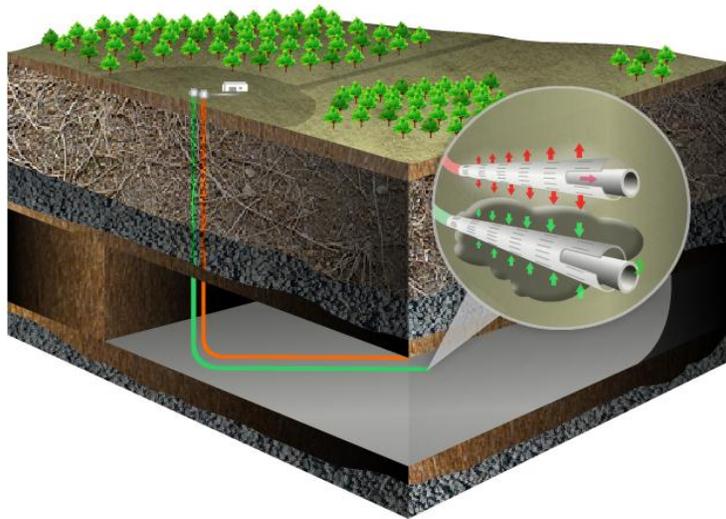
A los hidrocarburos Extrapesados también se les denomina bitúmenes. En la escala de viscosidad en centipoise [cp], estos hidrocarburos tienen una viscosidad entre 1,200 y 95,000 [cp]. Si se considera que el agua tiene, aproximadamente, 1 centipoise de viscosidad, se apreciará la poca fluidez de estos hidrocarburos. Otras características son, que tienen un alto contenido porcentual de azufre. De igual manera pueden tener un apreciable contenido de sal y también contienen metales (níquel, vanadio y otros). A veces pueden tener también cierta cantidad de sulfuro de hidrógeno, que también es muy corrosivo y venenoso.

Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo⁴:

- Itsmo: Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya: Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
- Olmeca: Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

Un ejemplo de la metodología para la extracción de crudos pesados es el conocido SAGD (Segregación gravitacional asistida por vapor) (Ver figura 1.11) que es una de las tecnologías más usadas en Canadá, desde que su creador Dr. Roger Butler en 1978 la implemento, ella se basa en dos pozos horizontales paralelo entre si y uno encima del otro, donde se busca mejorar la viscosidad del crudo y por lo tanto la movilidad del mismo, al pasar los años se ha venido modificando SAGD, pero siempre con el mismo principio de generar la cámara de vapor donde se modifiquen las propiedades del petróleo, teniendo algunas limitantes como relación de permeabilidades , espesor de la arena productora, profundidad, y otras limitantes que hacen un principio tan sencillo que es la segregación gravitacional asistida un reto para la ingeniería.

Figura 1.11 Ejemplo de Extracción de Oil sands mediante SAGD (Segregación gravitacional asistida por vapor). Se perforan dos pozos horizontales, uno 10 metros por encima del otro. Se inyecta vapor en el pozo superior, con lo que el bitumen calentado fluye dentro del pozo inferior, desde el que se extrae.



1.4 Características petrofísicas para yacimientos no convencionales

De la misma forma que el tipo de hidrocarburos es importante para determinar la estrategia de explotación, lo es en la misma medida de importancia, las características de la roca, las cuales asocian a los yacimientos no convencionales las siguientes características.

Baja permeabilidad y Baja porosidad

Las rocas son cuerpos porosos, es decir, están formadas por fases minerales sólidas, entre las que se sitúan espacios vacíos, ocupados por fases fluidas.

Se denomina porosidad al conjunto de los espacios vacíos que posee una roca y, en su sentido más amplio, la porosidad puede ser contemplada bajo dos puntos de vista que se complementan:

- como un componente petrográfico o textural.
- como una propiedad física de la roca.

En consecuencia, y concordantemente con diversos autores⁵, la porosidad constituye el parámetro petrográfico fundamental cuando se trata de establecer relaciones entre las características petrográficas y las propiedades físicas de las rocas: análisis petrofísico.

La permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados no puede existir permeabilidad.

Debido a las escasas propiedades petrofísicas con las que cuentan estos yacimientos, su desarrollo requerirá de una alta tecnología como por ejemplo los pozos terminados en horizontal y multifracturados. Ver figura 1.12

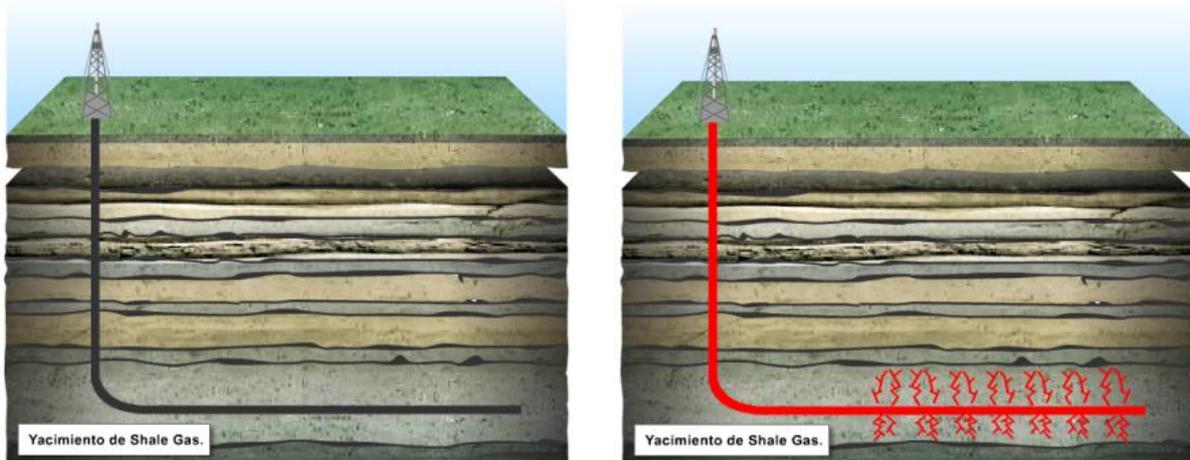


Figura 1.12 Yacimiento de gas de lutitas en donde terminan pozos en horizontal y se fracturan de forma múltiple.

1.5 Extracción de recursos no convencionales

Cómo se extrae el aceite no convencional

Existen varios métodos de extracción de petróleo no convencional, entre los que podemos destacar:

- Minería a cielo abierto cuando las oil sands están muy someras.
- Pozos verticales e inyección de polímeros o vapor para movilizar el crudo extrapesado.
- Pozos horizontales y fractura en caso de oil Shale o Tight oil.

1.6 Cómo se extrae el gas no convencional

Existen varios métodos de extracción de gas no convencional. Por ejemplo, en el Shale gas, estos son los mecanismos de extracción:

La producción de gas de las rocas madre que presentan muy baja permeabilidad es posible gracias a la perforación horizontal, que permite navegar por la capa objetivo, a menudo con trayectorias que superan los 1000 m.

Se inyecta por etapas a alta presión una mezcla de agua, sólido granulado (tipo arena) y productos químicos en el pozo previamente perforado. La mezcla penetra por las paredes del pozo en la formación de Shale gas (o gas de esquisto).

Estas inyecciones sobrepresionadas provocan una red de microfracturas en la formación, de manera tal que permiten al gas atrapado fluir hacia el pozo. (fig. 1.12)

Dentro del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se ha reconocido la necesidad de efectuar caracterizaciones de las propiedades mecánicas de la roca bajo las condiciones de cada yacimiento, ya que las características varían no sólo dentro de una misma región en el campo, sino que además los cambios en las propiedades son identificadas en distintos intervalos del mismo pozo.

Chicontepec por sus características es sin duda un yacimiento No Convencional el cual requiere desarrollar soluciones tecnológicas y aplicar una capacidad de ejecución masiva.⁶

1.7 Comparación de yacimientos Convencionales contra los No Convencionales⁷

	CONVENCIONALES	NO CONVENCIONALES
Exploración	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Administración del riesgo enfocado en reducir la probabilidad de los grandes riesgos. ➤ Para definir la dirección del proyecto es prioridad efectuar análisis y modelados de alta resolución. ➤ Aprobado el descubrimiento se entrega al equipo de desarrollo. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Administración del riesgo enfocado en aceptar un razonable retorno de la inversión. ➤ Los análisis son comúnmente limitados o menos sofisticados en las pruebas sub-superficiales. ➤ Realizar pruebas tecnológicas durante la perforación o terminación de los pozos y evaluarlas con producción (índice de productividad, porcentaje de declinación, etc.)
Desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> ➤ El desarrollo es ejecutado para encontrar características específicas del yacimiento. ➤ Los equipos de desarrollo están enfocados en la coordinación de actividades muy complejas. ➤ Una vez iniciado la producción se entrega al equipo de productividad. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Los equipos de desarrollo están enfocados en la velocidad y costo, a través de procesos eficientes y estandarizados. ➤ Estandarización de diseños enfocados. ➤ El equipo de desarrollo se retroalimenta con los equipos de producción.
Producción	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Los equipos de producción están enfocados en maximizar la producción ➤ Actividad de mantenimiento concentrada y compleja, de acuerdo a la edad del desarrollo. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ El objetivo de los equipos de producción es el mantenimiento de la producción y la reducción de costos de los sistemas artificiales. ➤ Las actividades de mantenimiento son continuas. ➤ Evaluación de resultados de pozos, para identificación de oportunidades

1.8 Planteamiento de problemáticas y algunas soluciones tecnológicas.

Problema	Descripción	Implicaciones	Acciones
Interconexión vertical y lateral limitada	Los yacimientos se encuentran en acumulaciones lenticulares aisladas.	Baja recuperación por pozo.	El crecimiento de la producción requiere de una capacidad de ejecución masiva y un alto grado de mecanización.
Baja permeabilidad de la roca	La permeabilidad de la roca de Chicontepec es de 0.1 y 0.5 [md] (Cantarell tiene una permeabilidad de 5,000 a 10,000 [md]).	Flujo limitado de aceite del yacimiento al pozo, el cual requiere de un alto consumo de energía.	Requiere de la implementación de soluciones tecnológicas tales como el fracturamiento apuntalado y el fracturamiento ácido.
Baja presión del yacimiento	La presión del yacimiento promedio es de entre 80 y 360 [kg/cm ²], muy cercana a la presión de burbuja.	Presión insuficiente para asegurar el flujo del yacimiento al pozo y del pozo a la superficie y para vencer las contrapresiones en el sistema de transporte. Pérdida del gas en solución (única fuente de energía natural del yacimiento) al alcanzarse la presión de saturación.	Requiere de la implementación de soluciones tecnológicas tales como los sistemas artificiales y el mantenimiento de la presión.

Los recursos no convencionales pueden producir por periodos largos, con bajos riesgos de mejorar la producción. Una evaluación adecuada, incluyendo la identificación y la gerencia de riesgo, requiere de una decisión enfocada, integrada y una evaluación multidisciplinaria a través de las cuatro etapas existentes en la explotación de operaciones no convencionales estas son: Evaluación, Explotación, Desarrollo y Declinación.

En los yacimientos no convencionales como bien se señaló anteriormente, su producción se centra en petróleo pesado y extrapesado, en Venezuela se explotan desde hace varias décadas especialmente en la faja del Orinoco y en algunos campos de la Cuenca de Maracaibo. El campo la Concepción se encuentra dentro del marco de los Yacimientos No convencionales, éste comprende: las arenas compactadas de gas de la Formación Misoa (Arenas compactas con gases); la secuencia mixta siliciclástica-carbonática de la Formación Guasare y los carbonatos compactos de Grupo Cogollo; algunos discretos niveles dolomíticos en el Grupo Cogollo; las lutitas generadoras de gas de la formación La Luna y las rocas graníticas fracturadas del basamento. El Campo la Concepción esta aproximadamente a 23 kilómetros al Oeste de la ciudad de

Maracaibo y posee una extensión aproximada de 214 kilómetros cuadrados, este Campo produce de dos Yacimientos principales uno Siliclástico, actualmente depresionado de edad Eoceno representado por los sedimentos de la formación Misoa mientras que el segundo carbonático se encuentra naturalmente fracturado de edad Cretácico constituido de caliza del Grupo Cogollo. Debido a la alta demanda mundial de hidrocarburos los yacimientos no convencionales han adquirido mayor interés ya que la declinación de los yacimientos tradicionales y la dificultad de descubrir nuevos, ha conducido al desarrollo de nuevas tecnologías para la explotación de este tipo de acumulaciones, para esto un gran número de países y empresas han apostado al mejoramiento de la explotación de este recurso a futuro.

2. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN

2.1 Sistema Integral de Producción

Un sistema de producción es esencialmente el conjunto de elementos que tienen la capacidad de transportar fluido desde el yacimiento hasta la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización. El sistema total depende en esencia de la capacidad de aporte de la formación productora y consecuentemente de la infraestructura para su recepción en superficie, puede estar constituido de forma sencilla o incluir una gran variedad de componentes. Los pozos son diseñados a partir de su perforación y terminación para beneficiar el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie.

Los fluidos viajarán a través de los diversos componentes y el movimiento o transporte de los fluidos requerirá de suficiente energía para vencer las pérdidas de energía por diversos factores al recorrer el sistema y llevar la producción hasta su objetivo.

Se expresa en la literatura que los componentes básicos que comprenden un sistema que sea capaz de transportar los fluidos desde el yacimiento hasta superficie son⁸:

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería de descarga
- Estrangulador
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

Para tener pleno conocimiento del funcionamiento de un sistema integral de producción, se debe contar con el concepto de cada uno de los componentes que lo conforman.

Yacimiento

Se entiende por yacimiento la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad donde se encuentra la zona productora.

Pozo

Es un agujero que se hace a través de las rocas 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.

Tubería 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

Los separadores como su nombre lo indica, 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).

Tanques de almacenamiento

Son recipientes de gran capacidad de 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. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta 500,000 barriles. En México, generalmente se cuenta con tanques de almacenamiento de 500,000 barriles.

Sin embargo cada componente es un sistema que puede ser evaluado independientemente de todo el conjunto que llamaremos **Sistema Integral de Producción**.

Cada componente del Sistema Integral es un subsistema que puede ser clasificado de la siguiente forma:

- Medio poroso (yacimientos)
- Terminación (disparos)
- Tubería de producción
- Sistemas de extracción (sistemas artificiales)
- Líneas de conducción

Es importante señalar en este punto que cada uno de los subsistemas que aquí se mencionan forma parte de importantes ramas de la ingeniería que son estudiadas a detalle desde hace mucho. Los avances en ingeniería de yacimientos y del medio poroso son parte medular en el desarrollo de la explotación de hidrocarburos, así por su parte la terminación de la zona productora mediante disparos que penetran a través de la tubería y por varios centímetros en la formación para después fracturar la roca hidráulicamente o por algún otro método es también

objeto de estudio independiente y en el cual se han desarrollado una gran cantidad de técnicas de terminación teniendo en cuenta los múltiples escenarios que pudiera arrojar la formación productora. Los sistemas de extracción y las líneas de producción los otros dos conjuntos que merecen de análisis independiente y sobre los cuales también existen variados estudios y desarrollos tecnológicos que han ayudado a mejorar la extracción de hidrocarburos.

2.2 Comportamiento de fluidos

A partir de que un pozo es terminado y acondicionado para producir la siguiente actividad es abrirlo a producción. Los fluidos aportados por el yacimiento siguen una trayectoria de flujo a través del Sistema Integral de Producción experimentan una serie continua de cambios de fase, debido principalmente a las caídas de presión existentes en la trayectoria de flujo.

Si los fluidos producidos contienen gas en solución, éste será liberado debido a las caídas de presión formando así, un sistema de dos fases, gas- aceite⁹.

La cantidad de gas liberado desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento dependerá de:

- Las propiedades del hidrocarburo.
- Presión y temperatura a lo largo de la trayectoria de flujo en el sistema integral de producción.

Conforme el gas se libera, el aceite sufre un encogimiento (decrece su volumen) hasta que se estabiliza en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar de presión y temperatura¹⁰. En general, el cambio total de los volúmenes de gas y aceite en un punto en particular, a lo largo de la trayectoria de flujo es resultado de una combinación de:

- Expansión del gas libre.
- Encogimiento del aceite saturado.
- Transferencia de masa entre las fases gas y aceite (liberación de gas).

Todas las mezclas de hidrocarburos pueden ser descritas mediante un diagrama de fases.

La clasificación de los yacimientos usando diagramas de fase, se realiza con la localización de las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento.

Es importante poder identificar a los yacimientos según el tipo de fluidos y condiciones de presión y temperatura de tal forma que se pueden clasificar de acuerdo al diagrama de fases y para tal efecto es necesario conocer y recordar los siguientes conceptos¹¹.

Propiedades intensivas Son aquellas que son independientes de la cantidad de materia considerada

Punto crítico Es el estado a condiciones de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Presión crítica	Es la presión correspondiente al punto crítico, es decir, las propiedades del gas y líquido convergen
Temperatura crítica	Es la temperatura correspondiente al punto crítico
Curva de burbujeo (Ebullición)	Es el lugar geométrico de los puntos, presión – temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.
Curva de rocío (Condensación)	Es el lugar geométrico de los puntos presión – temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases
Región de dos fases	Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío. En esta región coexisten, en equilibrio las fases líquida y gaseosa
Cricondenbara	Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor
Cricondenterma	Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor
Zona de condensación retrógrada	Es aquella en la cual al bajar la presión, a temperatura constante, ocurre una condensación (este fenómeno es el que ocurre en un yacimiento), o de otra forma al bajar la temperatura a presión constante ocurre el mismo fenómeno.
Aceite saturado	Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra está en equilibrio con un gas
Aceite bajosaturado	Es el que a las condiciones de presión y temperatura a la que se encuentra, es capaz de disolver más gas
Aceite supersaturado	Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, tiene mayor cantidad de gas disuelto que el que le correspondería en condiciones de equilibrio
Saturación crítica de un fluido	Es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento

2.3 Clasificación de yacimientos según el tipo de fluido.

Yacimiento bajosaturado.-

En este yacimiento los fluidos están en una fase denominada líquida ya que la temperatura a la que se presentan es menor que la crítica. Además debido a las condiciones de la acumulación, y la presión inicial sobrepasa a la saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento. Al

explotar éste yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo, punto en el cual se inicia la liberación de gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbuja. Esta liberación de gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de gas hasta que se abandone el yacimiento. Hay que hacer notar que en este tipo de yacimientos al alcanzarse, la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes.

Yacimiento de aceite volátil.-

Son aquellos de yacimientos cuya temperatura es ligeramente mayor a la crítica.

Cada yacimiento de hidrocarburos tiene un diagrama de fases característico, así como también sus propiedades físicas y termodinámicas particulares. Estas, usualmente son medidas en laboratorio a partir de pruebas realizadas sobre muestras obtenidas del pozo mismo.

Yacimiento de gas y condensado.-

En este yacimiento los fluidos estarán también en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura excede la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío. En este momento se iniciará la condensación de líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación gas aceite producido. Yacimiento cuya temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma.

Yacimiento de gas húmedo.-

Los fluidos en este yacimiento estarán en una sola fase gaseosa la cual se conservará durante toda la vida productora del yacimiento puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma. Por esta razón la composición de los fluidos producidos permanece constante. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entraron a la región de dos fases, en superficie se tendrá, por lo tanto, producción de gas y líquido condensado.

Yacimiento de gas seco.-

Son yacimientos con características similares al anterior, pero cuya trayectoria de producción no entra a la región de dos fases.

Los diagramas presión- temperatura ($p - T$) son herramientas muy útiles para describir el comportamiento de fases de aceite y mezclas mientras fluyen en un sistema de producción, aunque no hay que descartar que las correlaciones PVT conducen a obtener resultados más prácticos. El utilizar uno u otro método dependerá de los datos disponibles con que se cuente. Ver figura 2.1

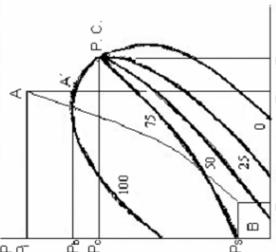
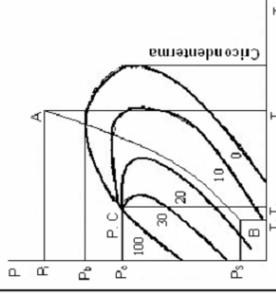
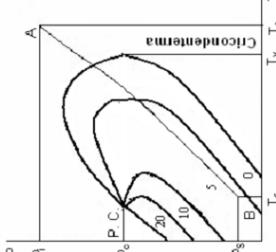
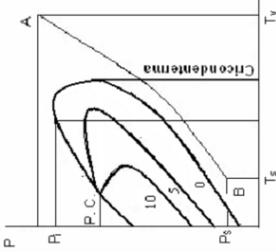
Tipo		Yacimientos de Gas y Condensados			
		Gas y Condensados	Gas Humedo	Gas Seco	
Características	Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto	De Alto Encogimiento (Aceite Volátil)			
	Yacimiento de Aceite Negro	De Bajo Encogimiento			
Diagrama de Fase					
Temperatura	$Ty < Tc$	$Tc < Ty < Cricondenterna$	$Ty < Cricondenterna$	$Ty < Cricondenterna$	
Punto crítico	P. C. a la derecha de la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondenterna	P. C. a la izquierda de la Cricondenterna	
Estado en el yacimiento	Si $P > Pb @ Ty$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < Pb @ Ty$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > Pb @ Ty$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < Pb @ Ty$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	
Curvas de Calidad	Muy pegado a la línea de puntos de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegados a la línea de puntos de burbuja	Casi pegados a la línea de puntos de burbuja	
Singularidades	—	Fenómenos Retrogradados	—	—	
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fases)	
Composición	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original	
RGA $\left[\frac{m^3}{m^3} \right]$	< 200	200 --- 1,000	10,000 --- 20,000	$< 20,000$	
Densidad líquido $\left[\frac{g}{cm^3} \right]$	> 0.85	0.85 --- 0.75	0.80 --- 0.75	> 0.75	

Figura 2.1 Clasificación de yacimientos según el tipo de fluido

Se ha señalado que la producción de los hidrocarburos requiere de energía que transporte el total de los fluidos. Esta energía se manifiesta en forma de presión, al principio es el propio yacimiento quien proporciona esta presión y en la medida en que el transporte se está llevando a cabo, se perfilan las caídas de presión o pérdidas de energía.

Las figura 2.2¹³ y 2.3 muestran un perfil de la presión con respecto a la posición que ocupa el fluido a través del Sistema Integral de Producción¹⁴.

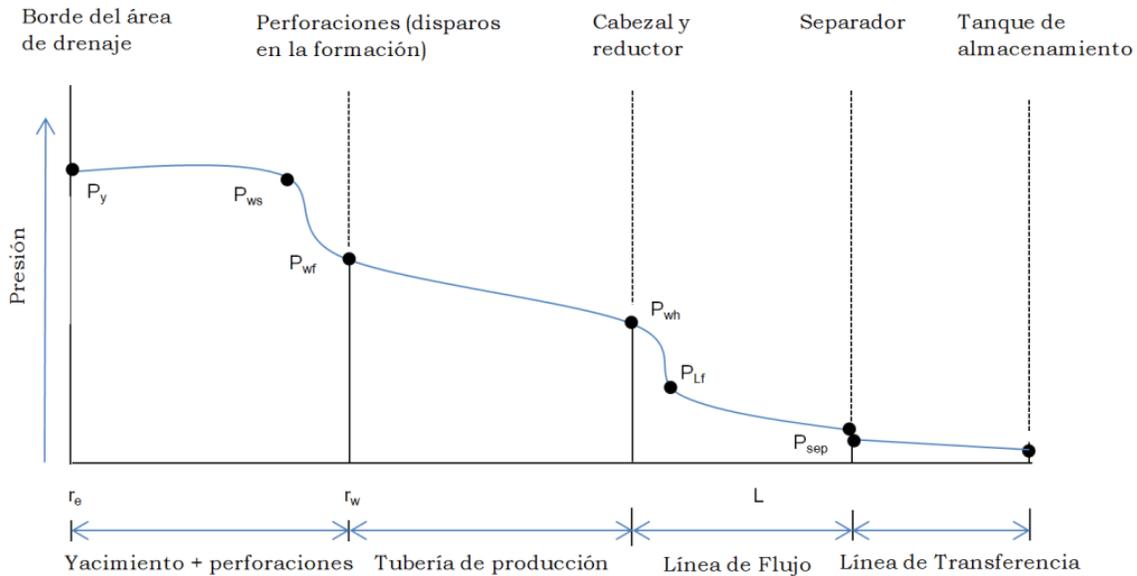


Figura 2.2 Caída de presiones respecto a la posición en el Sistema Integral de Producción

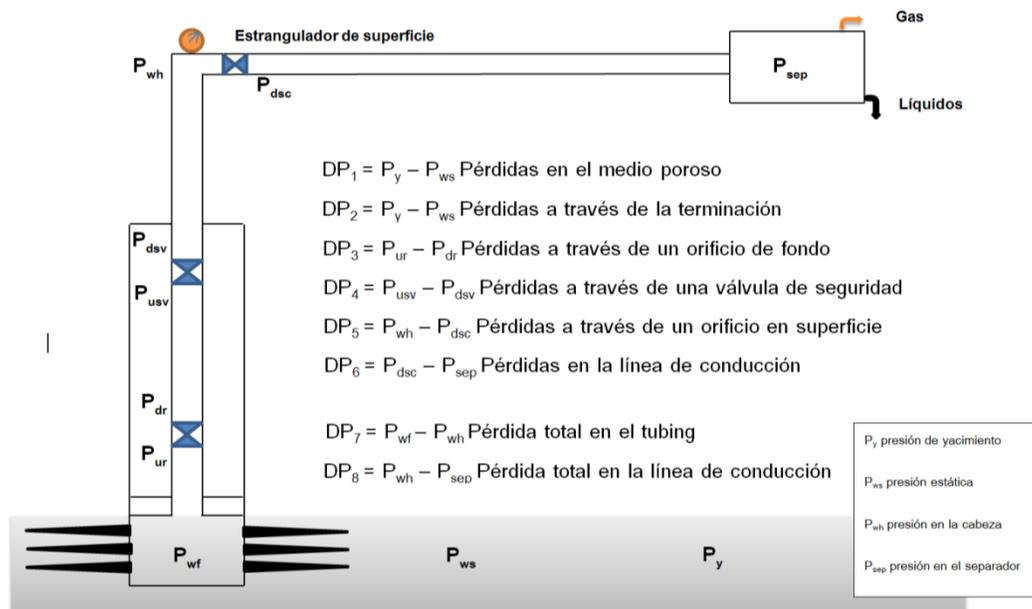


Figura 2.3 Diferencial de presiones en varios puntos en un esquema típico del Sistema Integral de Producción

En términos de energía decimos que la capacidad de producción de un sistema se desprende del balance de energía entre las dos siguientes variables:

1. Oferta de Energía del Yacimiento
2. Demanda de Energía del Sistema

Dicho sea entonces que el análisis de optimización de la producción será un ajuste entre oferta y demanda de energía. Es decir, que se considerará de forma cualitativa y cuantitativa la energía que es capaz de proporcionar el yacimiento y a su vez se comparará con la energía que el sistema demandará para hacer producir los hidrocarburos de forma natural y posteriormente por medio de algún sistema artificial¹⁵. Ver figura 2.4

Generalmente para realizar un balance de energía se considera un punto a lo largo del sistema (nodo), el cual nos permite analizar la oferta y demanda en ese punto, para este punto o nodo se asumen o se cuantifican varias tasas de flujo y allí se avalúan tanto la oferta de presión como la caída de presión a lo largo del sistema¹⁶.

Se encuentra que las principales variables que son medibles y que a su vez intervienen e impactan en la capacidad de producción son:

Demanda de energía	Oferta de energía
Presión de cabezal Presión por fricción en TP Presión Hidrostática	P_y : presión de yacimiento K: permeabilidad de roca Distribución de fluidos (fases) Características de los fluidos Geometría del pozo y el entorno Tipo de terminación

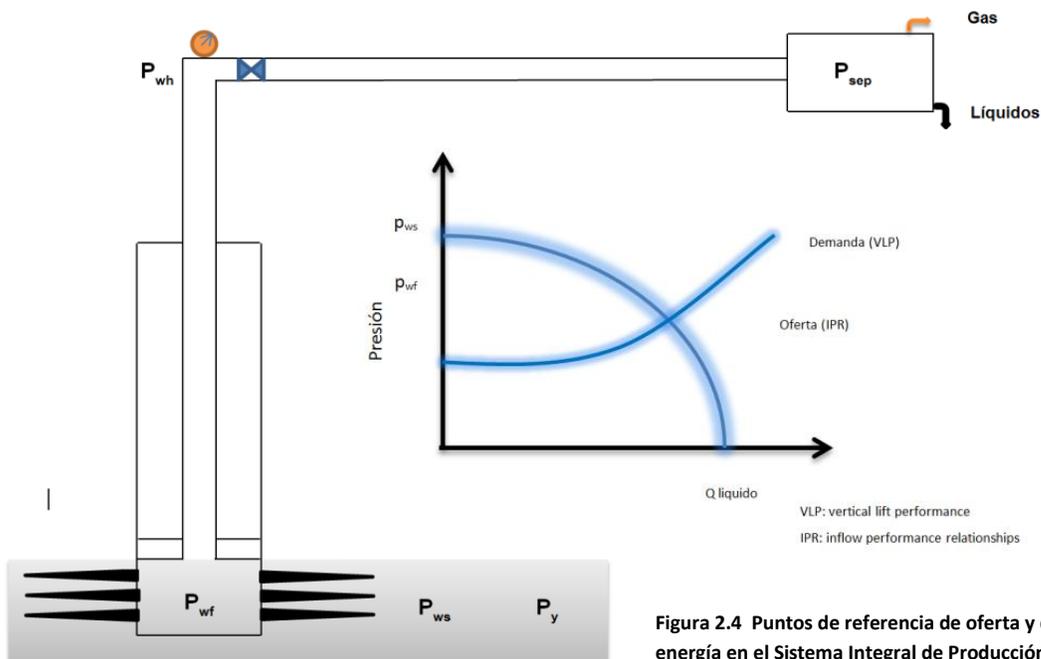


Figura 2.4 Puntos de referencia de oferta y demanda de energía en el Sistema Integral de Producción

El objetivo a partir del análisis del Sistema Integral, será reducir toda la contrapresión que ejerce el sistema de producción al yacimiento para lograr la máxima producción de hidrocarburos, el balance entre oferta y demanda deberá buscar mantener la integridad del yacimiento e impactar de forma positiva en la reducción de costos en el proyecto de explotación. Ver Figura 2.5

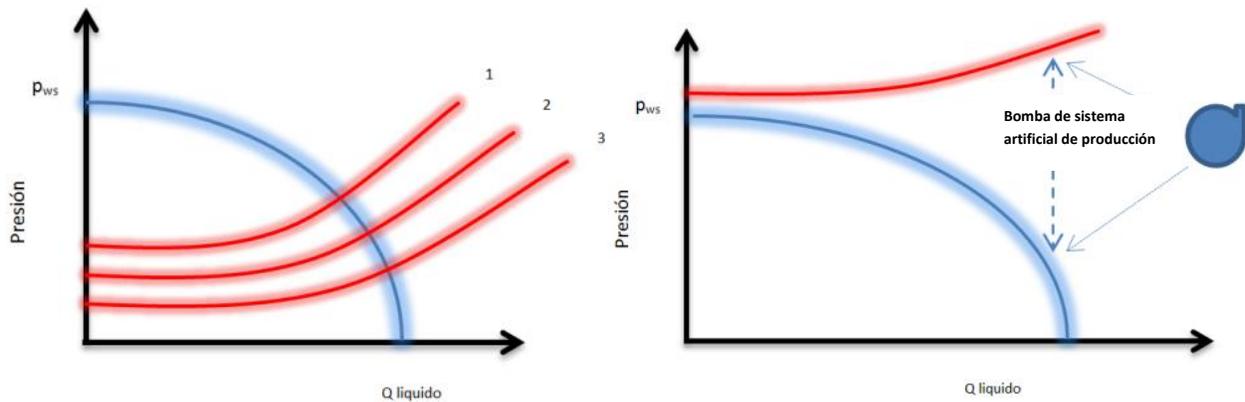


Figura 2.5 Esquema representativo de reducir la contrapresión con algún sistema artificial de producción

La energía del yacimiento debe ser cuantificada y para ello se define el **Potencial Productivo**¹⁷ como la máxima producción de fluido total (hidrocarburos + agua) a ser aportado por el yacimiento, garantizando entre algunos aspectos:

- La máxima producción de petróleo
- Minimizar los efectos no deseados del agua
- Minimizar los aportes de arena del yacimiento
- Regular la liberación de gas

Debemos tener en cuenta que la máxima producción de fluido total del yacimiento, no precisamente aportará la máxima producción de petróleo.

Para el análisis y evaluación del **Potencial Productivo** tendremos diferentes etapas que dependerán del período de producción en el cual nos encontremos, es decir, según transcurra el tiempo, las condiciones de presión-producción del yacimiento irán cambiando paulatinamente, estos cambios nos obligan a tomar de nuevo la información necesaria para poder definir el potencial de producción e integrar posibles cambios en el sistema.

Determinar el **Índice de Productividad** del pozo para conocer el **Potencial Productivo** es una etapa del proceso de análisis, así como también determinar la demanda de energía del sistema para distintos gastos de flujo a ser producidos.

Otra etapa del análisis podría ser determinar el máximo caudal de fluido a ser producido en forma natural y/o a partir de la implementación de sistemas artificiales de explotación.

¿Cuál es el máximo gasto de hidrocarburos que se puede extraer?

Tomando como referencia el yacimiento

Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos. La variación de las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento puede afectar significativamente la productividad de los pozos.

La Conificación es la invasión de un acuífero o de un casquete de gas a la zona de aceite y a la vecindad del pozo, esto como consecuencia de ritmos de explotación excesivos, que traen consigo daño a la formación y a la zona productora. Este aspecto es relevante para definir cómo es que se debe explotar el yacimiento, ya que como resultado de la **Conificación**, se pudieran estar quedando grandes volúmenes de reservas sin poder ser extraídos del yacimiento.

El aporte de gas es un elemento que debe ser tomado en cuenta en el proceso de explotación debido a que es muy probable que represente en muchos casos una limitante en el proceso de transporte en superficie y en el almacenamiento de los grandes volúmenes que pudieran ser requeridos para el almacenamiento de gas o incluso por la por la baja rentabilidad que representa para algunos proyectos de explotación.

Así también el que un yacimiento aporte grandes cantidades de impurezas ya sea de los fluidos o de aportación de arena de la formación productora, será un elemento que también condicione la máxima producción de los hidrocarburos.

Tomando como referencia la parte mecánico-operativa

La instalación eficiente de la tubería de producción y conexiones superficiales para pozos fluyentes es indispensable si se pretende mantener una producción constante bajo el esquema de máxima producción y mínimo costo, ya que un pozo fluyente puede producir por tiempos prolongados y suficientes para administrar la energía del yacimiento bajo un ritmo de explotación adecuado siempre que se cuente con la infraestructura apropiada para mantener esta producción.

Con respecto a las capacidades de los sistemas artificiales de explotación cabe resaltar que el potencial de un pozo pudiera estar rebasando por mucho las capacidades de levantamiento de un sistema artificial. Debido a que las condiciones operativas de cada sistema artificial requiere de un análisis exhaustivo de parámetros que definan cual será el sistema de levantamiento adecuado, se debe obtener la mayor información posible para hacer la selección del SAE, sin perder de vista que cada sistema trabaja bajo principios de funcionamiento diferentes y cada mecanismos tienen limitaciones físicas en términos de transformación de la energía e incluso de costos para la economía de los proyectos.

2.4 Definiciones de Potencial¹⁸

2.4.1 Potencial Productivo o Potencial del Yacimiento

Es el máximo caudal de fluido a ser producido por el yacimiento garantizando la máxima producción de petróleo.

2.4.2 Potencial Técnico Económico

Es el máximo caudal a extraer si se remplazará el SAE o la instalación actual por uno de mayor capacidad, disponible en el mercado

2.4.3 Potencial Operativo

Es el máximo caudal a extraer con el SAE o instalación actual, funcionando en óptimas condiciones.

2.5 Potencial Productivo como Indicador de Gestión

2.5.1 Potencial Operativo

Objetivo de producción a ser alcanzado por el Operativo de producción, a partir de la medición de producción y accionando sobre el sistema para alcanzarlo.

2.5.2 Potencial Técnico Económico

Objetivo de producción a ser alcanzado por Ingeniería de producción, a partir del diseño e instalación de un nuevo Sistema que mejore las condiciones de producción. Teniendo como objetivo amortizar la inversión de forma rentable a partir del incremental de producción determinado por el potencial.

2.5.3 Potencial Productivo

Máximo caudal a ser producido por el yacimiento, garantizando la máxima producción de hidrocarburos. Redefiniendo el sistema tantas veces como sea posible.

3 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

3.1 Productividad de pozos

Para analizar cómo es que se comporta un pozo fluyente es necesario imaginar el sistema de producción en su conjunto. Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos. La variación de las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento puede afectar significativamente la productividad de los pozos. Por ejemplo, si un pozo produce un aceite con alta viscosidad, esto provoca que su movilidad disminuya y sólo aumentando la temperatura en las vecindades del pozo o a lo largo de la tubería de producción puede facilitarse su recuperación.

Como ya hemos visto en el capítulo anterior, la producción varía en función de la oferta y demanda de la energía y para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones ideales. Ahora bien, si un pozo no produce en la forma esperada, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente, los problemas asociados a una baja productividad del pozo están relacionados, tanto a la formación productora como a los fluidos contenidos en ésta. Es decir, si la formación productora presenta valores promedio bajos de permeabilidad, de porosidad, de presión en el yacimiento, o bien, depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos materiales de estimulación, etc., el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo se verá restringido, disminuyendo así la productividad del mismo.

Para determinar la productividad de un pozo se requiere establecer los conceptos de índice de productividad análisis nodal y curvas de declinación.

3.2 Índice de Productividad

Para calcular y determinar la capacidad de un pozo para producir existen métodos analíticos y empíricos, al hecho de poder determinar la capacidad con la cual producirá un pozo se le conoce como IPR¹⁹ (Inflow Performance Relationship) o bien, Relación de comportamiento de afluencia. Con la preparación de las curvas de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción de pozos, sean estos de aceite o de gas y recaerá en el mejor conocimiento del gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida productiva de los pozos.

En el cálculo de la productividad de un pozo, comúnmente se asume que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. En otras palabras, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento-pozo. La constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP), derivada a partir de la **Ley de Darcy**²⁰ y adaptada para las condiciones de flujo radial estacionario y un sólo fluido incompresible.

El concepto de índice de productividad es una herramienta sencilla que relaciona la capacidad de un pozo para aportar fluidos con respecto a un abatimiento de presión y para encontrar esta relación se puede hacer uso los métodos analíticos y empíricos²¹.

IPR Analítico	IPR Empírico
Está basado en información de yacimientos (características del medio poroso, yacimiento y características de los fluidos)	Está basado en ensayos de pozos (datos de caudal vs presiones dinámicas fluyentes)
Darcy (analítico / empírico) <ul style="list-style-type: none"> • Bajos caudales • Fuerte empuje de agua • Yacimiento bajosaturado • Pocos datos de ensayo • Datos de yacimiento disponibles 	Fetkovich (empírico) <ul style="list-style-type: none"> • Yacimiento saturado • Altos caudales • Muchos datos de ensayo
Jones, Blount Et Glaze (analítico / empírico) <ul style="list-style-type: none"> • Alto caudal • Datos de yacimiento 	Vogel (empírico) <ul style="list-style-type: none"> • Yacimiento saturado (por debajo del punto de burbuja) • Yacimientos en franca declinación • Algunos datos de ensayo

3.3 Comportamiento en pozos de aceite bajosaturado²²

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en este gasto particular se denomina Índice de Productividad (IP) y se simboliza con la letra “J”. Si la producción “q” está en $\left[\frac{bls}{dia}\right]$ de líquido a las condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$, entonces el IP para flujo monofásico en estado líquido fluyendo en medio poroso se define como:

$$J = IP = \left[\frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \right] \left[\frac{\frac{bl}{dia}@c.s}{\frac{lb}{pg}} \right] \quad (3.1)$$

El gasto de producción es medido directamente en la superficie a condiciones de almacenamiento por medio de un medidor bifásico o trifásico, y la presión del yacimiento normalmente se obtiene a partir de una prueba de incremento de presión e incluso por correlaciones y datos de yacimiento. Después de un período de producción, la presión de fondo fluyendo es medida con un registrador de presión de fondo para pozos fluyentes y mediante la determinación del nivel del fluido en el caso de que el pozo tenga sumergencia de fluidos como en el caso de los pozos con sistemas artificiales.

Es práctica común evaluar el Índice de productividad durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar usando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo. Esto puede efectuarse con cierta precisión en pozos cuyo yacimiento esté sometido a empuje hidráulico, siempre y cuando la presión de fondo fluyendo sea mayor a la de burbujeo. Para un yacimiento con empuje hidráulico muy activo, en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbujeo, el índice de productividad (J) será constante. Para un yacimiento con empuje por gas en solución, en el cual la p_{wf} sea menor que la p_b el J cambiará en función de la recuperación acumulada²³.

Suponiendo que el índice de productividad de un pozo es constante e independiente del gasto de producción, se tiene que la Ec. 3.1 representa una gráfica de p contra q se tiene que la Ec. 3.1.2 representa una línea recta de pendiente $\left[-\frac{q}{J}\right]$

$$p_{wf} = p_{ws} - \frac{q_o}{J} \quad (3.1.2)$$

Una gráfica de p_{wf} contra q_o como la mostrada en la Fig. 3.1 exhibirá una línea recta siempre que la presión del yacimiento permanezca por encima de la presión de saturación p_b (que corresponde a un yacimiento bajosaturado o cuando el yacimiento esté sometido a empuje hidráulico con $p_{wf} > p_b$) y bajo régimen laminar.

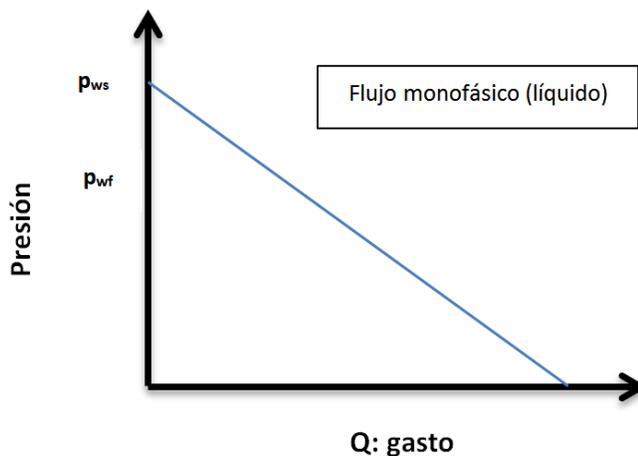


Figura 3.1 Gráfica de Pwf contra q_o , para un periodo de producción de un yacimiento bajosaturado

- Cuando q_o es igual a cero, p_{wf} es igual a p_{ws} .
- Cuando p_{wf} es igual a cero, se tiene un $q_{o\max}$ (hipotético)

Cuando p_{wf} es menor que p_b , el índice de productividad para cualquier gasto de producción es definido como el ritmo del cambio del gasto de producción en función del abatimiento de presión, es decir, el comportamiento de una curva definida como:

$$J = IPR = \tan\theta = - \left[\frac{dq}{dp_{wf}} \right] \quad (3.2)$$

En la Fig. 3.2, muestra un decremento del índice de productividad conforme el gasto se incrementa.

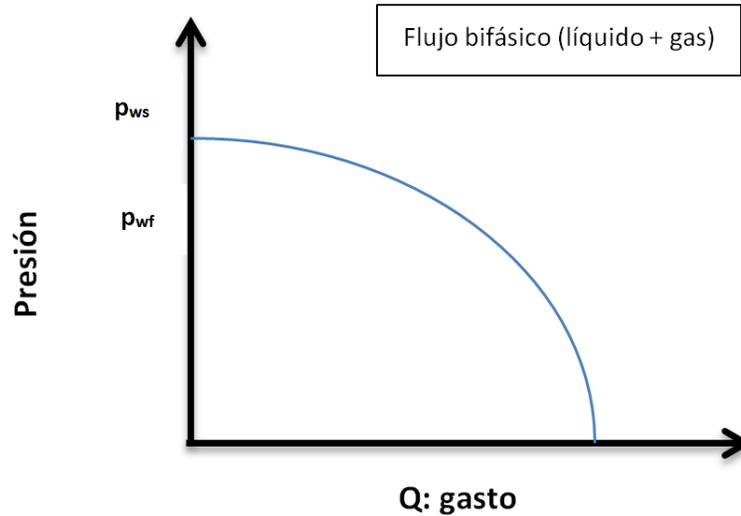


Figura 3.2 Gráfica de Pwf contra q_o , para un periodo de producción de un yacimiento que ha alcanzado la presión de burbuja

El término de índice de productividad no constante (IPR) fue sugerido por Gilbert (1954), mientras que el término de índice de productividad lineal (IP) fue originalmente introducido por Muskat (1937)²⁴.

Si se considera el efecto de las propiedades del yacimiento y apoyándose en la ecuación de Darcy para flujo radial, representada en la Ec. 3.3, el índice de productividad puede expresarse de la siguiente forma:

$$q_o = \frac{7.08 k_a k_{ro} h (p_s - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3.3)$$

Sustituyendo q_o en la ecuación 3.1²⁵ se tiene que:

$$J = IP = \left[\frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \right] = \frac{7.08 k_a k_{ro} h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) (p_{ws} - p_{wf})} \quad (3.4)$$

Donde $p_e = p_{ws}$

Simplificando se tiene

$$J = IP = \frac{7.08 k_a k_{ro} h}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{\frac{bl}{\text{día}}}{\left(\frac{lb}{pg}\right)^2} \right] \quad (3.5)$$

dónde:

Bo: Factor de volumen del aceite $\left[\frac{bl_o @ c.y.}{bl_o @ c.s.} \right]$

h: Espesor neto productor $[pie]$

k_a: Permeabilidad absoluta $[mD]$

k_{ro}: Permeabilidad relativa del aceite $[adimensional]$

M_o: viscosidad del aceite $[cp]$

r_e: radio de drene del pozo $[pie]$

r_w: radio del pozo $[pie]$

Eficiencia de flujo

Además de los problemas con los que la formación y sus fluidos inciden en la variación de la producción en la etapa de explotación, existe un daño a la formación generado durante la perforación y terminación del pozo.

3.4 Comportamiento en pozos de aceite saturado²⁶.

Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento la relación de la Ec. 3.1 no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento en la presión Fig. 3.2

Esto se justifica al entender que: si $p_{wf} < p_b$, provocará que el abatimiento continuo de la presión permita la liberación de gas. Como consecuencia, la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) se incrementa por encima de la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), el IP (que es función de k_o) disminuye y la relación gas-aceite instantánea (R) aumenta. El efecto resultante de esta serie de fenómenos es un comportamiento de afluencia (IPR) no lineal.

De lo anterior se concluye que el IP para cualquier gasto de producción, siempre que $p_{wf} < p_b$, será la primera derivada del gasto con respecto al abatimiento de presión esto es:

$$J = IP = \left[\frac{-dq}{dp_{wf}} \right] \quad (3.6)$$

Vogel propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gasto adimensionales. La ecuación propuesta es:

$$\frac{q_o}{q_o \text{ máx}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \quad (3.7)$$

dónde:

p_{wf} : presión de fondo fluyendo $\frac{lb}{pg^2}$

p_{ws} : presión estática del yacimiento $\frac{lb}{pg^2}$

q_o : gasto de aceite medido a la p_{wf} $\frac{bl}{dia}$

$q_{o \text{ máx}}$: potencial del pozo (considerando $p_{wf} = 0$) $\frac{lb}{pg^2}$

La Ec. 3.7 puede interpretarse como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. En esencia la ecuación de Vogel representa un modelo homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no se reflejan. Los cambios en los Índices de productividad son atribuidos a los cambios en saturación, permeabilidades relativas y depresionamiento.

3.5 Índice de productividad variable^{27 28 29 30}

Predecir el comportamiento de afluencia de un pozo productor resulta por demás complicado debido a que la curva de comportamiento de afluencia y el IP cambian en función del tipo de yacimiento, la producción acumulada y el tiempo.

Para un yacimiento con empuje de agua muy activo, en el cual la presión permanece por arriba del punto de burbujeo, el IP permanece constante, y para un yacimiento con empuje de gas en solución, en el cual las presiones de flujo están por abajo del punto de burbujeo, el IP cambia rápidamente.

El índice de productividad no sólo cambia con el tiempo o la producción acumulada. El índice de productividad variable puede atribuirse a uno o más de los siguientes factores:

- Incremento de la saturación de gas con la subsecuente disminución de la permeabilidad al aceite cercana a la pared del pozo, la cual es el resultado de la reducción de la presión en el yacimiento a gastos altos.
- Cambio de flujo laminar a flujo turbulento en el medio poroso al incrementarse los gastos de producción.
- Gasto crítico a través de los poros de la formación.

Así mismo, en un estudio realizado por Vogel (1968), demostró que conforme declina la presión de un yacimiento, la productividad de un pozo decrece en primer término por el abatimiento que sufre el yacimiento y además porque al irse incrementando la saturación de gas, se origina una mayor resistencia al flujo de aceite. Esto ocasiona un deterioro progresivo de las curvas de IPR, tal como se ilustra en la Fig. 3.3

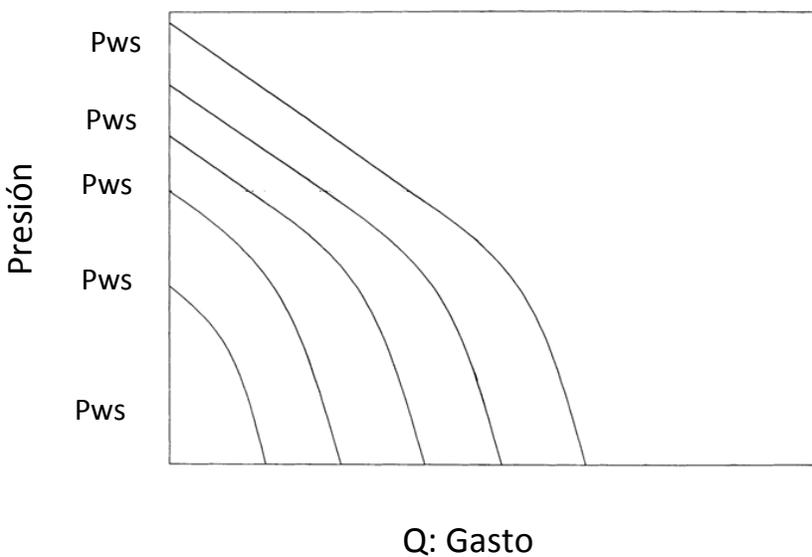


Fig. 3.3 Diferentes curvas de IPR con respecto a la variación de presión del yacimiento.

En la Fig. 3.4 se muestra el efecto de la viscosidad y de la relación gas- aceite. La curva B corresponde a un crudo con cerca de un medio de la viscosidad del crudo empleado para la generación de la curva A, también el crudo de la curva B posee una relación gas- aceite cerca del doble del de la curva A.

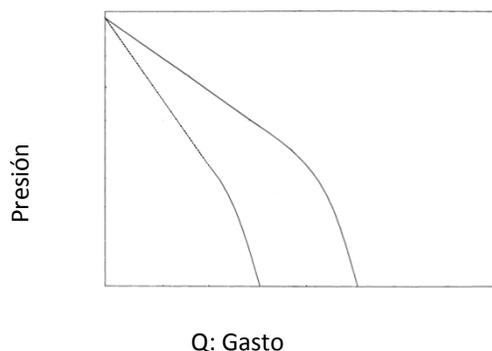


Fig. 3.4 Efecto de las propiedades del hidrocarburo sobre las curvas de IPR.

3.6 Combinación Vogel-Darcy³¹

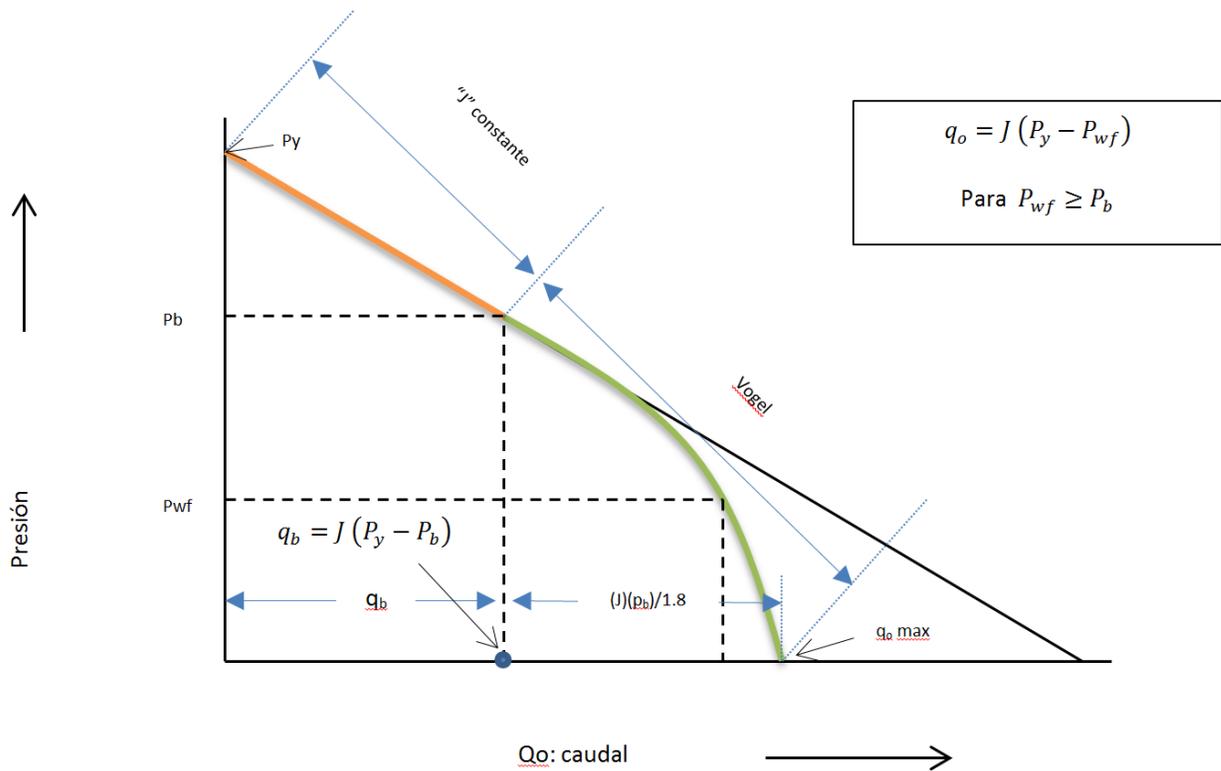


Fig. 3.5 Combinación Vogel- Darcy Yacimiento Bajosaturado

El IPR compuesto, es una combinación de índices de productividad.

Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones del yacimiento están por encima de la presión de burbuja, y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza IPR de Vogel. Fig 3.5

Fig. 3.5 Combinación Vogel- Darcy Yacimiento Bajosaturado

$$q_o = q_b + \left(\frac{J(P_b)}{1.8}\right) \left[1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2\right] \quad (3.8)$$

3.7 Análisis nodal⁶

3.7.1 Definición.

Es el estudio del flujo de fluidos en un sistema de producción, el cual generalmente se divide en 3 subsistemas que son: flujo en el yacimiento, flujo en la tubería vertical y el flujo en la tubería horizontal.

3.7.2 Características.

Se le llama análisis nodal por que se divide el sistema de flujo en partes, con la finalidad de predecir el gasto y la presión en los nodos de unión de los subsistemas, o bien, en los extremos del mismo.

3.7.3 Objetivos:

- a) Predecir el comportamiento del flujo con las condiciones actuales.
- b) Predecir el comportamiento del flujo al variar los parámetros en algún nodo del sistema.
- c) Tomar decisiones para optimizar las condiciones de flujo, en base a parámetros de volumen de producción, gastos críticos y parámetros económicos

3.7.4 Condiciones:

- a) Siempre debe conocerse o suponerse la presión en el inicio y al final del sistema.
- b) En el nodo de solución, las condiciones de presión y o gasto deben ser idénticos para cada subsistema analizado.
- c) Los nodos de solución pueden ser los extremos de todo el sistema, o bien, los puntos de unión.

La razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de análisis nodal es simplemente porque ésta 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.

Por otra parte, del análisis del comportamiento los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo. Así mismo, es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad, etc.

El procedimiento para aplicar análisis consiste en dividir el sistema en puntos o nodos que permitan simplificar el sistema integral de producción. Un nodo solución se define como el o los extremos de sistema de producción. Se dice que existe una solución nodal, cuando las condiciones de presión y gasto son idénticas en un nodo de solución. Como nodo solución puede tomarse el yacimiento, el fondo del pozo, la cabeza del pozo, el separador. La Fig. 3.6 muestra los lugares que con frecuencia se utiliza como nodo solución.

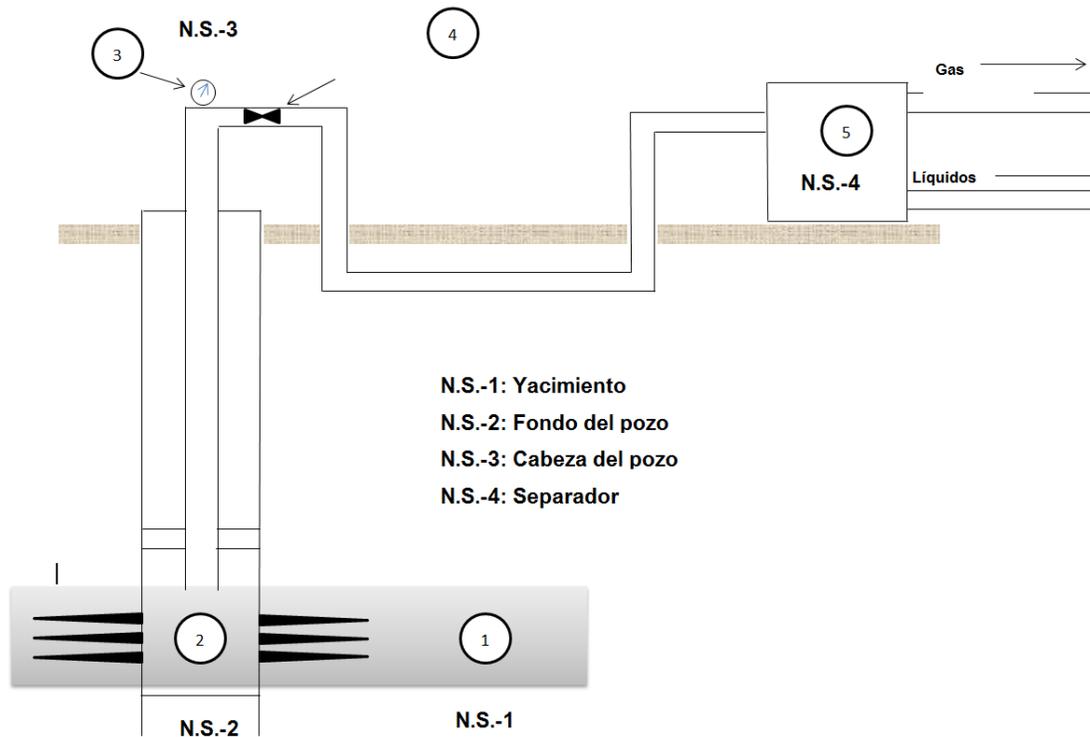


Fig. 3.6 Nodos principales en un sistema básico de producción.

La elección del nodo solución para pozos fluentes o inyectoros, 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, a la luz de una justificación económica, para su posterior ejecución. Aunado a la selección del nodo solución, se deben incorporar correlaciones de flujo multifásico apropiadas, así como también las ecuaciones para las restricciones, estranguladores, etc., para obtener una solución óptima.

A continuación se describe un procedimiento sugerido para aplicar análisis nodal, tomando como nodos solución al yacimiento, el fondo del pozo y cabeza del pozo.

3.7.5 El yacimiento como nodo solución^{14, 15}

- Para este caso, los cálculos inician con la presión de separación y se procede a calcular las demás presiones
- Se suponen gastos de producción
- Con la presión de separación, se calculan las presiones requeridas en la cabeza del pozo para mover los fluidos a los gastos correspondientes. Esto incluye las caídas de presión en la línea de descarga y en el separador, para lo cual se deberá utilizar una correlación de flujo multifásico.
- Utilizando las presiones en la cabeza del pozo calculadas previamente, determinar la presión de fondo fluyendo (pwf) en el fondo del pozo para cada gasto supuesto, utilizando una correlación de flujo multifásico.
- Con las pwf calculadas previamente para cada gasto, calcular la presión de fondo estática (pws) para cada gasto.
- Graficar los valores de las presiones de fondo estáticas calculadas previamente con los valores de los gastos supuestos.

3.7.6 Fondo del pozo como nodo solución^{32, 33}

- Suponer varios gastos.
- Construir una curva IPR a diferentes gastos.
- Determinar la presión en la cabeza del pozo necesaria para mover los fluidos hasta el separador con cada gasto supuesto mediante la aplicación de una correlación de flujo multifásico adecuada.
- Utilizando los gastos supuestos y las presiones en la cabeza del pozo correspondientes, determinar la presión de fondo fluyendo mediante la aplicación de una correlación de flujo multifásico adecuada.
- Graficar los datos obtenidos con la IPR, así como los obtenidos en el paso anterior. La intersección de la curva representa la presión de fondo fluyendo a la cual el yacimiento entrega un gasto, y a la vez, con esta misma presión de fondo fluyendo, es posible sacar este gasto hasta el separador.

3.7.7 La cabeza del pozo como nodo solución^{14, 15}

- Se suponen gastos de producción.
- A partir de la presión de separación, se calcula la presión en la cabeza del pozo requerida para mover los fluidos a través de la línea de descarga hasta la cabeza del pozo, considerando cada gasto supuesto y aplicando una correlación de flujo multifásico adecuada. Se suman las caídas de presión en el estrangulador y la línea de descarga.
- Para cada gasto supuesto, determinar la presión de fondo fluyendo pwf correspondiente. Con la pwf calculada para cada gasto supuesto, determinar la presión en la cabeza del pozo aplicando una correlación de flujo multifásico adecuada. Se suman las caídas de presión en el yacimiento y la tubería vertical.

- Finalmente graficar los datos de presión obtenidos en los dos pasos anteriores en la escala vertical, contra los gastos supuestos en la escala horizontal.

Las gráficas 3.7 y 3.8³⁴ muestran cualitativamente el comportamiento del sistema tomando como nodo solución la cabeza del pozo.

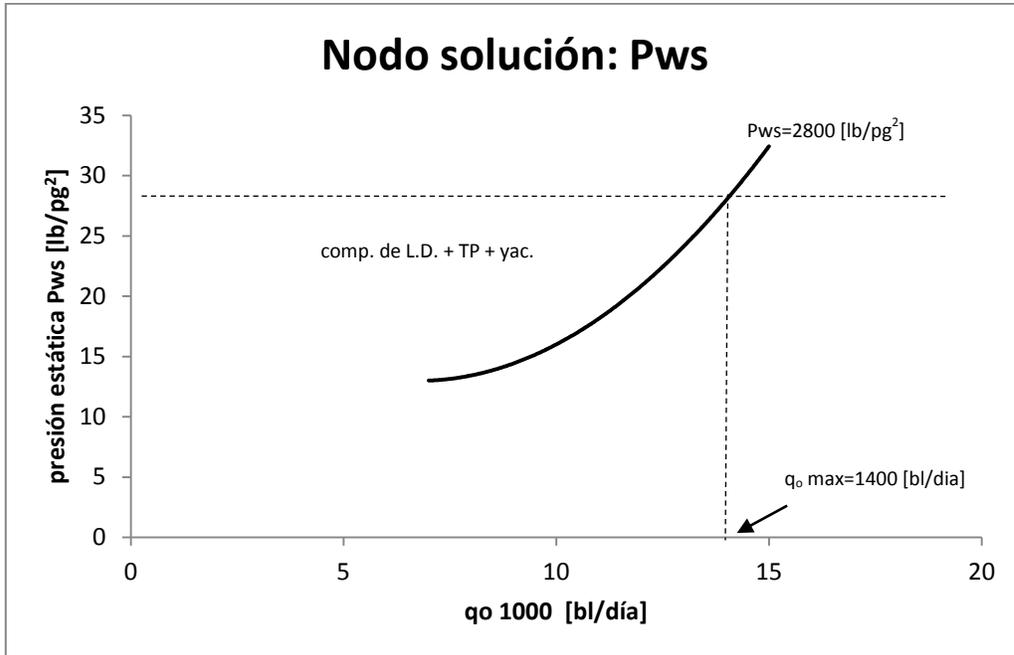


Fig. 3.7 aplicación de análisis nodal tomando como nodo solución al yacimiento

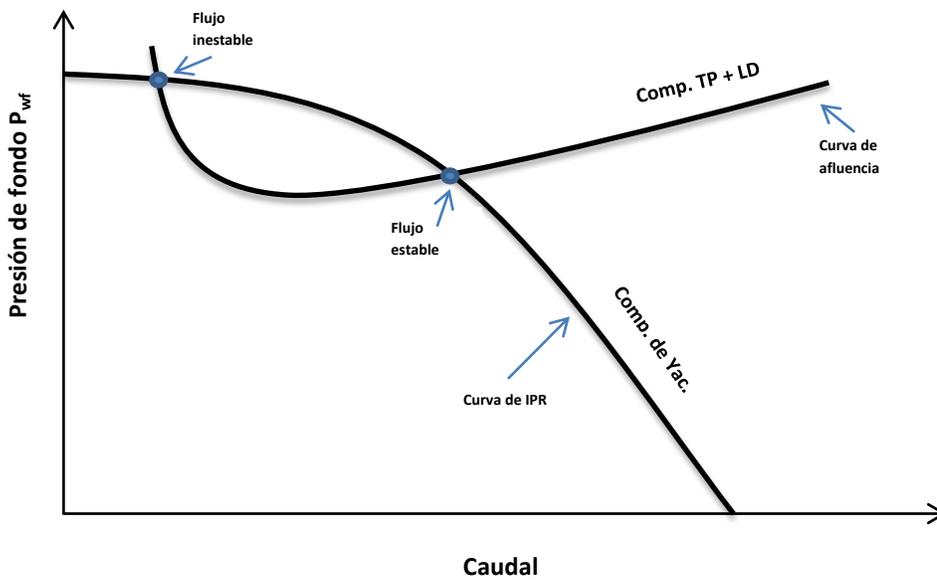


Fig. 3.8 Fondo del pozo como nodo solución

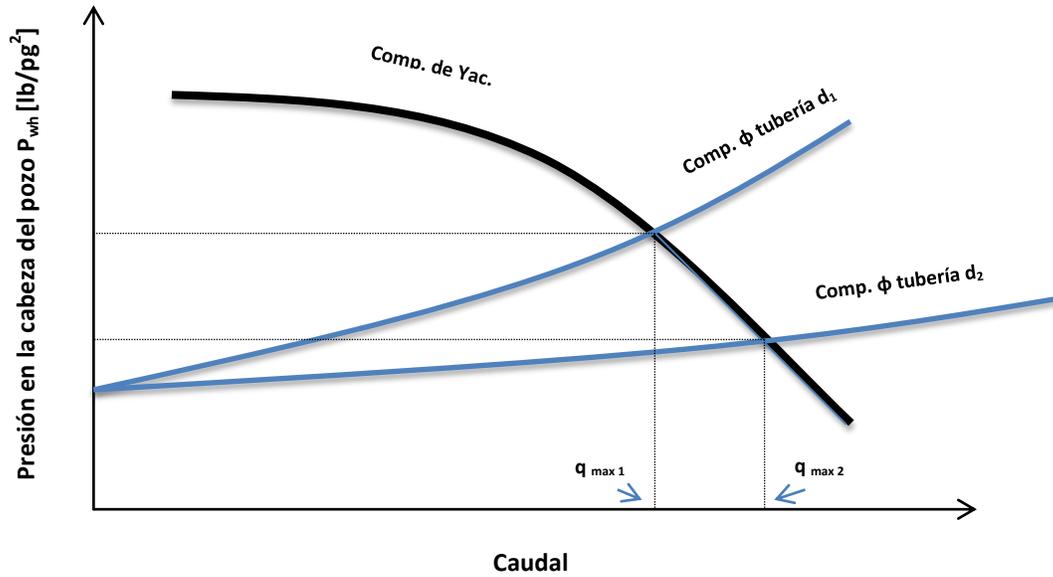


Fig. 3.9 Influencia del cambio de diámetro de la línea de descarga.

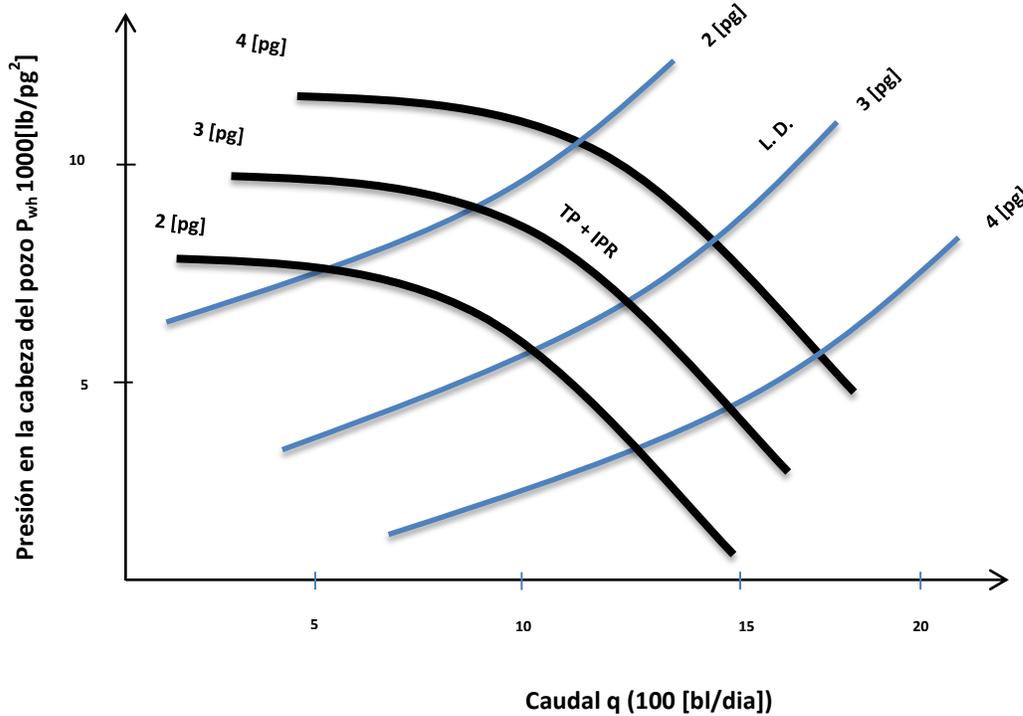


Fig. 3.10 Comportamiento del sistema, tomando como solución la cabeza del pozo⁶.

Como se puede observar en la Fig. 3.9, al incrementar el diámetro de la línea de descarga se reduce la caída de presión, provocando de esta forma que la curva de flujo de salida del nodo se desplace hacia abajo y la intersección de las curvas de entrada y salida al nodo se desplace a la derecha obteniéndose así, un valor de gasto de producción mayor al que se tenía inicialmente con un diámetro de línea de descarga menor.

Por otra parte, el Análisis Nodal puede ser empleado para analizar muchos de los problemas relacionados con los pozos productores de aceite y gas. El procedimiento puede aplicarse tanto a pozos fluyentes como a pozos con sistema de producción artificial, si el efecto del método de producción artificial sobre la presión puede ser expresado como una función del gasto. El procedimiento también puede ser aplicado en el análisis del comportamiento de pozos inyectores mediante una adecuada modificación de las expresiones para entrada y salida de los nodos.

Algunas posibles aplicaciones del Análisis Nodal son las siguientes:

- Seleccionar el diámetro óptimo de la línea o tubería de descarga.
- Seleccionar el diámetro óptimo de la tubería de producción.
- Diseñar empacamiento de grava para los pozos que lo requieran.
- Dimensionar estrangulador superficial.
- Dimensionar válvula de seguridad subsuperficial.
- Analizar la existencia de restricciones al flujo en el sistema integral de producción.
- Diseñar un sistema de producción artificial.
- Otros.

3.8 Análisis de declinación de la producción³⁵

La ecuación de IPR para producción estabilizada junto con el comportamiento de flujo vertical (visto en capítulos anteriores) permitirá, en forma adecuada, predecir el gasto de flujo y las condiciones óptimas en la cabeza del pozo a un tiempo dado.

La capacidad para calcular los cambios en las ecuaciones de IPR y comportamiento de flujo vertical durante el abatimiento de un yacimiento permitirá la determinación de:

1. La disminución de presión en la cabeza del pozo, necesaria para mantener constante el gasto de producción, y la duración para la cual, el gasto constante se puede mantener.
2. La declinación del gasto de producción si la presión en la cabeza del pozo se mantiene constante.

La producción con una presión constante en la cabeza del pozo es típica para pozos con baja productividad, en contraste con la presión de un separador o una línea de descarga sin restricción. También es típico para pozos de alta productividad cuando la presión en la cabeza del pozo ha alcanzado la presión de descarga mínima requerida para sostener el flujo en contra de una contrapresión del separador o línea de descarga. En cualquier caso, una presión constante en la cabeza del pozo implica una declinación de la producción. Cabe señalar que la presión en el fondo

del pozo no cambia si el gasto de flujo declina gradualmente y la presión en la cabeza del pozo se mantiene constante.

Los principales períodos de declinación de un pozo productor son:

- 1) Declinación transitoria.
- 2) Declinación en estado pseudoestacionario.

Así mismo, dentro de la declinación en estado pseudoestacionario se encuentran otros tres tipos de declinación, los cuales son casos especiales de una declinación en el período pseudoestacionario. Estas declinaciones son:

- I. Declinación exponencial.
- II. Declinación hiperbólica.
- III. Declinación Armónica.

3.9 Declinación transitoria¹⁷

La declinación transitoria se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Esto es, el abrir un pozo a producción altera el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta en la presión del pozo. El disturbio de presión se propaga gradualmente lejos del pozo, incrementando el área de drene del pozo. Conforme el disturbio de presión se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente (en función del tiempo).

Existen dos modos de producción transitoria, los cuales son considerados y tratados matemáticamente:

- a) Gasto de producción constante.
- b) Presión de fondo fluyendo constante.

Estos dos modos de producción se ilustran esquemáticamente en la Fig. 3.11. La figura muestra que un gasto constante implica una declinación en la presión del pozo y que una presión constante implica una declinación en el gasto de producción.

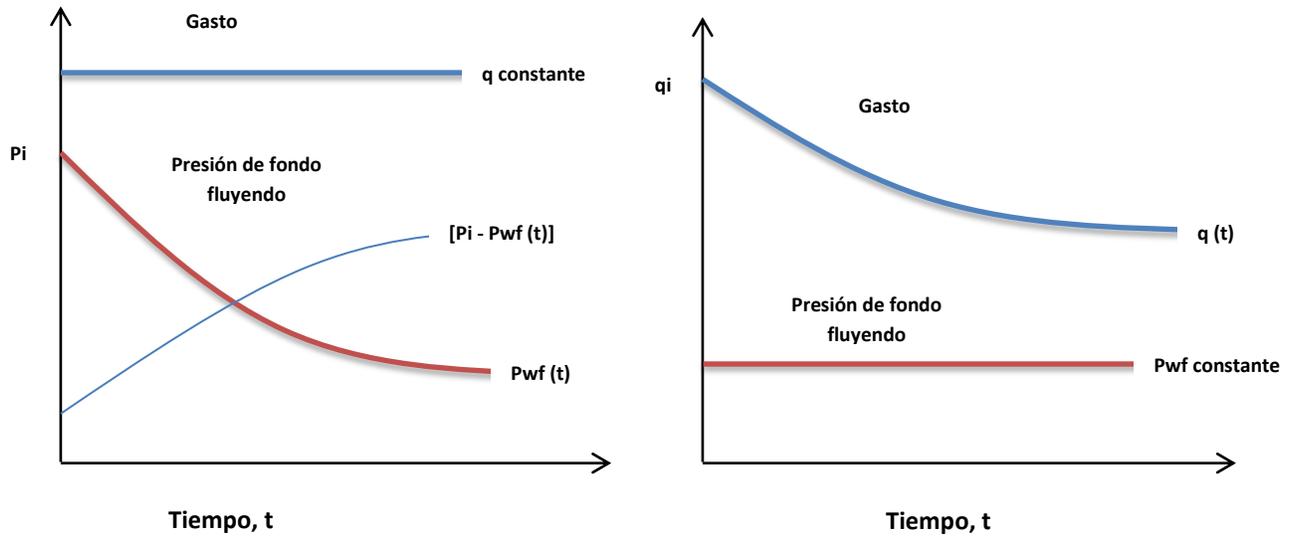


Fig. 3.11 Gasto de producción constante y Presión de fondo fluyendo constante.

3.10 Declinación en estado pseudoestacionario ¹⁷

En este tipo de declinación, será necesario considerar la producción de aceite como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento de un pozo. El inicio del abatimiento (de presión) está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drenaje ha alcanzado las fronteras externas de no-flujo. De allí en adelante como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser deprecionada y de este modo, la caída de presión a lo largo del área total de drenaje. El rango de declinación de la presión depende de los siguientes factores:

Rapidez con la que los fluidos son producidos.

- ◆ Expansión de los fluidos del yacimiento.
- ◆ Compactación del volumen de poros.

Cuantificar la declinación de presión será labor del ingeniero de yacimientos, y para realizarlo, usualmente tendrá que calcularla a partir de un balance de materia volumétrica. El efecto más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia, reflejado mediante la declinación de la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia al flujo.

Una expresión general para declinación en estado pseudoestacionario para presión constante de producción, de acuerdo a la solución analítica es:

$$q_D = A e^{-Bt_D} \quad (3.9)$$

donde A y B son constantes definidas por la relación $\frac{r_e}{r_{wa}}$ Fetkovich (1980) desarrollo expresiones para A y B y

$$A = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) - 0.5} \quad (3.10)$$

estableció que

$$B = \frac{2A}{\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right)^2 - 1} \quad (3.11)$$

Para realizar el análisis de declinación en estado pseudoestacionario puede emplear la Ec. 5.26

3.11 Declinación exponencial ¹⁷

Hace algunos años se descubrió que un gráfico del gasto de producción de aceite contra tiempo para un pozo, podría ser extrapolado en el futuro para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción. Conociendo los gastos futuros de producción es posible determinar la producción futura total o reservas del yacimiento en cuestión.

Así mismo, después de un período durante el cual se estabilizó la producción (en la producción permisible del pozo, cerca de ella, o según la demanda del mercado) se encontró que hubo un momento en que el pozo no podía sostener su producción y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir, comenzó a declinar mes tras mes. En la Fig. 3.12 se muestra una curva típica de producción contra tiempo en la cual se ha trazado una curva promedio usando una línea de tendencia. Evidentemente, si se le puede dar una forma regular (matemática) a la parte de la línea punteada será posible extrapolar en el futuro, y así predecir la producción del pozo, por ejemplo a 1, 2, 5, ó 10 meses para este pozo o de años para otros casos.

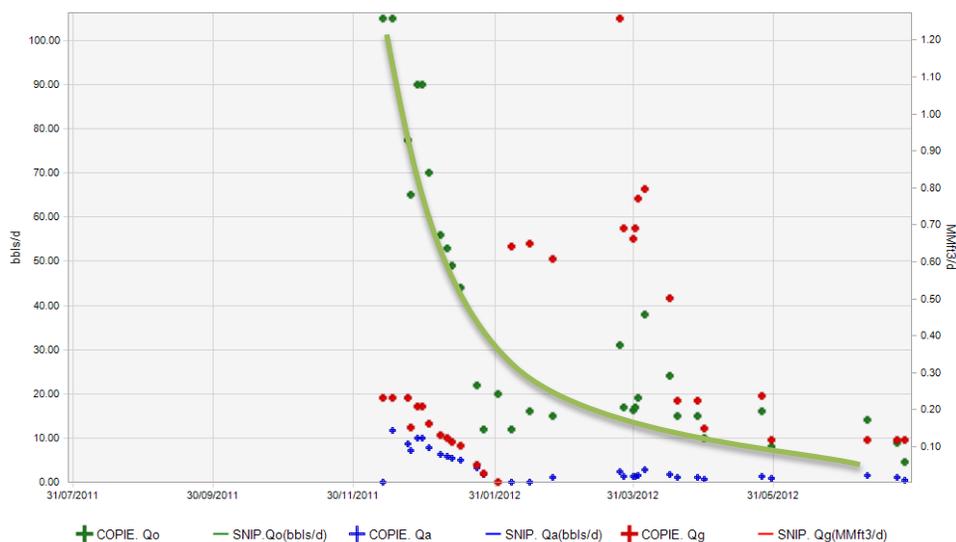


Fig. 3.12: gráfica típica de gasto de aceite contra tiempo

Si se grafican los datos de la producción contra la producción acumulativa de aceite se observa que la parte de la curva que declina se puede convertir en la línea recta, la cual es por supuesto fácil de extrapolar.

Cuando el gasto de producción se grafica contra el tiempo, se puede observar que el gasto declina con el tiempo, tal como se ilustra en la Fig. 3.13

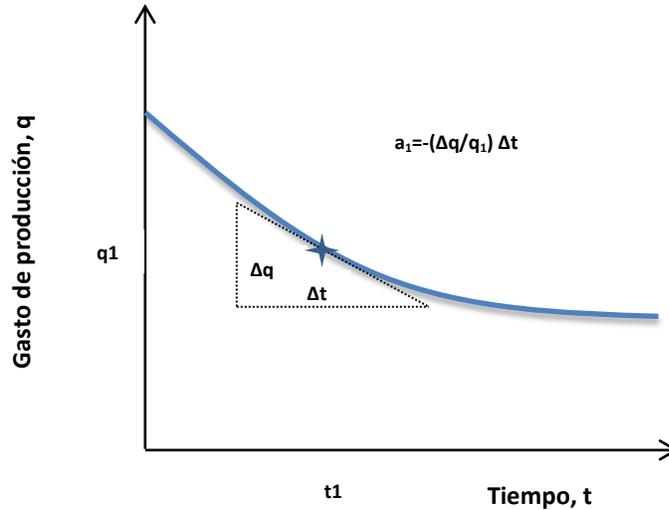


Fig. 3.13 Declinación del gasto en función del tiempo

La declinación a porcentaje constante es también conocida como declinación exponencial debido a que la expresión matemática que define este tipo de declinación es una ecuación exponencial. La definición básica para la declinación exponencial puede ser expresada en forma de ecuación de la siguiente manera:

$$a \Delta t = - \left(\frac{\Delta q}{q} \right) \quad (3.12)$$

O bien en forma diferencial:

$$a = - \left(\frac{q}{dq/dt} \right) \quad (3.13)$$

dónde:

a: constante de declinación (positiva)

q: gasto de producción a un tiempo t, $\left[\frac{bl}{día} \right]$

dq/dt: variación del gasto de producción con respecto al tiempo $\left[\frac{bl/día}{día} \right]$

Integrando la Ec. 3.13 se obtiene la forma exponencial:

$$a t = \ln \left(\frac{q_i}{q} \right) \quad (3.14)$$

$$\left(\frac{q_i}{q}\right) = e^{at} \quad (3.15)$$

$$q = q_i e^{at} \quad (3.16)$$

La Ec. 3.16 obviamente es de tipo exponencial y muestra como la curva gasto- tiempo puede ser representada como una línea recta en papel semilogarítmico Fig. 3.14

La expresión para la curva de gasto producido contra producción acumulada se obtiene integrando la Ec. 3.16 con respecto al tiempo, obteniéndose:

$$Np = a(q_i - q_o) \quad (3.17)$$

a: constante de declinación

N_p : producción acumulada de aceite @ c.s. $\left[\frac{bl}{día}\right]$

q_i : gasto inicial de aceite @ c.s. $[bl_o]$

q_o : gasto de aceite a un tiempo t $[días]$

Las Ecs. 3.16 y 3.17 pueden ser escritas en función de la rapidez de declinación, D, la cual es igual a $(1/a)$, de la siguiente forma:

$$q = q_i e^{-Dt} \quad (3.18)$$

$$N_p = \frac{1}{D}(q_i - q_o) \quad (3.19)$$

$$q = q_i e^{-Dt} \quad (5.35)$$

$$N_p = \frac{1}{D}(q_i - q_o) \quad (5.36)$$

Transformando la Ec. 3.18 de logaritmo natural a logaritmo base 10:

$$\log q = \log q_i - \frac{D}{2.3} t \quad (3.20)$$

Gráficamente, la Ec. 3.20 queda representada como una línea recta cuya pendiente es $(-D/2.3)$ y ordenada al origen, q_i Fig. 3.14

Extrapolando esta línea hasta el límite económico puede conocerse la vida futura del pozo. (El límite económico se definirá más adelante).

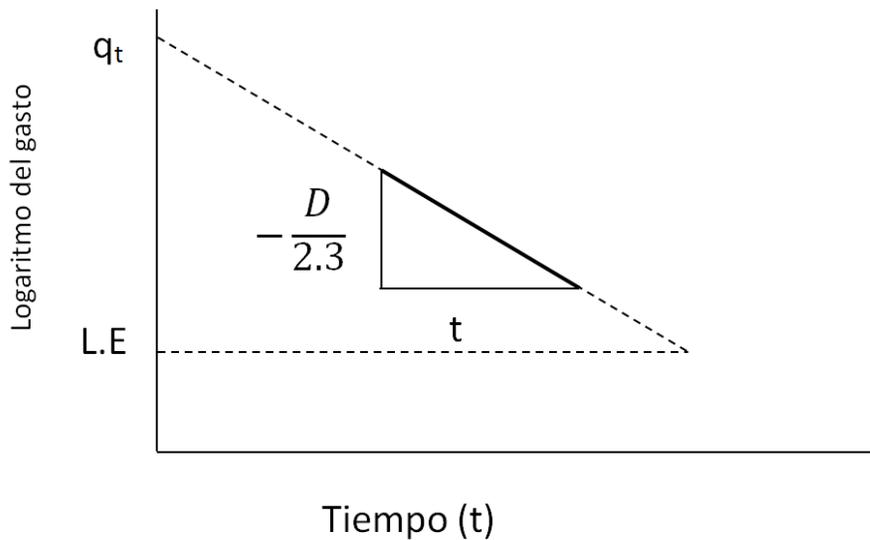


Fig. 3.14 Representación gráfica de la declinación exponencial en papel semilogarítmico.

3.12 Declinación hiperbólica ¹⁷

A saber, no todos los pozos productores exhiben declinación exponencial durante la depleción. En muchos casos, se puede observar una declinación hiperbólica gradual, donde el comportamiento de gasto- tiempo es estimada de mejor forma que a partir de la solución analítica. La declinación hiperbólica es el resultado de energías (mecanismos de empuje) naturales o artificiales que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado por la expansión de un aceite ligeramente compresible.

La declinación hiperbólica se presenta si el mecanismo de empuje es gas en solución, expansión de casquete de gas o empuje de agua. También se presenta cuando el mecanismo de empuje natural es suplementado por inyección de gas o agua. En cualquier caso, la presencia de estos mecanismos de empuje implica que la compresibilidad total se incremente y la recuperación de hidrocarburos sea mejorada en comparación con el mecanismo de empuje de expansión del aceite.

La expresión matemática que define la declinación hiperbólica es:

$$-b = \frac{\frac{q}{(dq/dt)}}{dt} = \frac{dq}{dt} \quad (3.21)$$

dónde:

b: Ritmo de declinación (constante positiva).

Una definición alterna de declinación hiperbólica es que la diferencia de pérdidas, con respecto al tiempo es constante. Integrando dos veces la Ec. 3.21, se obtiene:

$$q = q_i (1 + D_i b t)^{-(1/b)} \quad (3.22)$$

Esta ecuación, la cual es de tipo hiperbólico muestra cómo es que al curva puede ser alineada en papel log- log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia $(1 / D_i b)$. La pendiente de la recta así obtenida es $1/b$.

Al usar esta ecuación se debe recordar que D_i esta rapidez de declinación cuando el gasto q_i prevalece, y t es igual a cero; t es el tiempo que tarda en declinar el gasto de q_i a q .

El valor de la constante de declinación hiperbólica, b , es lo más difícil de determinar en este análisis. Sin embargo, una vez determinado esta constante, es relativamente simple obtener el gasto de declinación correspondiente a q_i y calcular el gasto q , correspondiente a un tiempo t . Estos mismos parámetros pueden ser utilizados para calcular la producción acumulada durante el tiempo t , cuando el gasto de producción ha declinado de q_i a q .

Más adelante se verá que estos parámetros son fáciles de determinar utilizando curvas tipo.

Para determinar la ecuación de gasto de producción- producción acumulada se integra la Ec. 3.22 con respecto al tiempo obteniéndose:

$$Np = \frac{q_i^b}{D(1-b)} (q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)}) \quad (3.23)$$

Las Ecs. 3.22 y 3.23 muestran que las gráficas de gasto de producción contra tiempo y gasto producido contra producción acumulada será una línea recta en papel log- log para distintos valores de b .

La Fig. 3.15 muestra la diferencia entre la declinación exponencial e hiperbólica, cuando los datos son graficados en papel semilogarítmico.

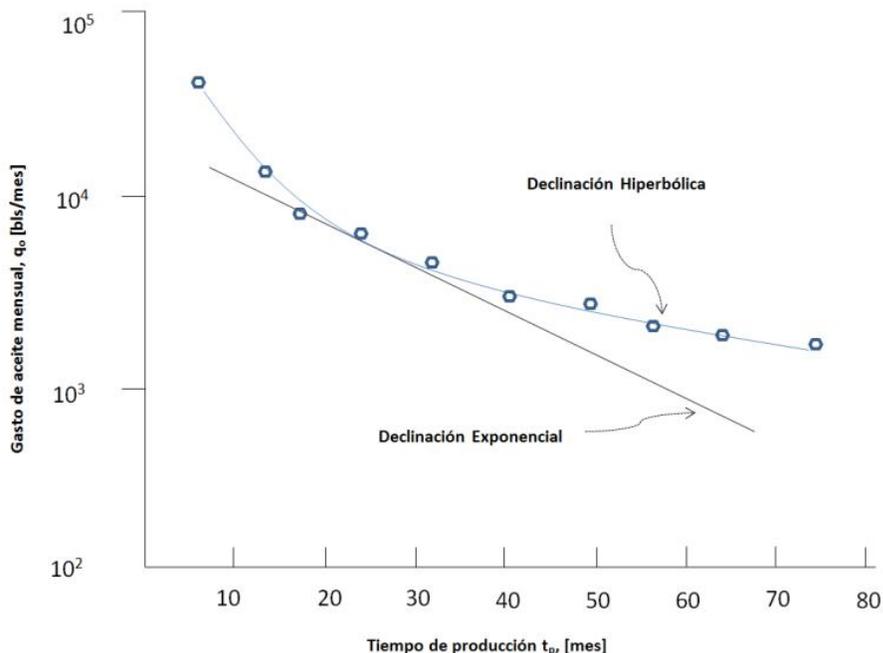


Fig. 3.15 Comparación de las curvas de declinación exponencial e hiperbólica (Golan y Whitson, 1991).

3.13 Declinación Armónica ¹⁷

Este tipo de declinación ocurre si el valor de b , de Ec. 3.22 es 1. En este caso la rapidez de declinación D , es proporcional al gasto q . Algunas veces se presenta cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional. De la Ec. 3.22 para un valor de $b = 1$ se obtiene la siguiente expresión:

$$q = \frac{q_i}{(1+D_i)} \quad (3.24)$$

Por otra parte, la ecuación de gasto producido- producción acumulada puede determinarse integrando la Ec. 3.24:

$$Np = \frac{q_i}{D} (\log q_i - \log q) \quad (3.25)$$

La ecuación anterior puede ser representada por una línea recta en papel logarítmico, graficando gasto producido en la escala logarítmica. De la Ec. 3.24 se tiene que:

$$q = q_i - D t q \quad (3.26)$$

Esta ecuación da una línea recta de pendiente $(-D)$, al graficar gasto producido contra qt , como se ilustra en la Fig. 3.16

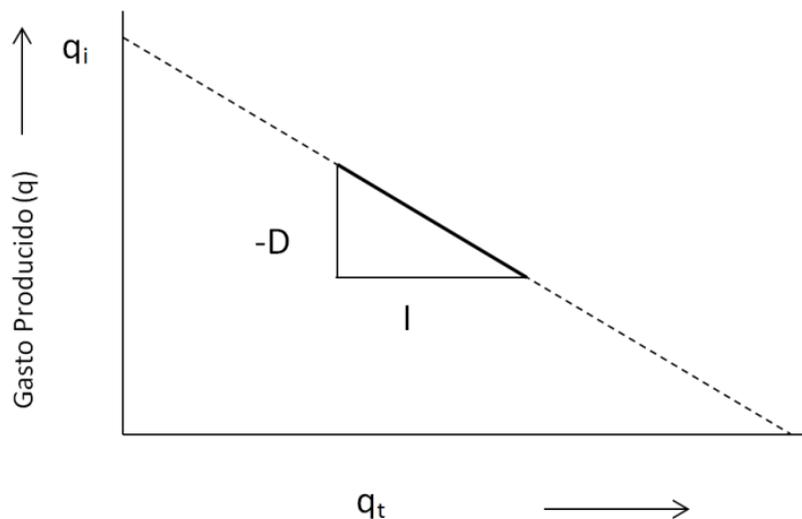


Fig. 3.16 Representación gráfica de la declinación armónica en papel cartesiano.

4 CARACTERÍSTICAS DE LA PRODUCTIVIDAD EN EL CAMPO DE FURBERO

4.1 La Localización del área Furbero y esquema de producción

El campo de Furbero se localiza al sur de la ciudad de Poza Rica y en la misma posición con respecto al área de todo el paleocanal de Chicontepec. Figura 4.1

En el campo Furbero se encuentran distribuidos 399 pozos operando en diferentes condiciones y de los cuales 167 pozos se encuentran cerrados, esto representa casi en 42% de los pozos y un área de oportunidad que representa un reto, para el grupo de productividad que se encarga de revisar y analizar la información de los pozos, además realiza el estudio necesario para proponer intervenciones y mantiene una constante observación de cada uno de los pozos.

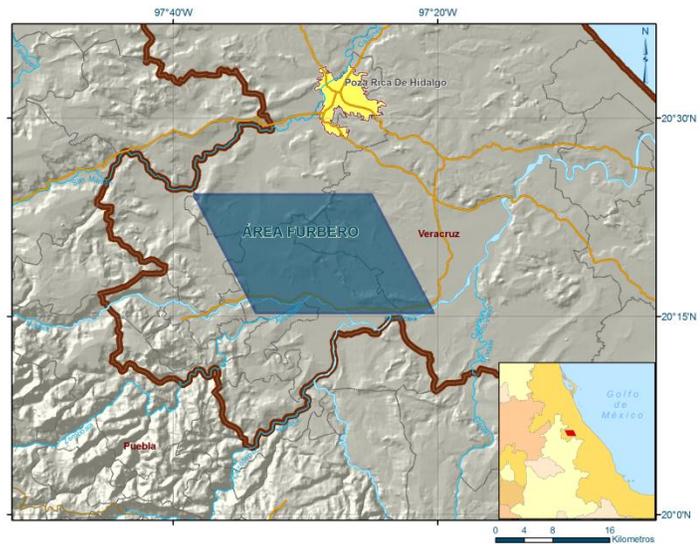


Fig. 4.1 Área del campo Furbero

Otro proyecto que en su momento fue implementado y evaluado dentro de Chicontepec y especialmente en el área de Furbero fue el sistema de cavidades progresivas. El cual arrojó resultados poco satisfactorios. Para conocer el potencial de los pozos del área se requiere hacer mención de varios aspectos que serán relevantes para identificar las mejores áreas de oportunidad en la producción del aceite entrampado en las múltiples capas de arenas. A su vez, el determinar y conocer las propiedades de los fluidos del área también nos ayudará a poder definir el comportamiento específico de la producción de cada área.

SISTEMA	OPERANDO	CERRADOS	TOTAL DE POZOS
FLUYENTES	82	27	109
FLUYENTES INTERMITENTES	37	23	60
BOMBEO MECÁNICO	94	110	204
BOMBEO MECÁNICO INTERMITENTE	3	3	6
BOMBEO NEUMÁTICO	6		6
BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE			
BOMBEO HIDRÁULICO	4	2	6
CAVIDADES PROGRESIVAS			
CAVIDADES PROGRESIVAS INTERMITENTES			
INECTOR	6		6
TAPONADOS		2	2
TOTAL DE POZOS	232	167	399

Tabla. 4.1 Número de pozos y tipos de sistemas operando

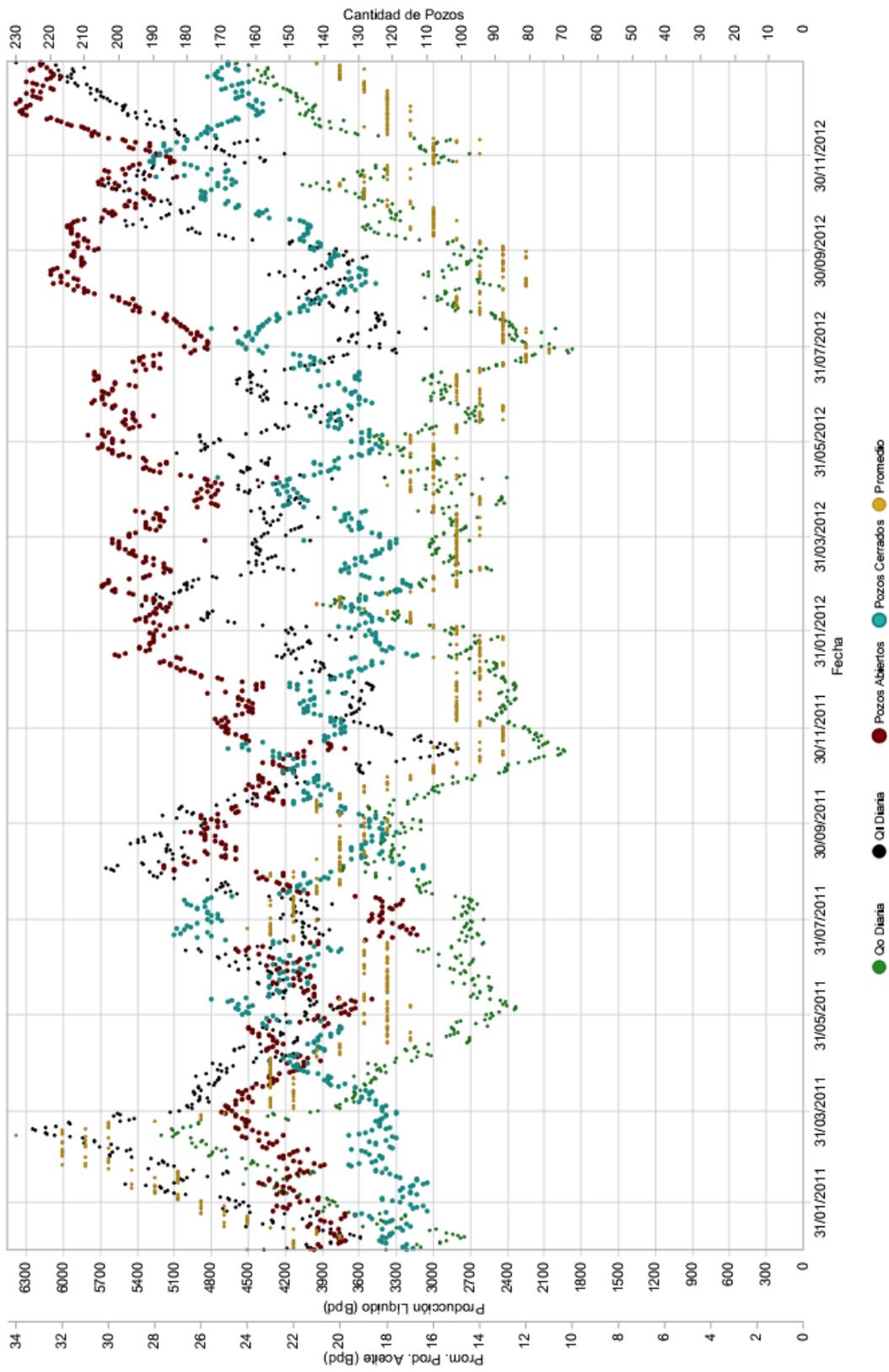


Fig. 4.2 Gráfico de producción diaria

En la figura 4.2 se muestra una gráfica que representa en síntesis las principales condiciones de producción del Campo. Como se puede observar fácilmente dentro de la gráfica, el volumen de aceite de líquido es una inconstante de producción día a día, y el trabajo entre mantener una amplia brecha entre pozos cerrados y abiertos es el mayor reto a vencer para esta área.

La inconsistencia del campo Furbero en las áreas de evaluación, es fácil de explicar mediante las lecciones que conocemos a través de la literatura, es decir, que basta observar como declina la producción de los pozos y los volúmenes de recuperación tan escasos con los que nace cada uno de ellos, para poder identificar así; que la cantidad de pozos cerrados no sea un problema de ineficiencia en acciones para mantener la producción, sino que más bien es la respuesta de un yacimiento complejo, con bajas propiedades petrofísicas y en consecuencia pozos con bajo potencial y una vida productiva corta en muchos de los casos.

4.2 Descripción estructural y propiedades petrofísicas

Geológicamente los pozos del área se localizan entre la porción sur de la Cuenca de Tampico-Misantla y al occidente de la Plataforma de Tuxpan. La sedimentación de todo el material orgánico se compone de turbiditas de ambientes de mucha energía, formando complejos de abanicos y canales, los cuales fueron constituyendo arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. El Modelo Geológico está definido como una serie de eventos de múltiples episodios de depositación de abanicos submarinos, erosión y relleno.

Comprender la forma en que se depositaron los materiales orgánicos de esta cuenca no será parte de este trabajo sin embargo es necesario visualizar cómo y porqué es que la formación posee propiedades muy cambiantes en cualquier dirección del espacio dentro de la roca de formación y la de almacenamiento.

Una cuenca sedimentaria es una depresión que se rellena de sedimentos de rocas preexistentes y/o de precipitación química mezclados por materia orgánica continental y/o marina. Figura 4.3

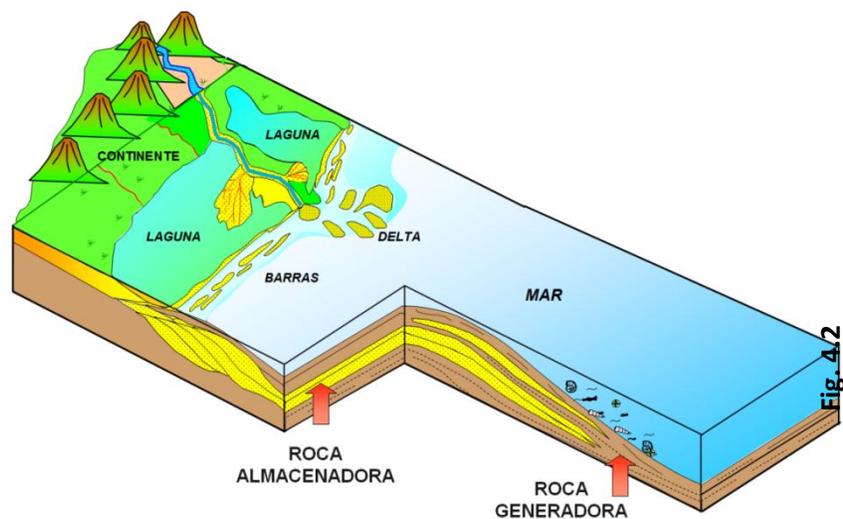


Fig. 4.3 Ejemplo tipo de una cuenca sedimentaria

En el marco regional de Chicontepec los pozos se localizan en un área con un buen índice de Hidrocarburos, en donde se tienen espesores netos impregnados de arenas que varían dependiendo de la zona y que van desde los 7 [m] hasta los 25[m]. De acuerdo a trabajos antecedentes de la zona, geológicamente forma parte de una serie de abanicos turbidíticos sobrepuestos.

La figura 4.4 muestra la forma en la que se depositaron los sedimentos de la cuenca que formó el paleocanal de Chicontepec, y la figura 4.5 muestra la columna tipo.

El sello superior de la estructura está formado por un gran espesor de lutitas, además de los cuerpos arcillosos intercalados entre las arenas objetivos. Es conveniente aclarar y resaltar que el principal riesgo que se presenta en esta localización y en muchas más del paleocanal de Chicontepec es sin lugar a duda, la calidad de la roca almacén y la distribución lateral o continuidad de la misma, ya que al ser una formación de arenas lenticulares carece en muchos de los casos de la comunicación necesaria para poseer un mayor potencial para la explotación de los hidrocarburos³⁶.

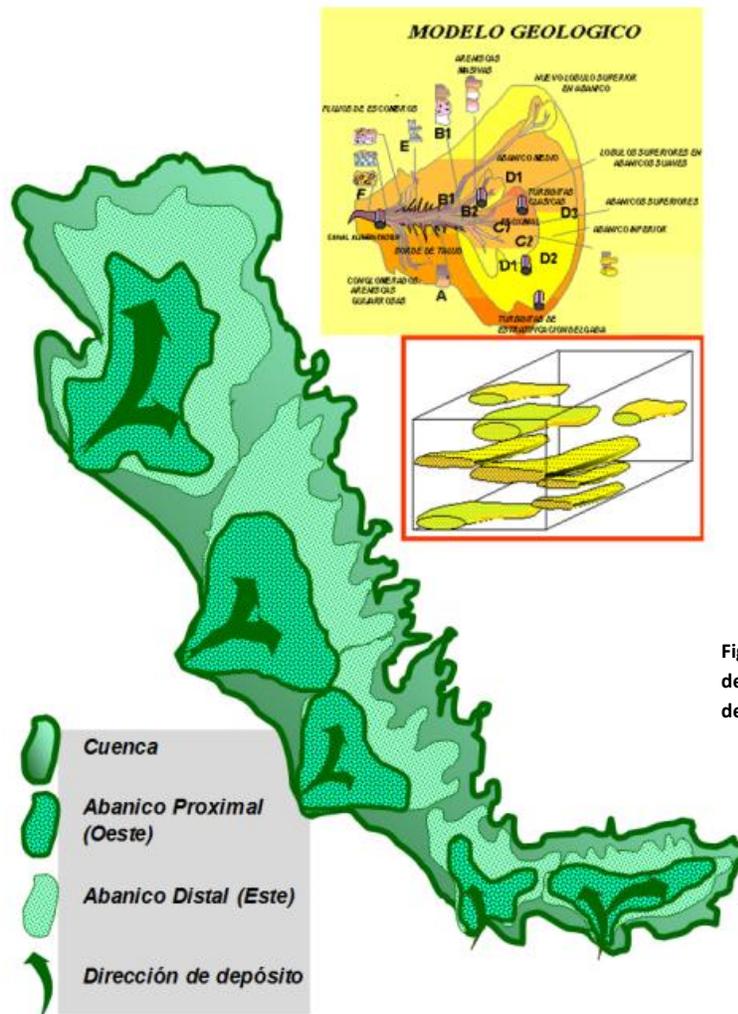


Fig. 4.4 Dirección en la cual se depositaron los sedimentos en la cuenca de Chicontepec

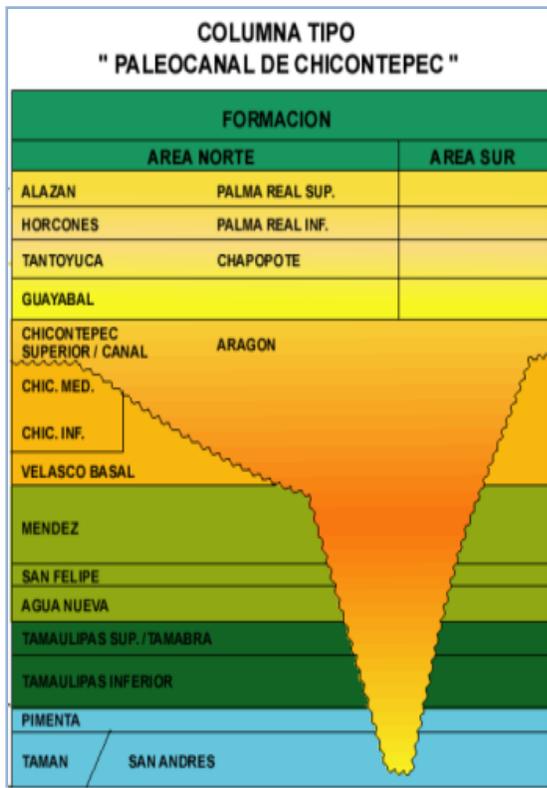
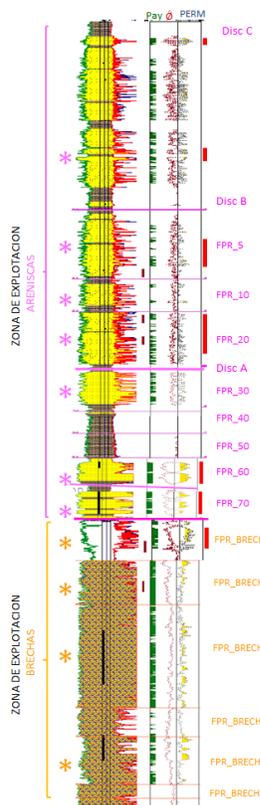


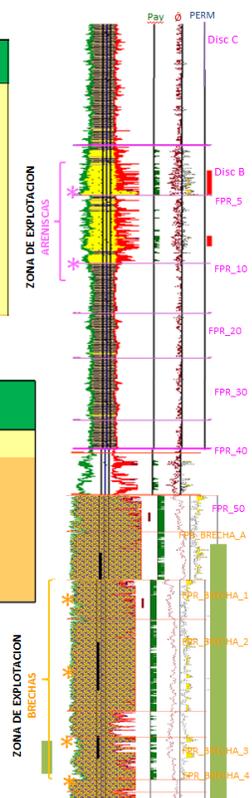
Tabla. 4.5 Columna tipo del paleocanal de Chicontepec

ESCALA DE TIEMPO GEOLÓGICO			EDAD EN Ma	LITOESTRATIGRAFÍA	
PERIODO	EPOCA	EDAD		FORMACIÓN	LITOLOGÍA
TERCIARIO	Plioceno	Plioceno	0		
		Mioceno	10		
	Oligoceno	Chattiano	30		
		Rupeliano	30		
		Priarriano	30		
	Eoceno	Medio	40		
		Inferior	50		
	Paleoceno	Sup.	60		
		Inf.	60		
	CRETACICO	Superior	Senoniano	70	
Maastrichtiano			70		
Campaniano			80		
Codiaco			90		
Inferior		Galice	100		
		Albiano	110		
		Medioceno	120		
		Hauteriviense	120		
		Valanginiense	130		
		Berriasiense	130		
JURASICO	Superior	Titoniano	140		
		Kimmeridgiense	150		
		Oxfordiano	150		
	Medio	Calloviense	160		
		Bathoniano	170		
		Bajociano	170		
	Inferior	Aaleniano	180		
		Liásico	190		
Triásico	Triásico	200			
	Triásico	200			
	Triásico	200			



UNIDAD	NET PAY (Metros)	POROSIDAD EFECTIVA (%)	PERMEABILIDAD Md	Sat. Hidrocarburos Sh %	Capacidad Flujo mD-m	Qoi BPD	*API
DISC_C	0.1-66	6.1-15	0.03-1.73	35-68	0.04-90	58-518	12_28
FPR_5	0.1-46	6.2-19	0.05-3.8	36-72	0.05-3.81	11-340	15-32
FPR_10	0.2-38	5.1-14	0.03-7.59	36-65	0.01-86	12-192	10_28
FPR_20	0.5-53	5.0-12	0.02-5.72	38-68	0.05-107	12-384	18-32
FPR_30	0.1-14	5.1-16	0.01-5.5	35-68	0.02-18	15-96	
FPR_40	0.5-13	5.1-17	0.01-9.4	36-65	0.04-75	218	20.5
FPR_50	0.2-15	5.1-17	0.01-5.41	35-80	0.03-16	32-39	14-35
FPR_60	0.1-12	5.7-15	0.02-0.90	36-62	0.01-4.9	80-292	29-34
FPR_70	0.2-39	5.1-9	0.2-0.9	35-70	0.04-35	130	24

UNIDAD	FRACTURAS	Sat. Hidrocarburos Sh %	Capacidad Flujo mD-m	Qoi BPD	*API	NP
FPR_BRECHA_A		38-76	0.01-576	9-384	9-38	748
FPR_BRECHA_1		39-77	0.03-804	11-558	10-58	666
FPR_BRECHA_2		42-76	0.01-187	13-528	9-39	459
FPR_BRECHA_3		36-80	0.01-91	13-108	19-30	67
FPR_BRECHA_4		35-78	0.01-49	13-518	16-34	389
FPR_BRECHA_9				9	23	2



Areniscas: Iniciaron Producción 1952
Brechas: Iniciaron Producción 2008

Fig. 4.6 Resumen de formaciones y propiedades petrofísicas dentro del paleocanal

En la figura 4.6 se muestra un resumen marcado por rangos de las propiedades de saturación de hidrocarburos, porosidad efectiva, permeabilidad, capacidad de flujo, gastos y gravedades API de las diversas zonas de interés que ya se han aprobado y que actualmente se encuentran abiertos a producción.

Una de las razones principales del alto grado de complejidad de la cuenca de Chicontepec es la fuerte variación de las propiedades petrofísicas tanto verticalmente como lateralmente en distancias muy cortas. Esto es producto de una combinación de la distribución del medio ambiente de depósito y los distintos procesos diagenéticos que afectaron estos sedimentos.

4.3 Descripción de los fluidos

Para describir los fluidos de los pozos se cuenta con poca información de análisis de pruebas PVT, al igual que para todos los campos que conforman Chicontepec, lo cual reduce significativamente las posibilidades de hacer un análisis con un alto porcentaje de certeza en lo que respecta a la evaluación del potencial de cada pozo.

En lo que respecta a La producción del Campo Furbero, en función de los fluidos producidos ha mostrado diferentes comportamientos y se han identificado los siguientes casos.

Pozos con:

- alto corte agua
- alta producción de gas
- alta RGA
- producción de fluido viscoso
- producción de fluidos de densidad media
- producción con alto contenido de H₂S
- producción de condensados

4.3.1 Análisis PVT en el campo Furbero

El análisis PVT consiste en determinar mediante estudio en laboratorio una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento (aceite, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura. Un paso previo a todo análisis PVT, consiste en la obtención de una muestra representativa del yacimiento que este a las condiciones de presión y temperatura del mismo³⁷.

Un análisis PVT es costoso y muchas veces se trata de yacimientos viejos que no poseen esta información o muy nuevos que aún no han sido evaluados. Por lo anterior, se han desarrollado una serie de ecuaciones o correlaciones empíricas que permiten determinar las propiedades de los fluidos del yacimiento.

EL comportamiento de los yacimientos está en función de la presión, temperatura y la composición molecular de los mismos.

Los resultados PVT son indispensables para:

- identificar correctamente los fluidos
- interpretar los resultados de las mediciones de presión utilizando valores exactos de las viscosidades, de las densidades y factores de volumen
- Determinar las reservas de aceite y de gas, factor de recuperación y el programa de desarrollo de un yacimiento
- Simular el comportamiento de fluido de un yacimiento a condiciones in situ y en la superficie
- Estimar la vida útil de los pozos fluyentes y seleccionar el método artificial más adecuado al mismo, cuando se agote la presión
- Diseñar las instalaciones de separación, líneas superficiales, estaciones de bombeo
- Seleccionar el método óptimo para procesos de recuperación secundaria o mejorada

A lo largo del tiempo dentro del área de Furbero se han tomado nueve análisis de PVT de diferentes pozos y de distintas formaciones tanto de brecha como de arenas, de esta información el análisis más reciente es de agosto del 2012 y corresponden a una profundidad de formación en brecha.

De la envolvente de fases distinguimos un yacimiento con aceite y gas disuelto. Al revisar con detenimiento sus características, se diferencia cómo es que la envolvente forma parte de una formación con propiedades de aceite negro y una cierta tendencia hacia formar parte de un yacimiento de aceite de alto encogimiento. Los resultados también muestran que los fluidos se encuentran en condiciones de bajo-saturación y que, a temperatura del mismo, 103°C, la presión de saturación es de 2912 [psia], la presión óptima de separación es 128 [psia], de donde se obtiene un mínimo encogimiento de líquido, una mínima relación gas aceite y una mayor gravedad API. Figura 4.7 (pozo del área Furbero en formación de Brechas) el aceite residual mostró una gravedad API de 19.69 °API.

El reporte incluye el comportamiento de las muestras de fondo a temperatura ambiente, rastreo de envolvente de fases, relación gas-aceite instantánea, composición original del fluido, expansión a composición constante, liberación diferencial y separaciones instantánea; en forma tubular y gráfica³⁸.

No obstante que los resultados del análisis de PVT son totalmente validos no pueden ser tomados como un dato totalmente cierto para otros pozos, esto debido a lo que anteriormente se menciona del paleocanal de Chicontepec y sus arenas turbidíticas, la gran discontinuidad que presentan en gran parte del paleocanal. Lo que claramente se evidencia en la figura 4.8. Con la información recibida con las muestras, se infiere que el aceite en el yacimiento se encuentra bajo saturado, el aceite residual mostró una gravedad API de 33.27 °API, los resultados del Análisis PVT

El conocimiento actual que se tiene acerca del comportamiento de los pozos productores de las arenas de Chicontepec es un indicador de las características que tendrán los pozos que se perforaron y fueron terminados en óptimas condiciones.

Pozo Furbero (Brecha) Envolvente de Fases del Fluido Original

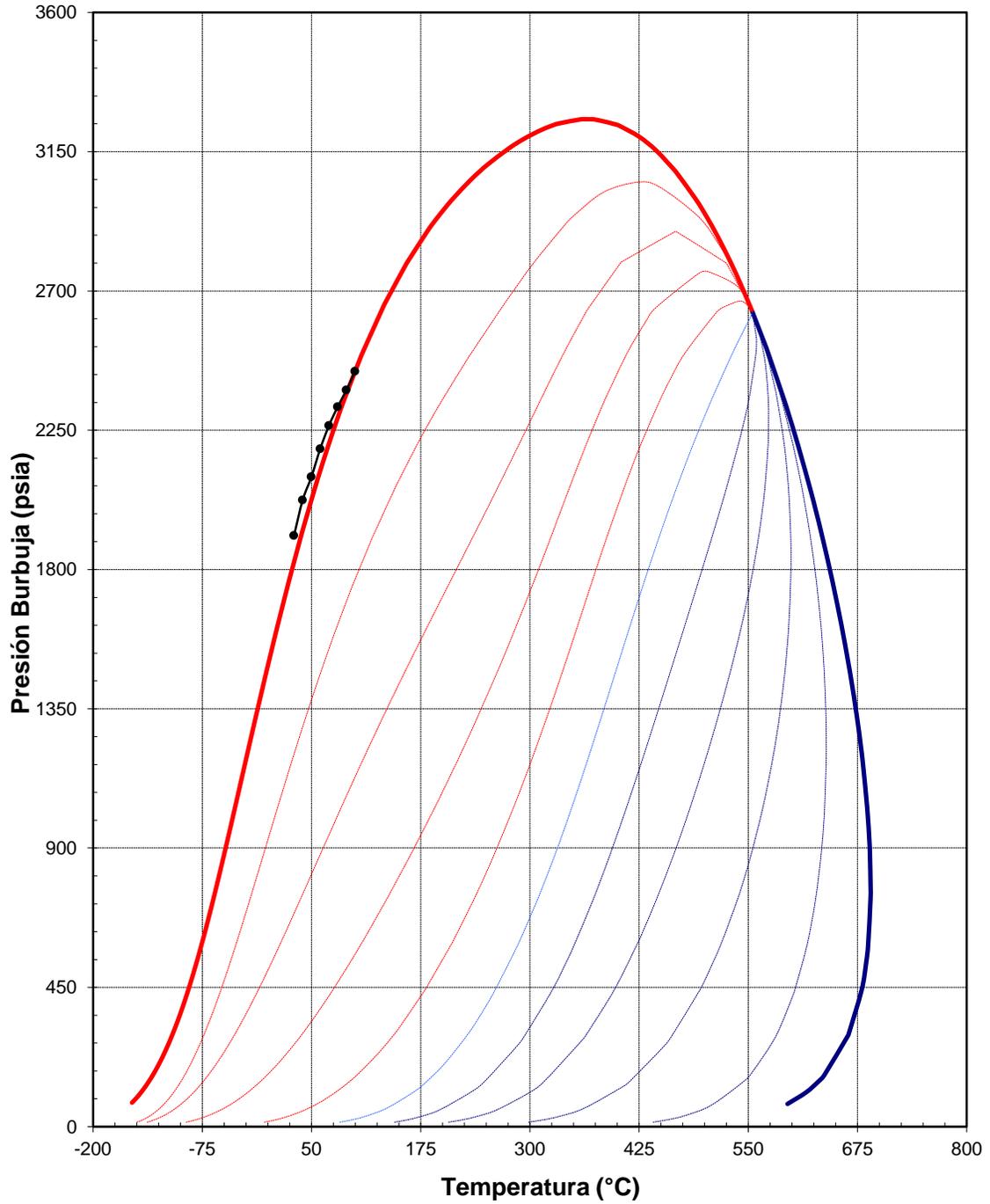


Fig. 4.7 Curva PVT de formación en Brecha

Pozo Furbero Envolvente de Fases del Fluido Original

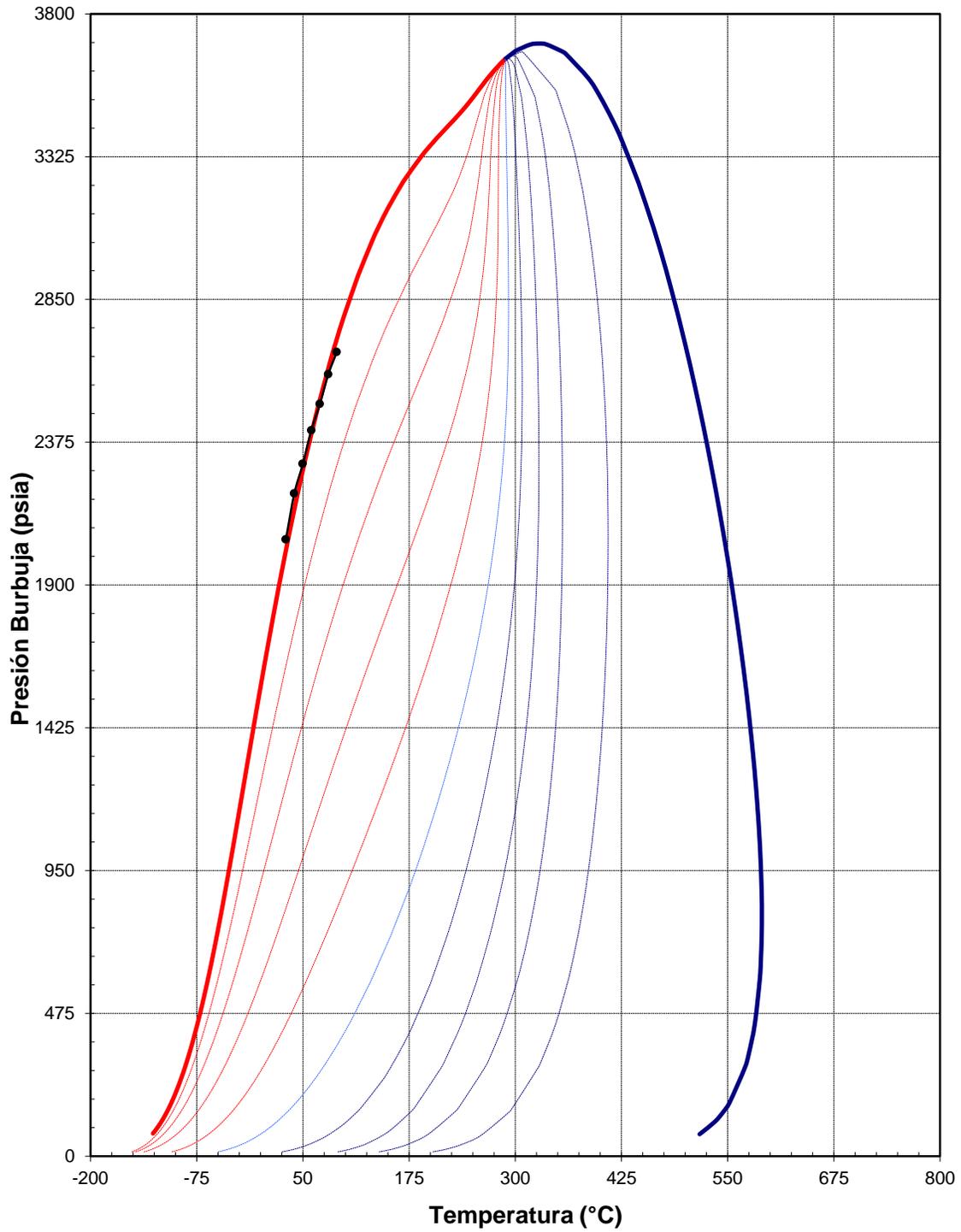


Fig. 4.8 Curva PVT de formación en Arenas

Desde el punto de vista estrictamente energético (los caudales deseados desde una profundidad establecida), existe una variedad de sistemas artificiales de producción disponibles para la explotación de los pozos de Chicontepec.

La experiencia a nivel mundial en aplicación de sistemas artificiales se ha hecho bajo condiciones moderadas, es decir, condiciones favorables de RGA, % de agua y otros (arena, densidad de los fluidos, profundidad, etc.) La aplicabilidad de los Sistemas Artificiales en los pozos de Chicontepec, se verá acotada dentro de las características de cada uno de ellos. Este margen de operación puede ser tan amplio que en él pudieran caber todos los Sistemas Artificiales existentes desde el punto de vista netamente técnico, sin embargo, no significa que todos sean aplicables a la práctica.

La vida de Chicontepec al paso de los años ha sido de un enorme crecimiento en cuanto al nivel de información respecto al tipo de fluidos que se producen, y como es que están conformadas las diferentes arenas y carbonatos en los cuales se puede obtener producción de los pozos, así mismo se ha podido crecer en relación a la experiencia en sistemas artificiales que han sido cuidadosamente seleccionados, probados y evaluados durante ya varios años. La integración de toda esta información ha servido de base para poder elegir con mayor cuidado las alternativas de explotación dentro del cualquier campo del área.

4.4 Comportamiento de la producción por pozo y a nivel de campo³⁹.

Al mencionar el análisis de la producción en los capítulos anteriores señalamos un concepto que puede ser medido y que sobretodo es muy importante; la declinación. El análisis de la declinación es un parámetro cuantificable por pozo, yacimiento o campo. En el análisis de comportamiento de la producción se han estudiado yacimientos con un largo alcance, debido a que las condiciones del yacimiento permiten que tanto la memoria de cálculo, como el tiempo en las pruebas sean lo suficiente bastas y abarquen el total de las condiciones bajo las cuales estos estudios se han desarrollado y caracterizado.

Para el proyecto de Chicontepec se han desarrollado diversos estudios que determinan la declinación por cada uno de los campos que conforman el área del paleocanal. Sin embargo este análisis queda a la apreciación de los expertos en yacimientos. La incertidumbre que se crea entre lo aplicable y los datos que se identifican es y será un tema para discutirse ampliamente en tesis de yacimientos que tomen como ejemplo el área del Paleocanal de Chicontepec. El abatimiento de la producción como se describe en la literatura, es una aplicación de fondo dentro del concepto de yacimientos y es un reflejo constante de la producción en superficie que impactará en la capacidad de transporte de los hidrocarburos. Es importante señalar que todos estos estudios se han desarrollado para yacimientos bajo condiciones totalmente diferentes a las que comúnmente encontramos en Chicontepec. Los yacimientos en los que se propone una homogeneidad tanto en permeabilidad, saturación, porosidad y demás propiedades petrofísicas, son un ejemplo que difícilmente es aplicable al Paleocanal de Chicontepec. La evaluación de yacimientos con trampas estructurales definidas como los son los anticlinales o sinclinales son otro ejemplo, pero para un yacimiento que carece de continuidad en todas direcciones y que a su vez difiere en la

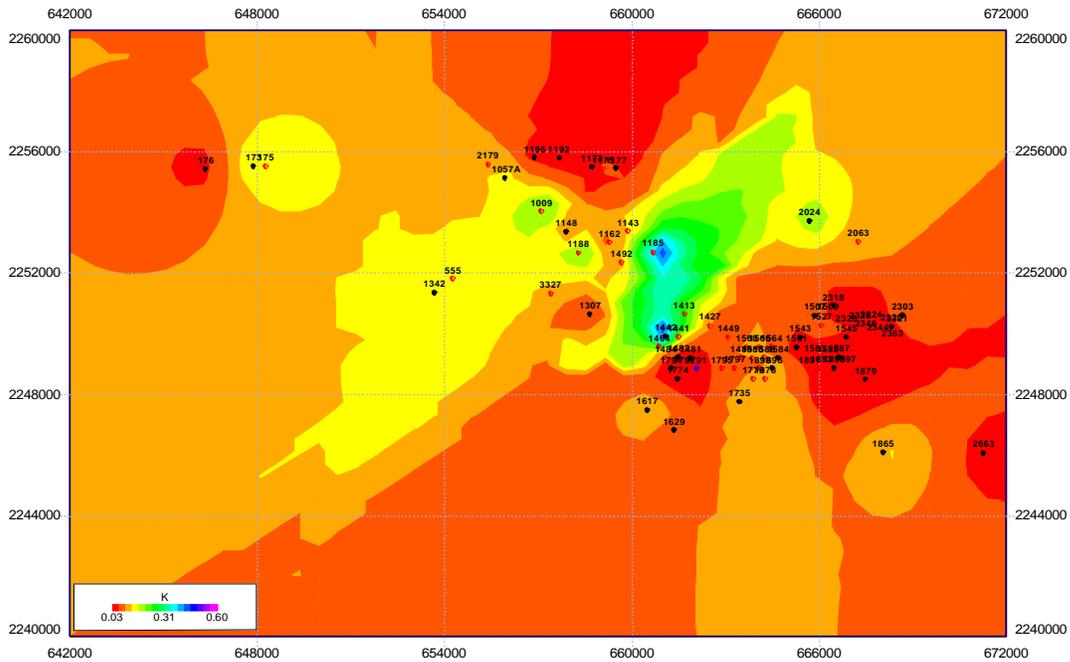


Fig. 4.10 Mapa de permeabilidad en brecha

La declinación de un pozo nos muestra sin lugar a duda el comportamiento quizá de más del 90 por ciento de los pozos de cualquiera de las áreas de todo el paleocanal.

Un ejemplo de la declinación exponencial de los pozos es el Furbero 175, (Fig. 4.11) de la producción que mostró el pozo, se distingue claramente cómo es que corresponde a las curvas que describen este comportamiento de producción.

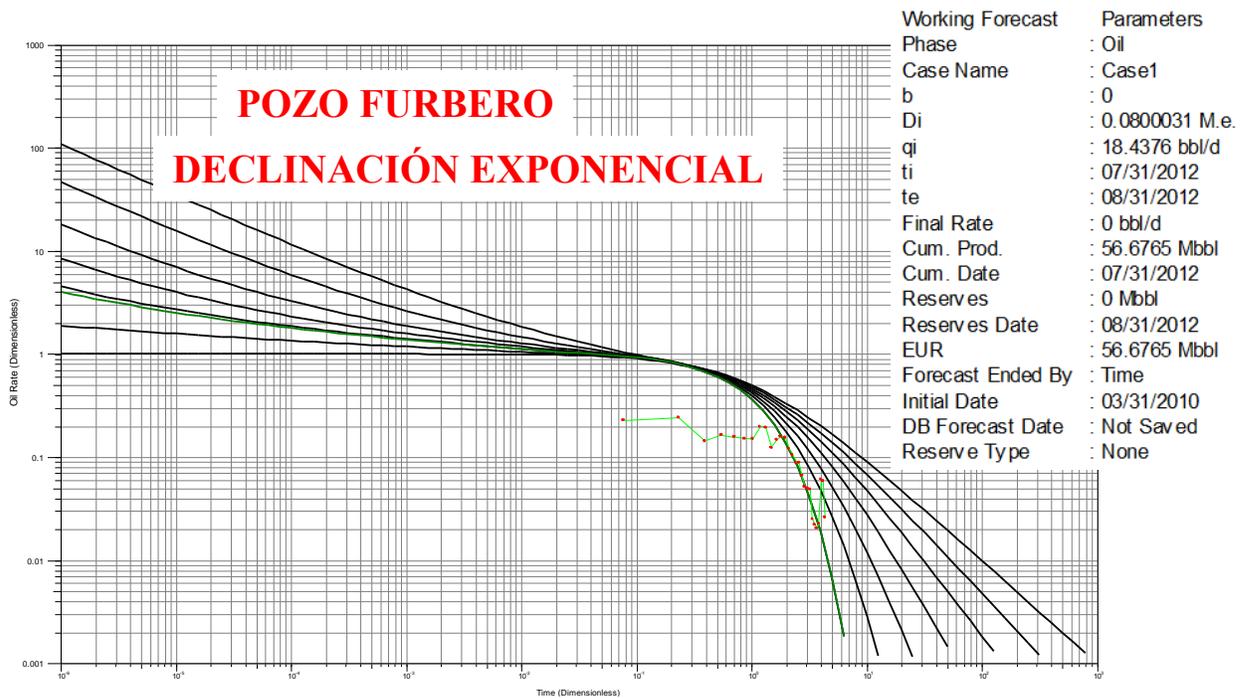


Fig. 4.11 Curva de producción pozo Furbero 175 ajustado al tipo de declinación exponencial

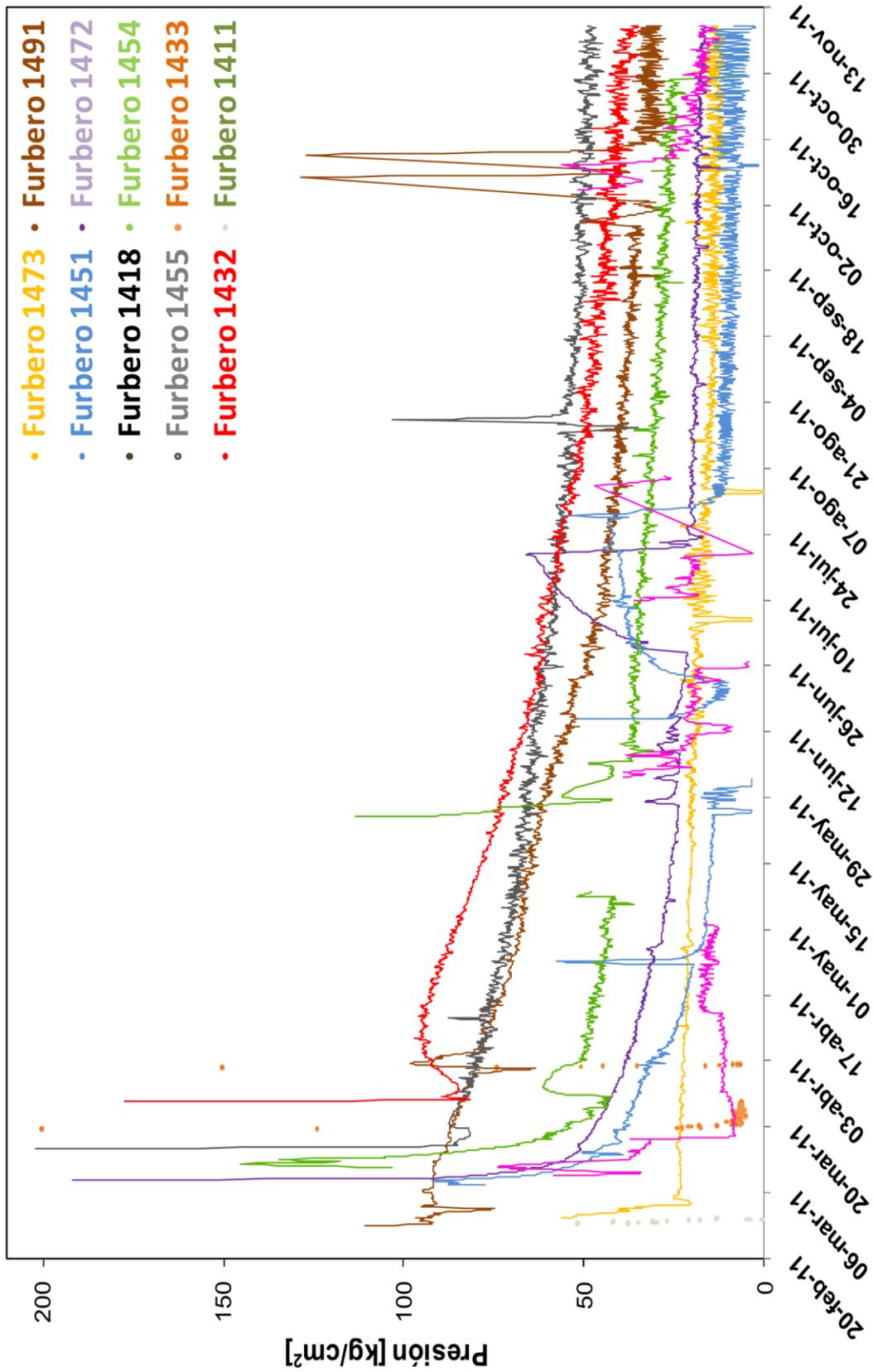


Fig. 4.13 Comportamiento de presiones

4.5 Matriz de preselección de sistemas artificiales

Otro de los puntos importantes para mantener la producción base ha sido y será la selección de los sistemas artificiales y la puesta en marcha de los diversos programas para contrarrestar la gran cantidad de pozos que abaten su presión y por consiguiente disminuyen su capacidad productiva en tiempos muy cortos. Al reducirse el tiempo de producción de los pozos en su etapa fluyente, y ser comparado este tiempo tan corto, contra los programas de reparaciones mayores y reparaciones menores ha llevado al activo de explotación ATG a tener en su momento una cartera muy amplia de pozos cerrados.

Para este trabajo se han considerado las condiciones de producción del área de Furbero y se muestra una matriz de preselección de sistemas artificiales. La consideración de algunos de estos sistemas como candidatos viables para ser instalados deja una pequeña derrama económica en comparación con otros de los mismos sistemas artificiales.

Se han analizado a nivel mundial las condiciones mecánicas y límites físicos sobre los cuales quedarán operando los pozos para cada uno de los sistemas, es así como se ha llegado a construir esta matriz de selección. Aunado a las características mecánicas se tiene en cuenta los principios de funcionamiento, y se incluyen las mejoras tecnológicas para la selección de los sistemas⁴⁰. Fig. 4.14. De esta figura se pueden destacar la destacar condiciones de operación y mantenimiento de los sistemas tal como se muestra en la tabla 4.2

MATRIZ DE SELECCIÓN		COSTOS/POZO		CONDICIONES FURBERO			
		INVERSIÓN	OPERACIÓN	ARENA	GEOMETRIA	ALTA RGA	FLEXIBILIDAD
NEUMÁTICO	CONTÍNUO	Alto/medio	Bajo	✓	✓	✓	Qo > 80
	INTERMITENTE	Alto/medio	Bajo	✓	✓	✓	Medio/bajo
	PISTÓN VIAJERO	Medio/bajo	Bajo	✗	Menor a 60°	✓	Volumen de recuperación medio/bajo
MECÁNICO		Medio	Medio/bajo	Equipo especial	Centradores	Separador de gas	✓
CAVIDADES PROGRESIVAS		Medio/bajo	Medio/bajo	Equipo especial	Centradores	Separador de gas	Temperaturas menor a 95 °C
ELECTROCENTRÍFUGO		Alto	Alto	✗	✓	Separador de gas	Volumen de recuperación alto
HIDRÁULICO	JET	Alto	Medio	✗	✓	✓	✓
	PISTON	Alto	Medio	✗	✓	✓	✓

Tabla 4.2 Resumen de condiciones de costos y comportamiento de algunos sistemas artificiales.

La matriz de preselección para diversos sistemas artificiales que pudieran aplicar para el área de Furbero y cualquier otra área perteneciente a Chicontepec está en función de las características

no solo del sistema, sino que sobretodo está en función de las características de producción del pozo.

Para la selección de los sistemas artificiales se han desarrollado diversos trabajos para ayudar a tomar una decisión que acerque a los especialistas a definir el mejor sistema artificial, cada especialista que interviene siempre está en la búsqueda de las mejores opciones de producción.

Parte de este trabajo hace hincapié en que a nivel de producción será mucho más conveniente hacer un análisis detallado de las condiciones de los pozos para definir el tipo de sistema que aplicará para continuar con la explotación. No será suficiente definir los sistemas con los datos generales obtenidos de una matriz de pre-selección. Las condiciones cambiantes de los pozos nos llevaran a elegir diferentes sistemas para un pozo.

Se aplican diferentes sistemas artificiales de producción y dentro de cada uno también se aplican diferentes modificaciones en los sistemas.

De estudios anteriores se sabe que el bombeo continuo es muy eficiente y poco rentable cuando se habla de no tener las cantidades suficientes de gas (ya que requiere de mucho gas comprimido por barril de aceite producido) para gastos menores de 100 [bpd] en pozos con bajo índice de productividad como la gran mayoría de pozos de Chicontepec, de esto último se infiere que el bombeo neumático continuo es una alternativa lejana. Así mismo y por limitaciones físicas, el Bombeo Neumático intermitente no es conveniente utilizarlo para producir pozos a gastos menores de 40 ó 50 [bpd], esto por las condiciones en las que deben ser optimizados los pozos además de los costos de este sistema.

Por las características de los pozos de Chicontepec, podemos decir que el bombeo neumático difícilmente podría representar una de las mejores opciones técnico-económica debido a la:

- Inversión y costos operativos
- Incremento de los costos al reducir la producción por debajo de los 40 [bpd]

Sin embargo su ventaja radica en el

- Excelente manejo de arena, alta RGA y pozos desviados

Condiciones que prevalecen en pozos de esta área.

Sin embargo por su principio de funcionamiento, no permite la extracción del total de las reservas por pozo y podría dejar de un 25 a 30 % de las mismas en el yacimiento.

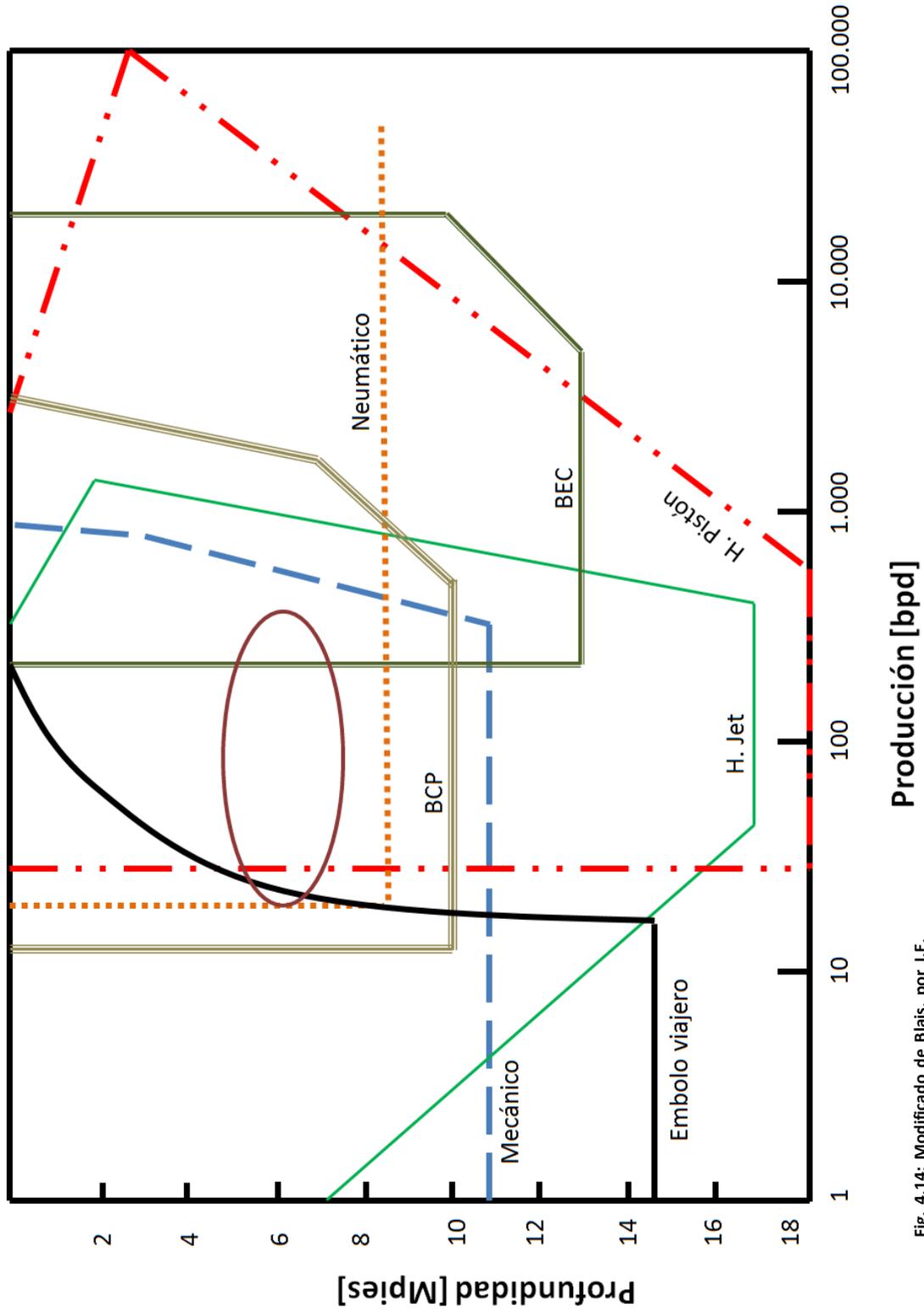


Fig. 4.14: Modificado de Blais, por J.E. Chacín U.

Por otro lado, el Bombeo Mecánico y Bombeo por Cavidades Progresivas, tienen sus ventajas para Chicontepec:

- Inversión y costos operativos medio (BM) y medio/bajo (BCP).
- Flexibilidad para manejar todo el rango de los gastos hasta el agotamiento.

Podemos señalar que los métodos de BN son típicamente utilizados en yacimientos de empuje por gas disuelto como Chicontepec, las dos razones principales son; que el BN es la extensión obvia del periodo de flujo natural (FN), que es el comportamiento típico de un yacimiento que se comporta por el empuje del gas que se sigue liberando, en donde la energía del gas que se transfiere, disminuyendo la densidad efectiva de la columna de fluidos, y a su vez reduce las pérdidas de presión en la TP, por ende, la presión de fondo fluyendo también disminuye y aumenta la producción del pozo.

La segunda razón es de origen técnico-económica y tiene que ver con la necesidad de construir plantas de compresión para el manejo del gas de formación que será utilizado en el funcionamiento del BN.

La arena y la desviación de los pozos dificultarían la operación de pistones viajeros, sin embargo, el BN continuo e intermitente, tienen un excelente desempeño en presencia de arena, pozos desviados, y altas RGA's, por lo que, lucen muy aplicables para Chicontepec.

La desventaja del BN (continuo e intermitente) para Chicontepec, es la alta declinación. Es parte fundamental de este trabajo investigación indicar, que durante la mitad o más de la vida productiva de los pozos se tendrán potenciales de producción menores a los de 60 [bpd].

Existe una complicación sin igual en la determinación de los sistemas artificiales dentro del paleocanal de Chicontepec. Durante este trabajo se demostró cómo se aplican algunas de las diversas técnicas desarrolladas para determinar el potencial de un pozo, así como también se explicó grosso modo la identificación del tipo de declinación de los yacimientos. Para Chicontepec y en este caso para el área de Furbero; se identificaron estas características que anteriormente se habían descrito bajo el lente de estudio, esto para estimar el potencial de las diferentes zonas productoras. Desde el comienzo del desarrollo del proyecto Aceite Terciario del Golfo se estimaba la probabilidad de que las arenas turbidíticas de las cuales está compuesto el paleocanal de Chicontepec fueran de baja permeabilidad y de una mínima conexión a lo largo del área de flujo de las arenas. Se añade también la alta producción de agua congénita que pertenece a la denominada zona de Brecha y que contiene características muy distintas de las arenas que se encuentran en zonas superiores.

4.5 Ingeniería de Producción Campo Furbero

La evidencia de lo que se tenía previsto encontrar en relación a las tasas de recuperación al producir los pozos del Paleocanal de Chicontepec se ejemplifica en el análisis de la información de diversos pozos del área, con la finalidad de identificar las oportunidades de instalación de un sistema artificial de producción.

La ingeniería de producción comienza a partir de la toma de información para determinar el potencial. El siguiente paso es el análisis nodal, éste deberá ser la principal herramienta para determinar las caídas de presión dentro del sistema.

4.5.1 Análisis Nodal

A continuación se describe un ejemplo de este análisis para definir el potencial productivo.

Registro de presión fluyente pozo Furbero 1401

Para este pozo se llevó a cabo una prueba a diferentes caudales de flujo, de la cual inicialmente se corrió registro de presión fluyente para determinar el índice de productividad y el potencial máximo de producción, para este caso se analizó el registro de presión y temperatura, anteriormente se había analizado en potencial inicial bajo una prueba similar y cuyos resultados se muestran en la tabla 4.3

FURBERO 1401							
DATO HH:MM	PROF. (mts)	PRESION		GRADIENTE (Kg/cm ² /m)	TEMPERATURA		
		(PSI)	(Kg/cm ²)		°C	°F	
11:35	0	172.930	12.16	-----	29.436	84.98	
11:40	200	345.326	24.28	0.0606	31.181	88.12	
11:47	400	529.581	37.24	0.0648	34.157	93.48	
11:53	600	733.249	51.56	0.0716	37.555	99.60	
12:00	800	922.706	64.89	0.0666	43.296	109.93	
12:05	1000	1115.963	78.48	0.0680	48.290	118.92	
12:11	1200	1306.241	91.86	0.0669	54.195	129.55	
12:18	1400	1514.597	106.51	0.0733	61.066	141.92	
12:24	1600	1740.025	122.36	0.0793	67.109	152.80	
12:35	1833	2003.902	140.92	0.0796	78.340	173.01	

Tabla 4.3 Tabla de registro de presión por estaciones del pozo Furbero 1401

Basado en esta información se simularon las diferentes correlaciones de flujo vertical para tratar de determinar la correlación que mejor ajusta a las condiciones de flujo natural en este pozo. En la figura 4.15 se presenta la simulación mencionada:

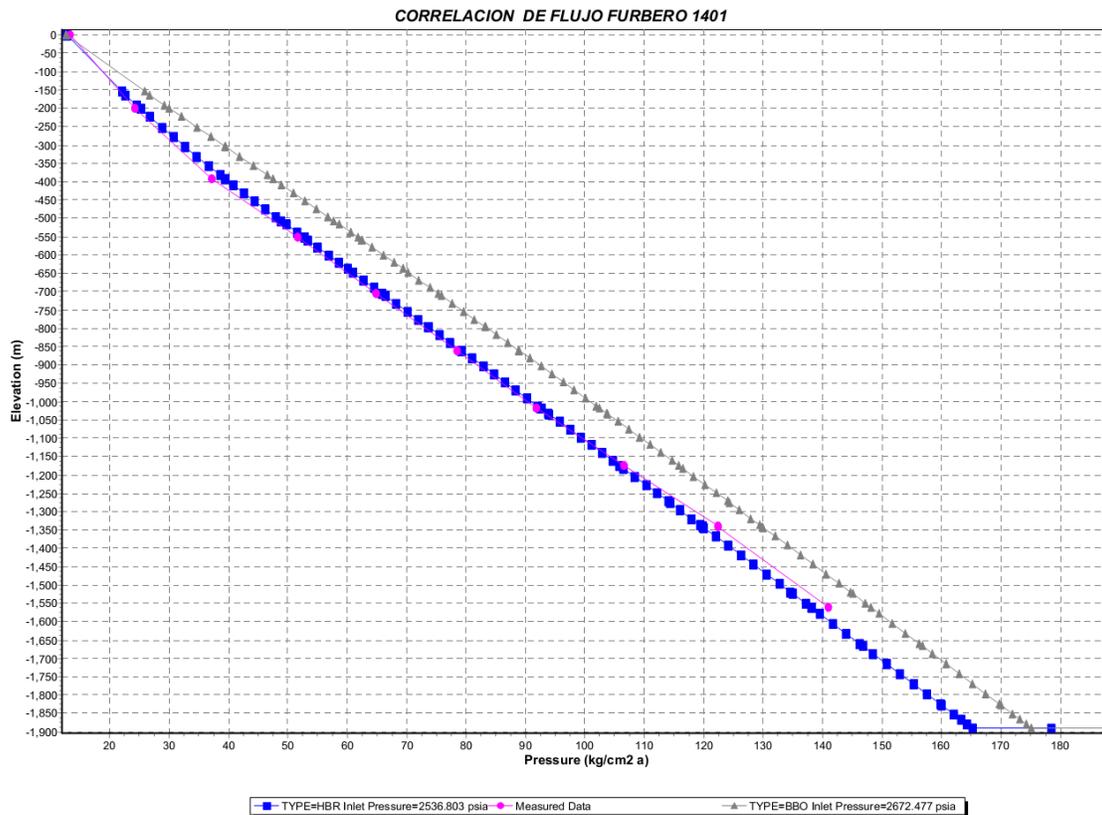


Fig. 4.15 Simulación para obtener la correlación de flujo del pozo Furbero 1401

Se simularon dos de las correlaciones más comúnmente usadas, Hagedorn & Brown, y Beggs & Brill. Es evidente el buen ajuste del gradiente dinámico con la correlación de Hagedorn & Brown. De aquí podemos rescatar que se considera que es un parámetro aceptable tomar en cuenta una correlación ajustada en un pozo y trasladarla a otro vecino, siempre que se mantenga un gradiente similar de un pozo al otro. Sin embargo, por las condiciones del campo es difícil encontrar pozos relativamente cercanos con las mismas condiciones; tanto en el tipo de fluidos como en las condiciones de presión. Se hace necesario efectuar gradientes de flujo adicionales para cada pozo y comparar los resultados obtenidos para poder manejar estas correlaciones en los demás pozos.

Registro de presión fluyente Furbero 159

De igual forma en este pozo se llevó a cabo una prueba a diferentes caudales de flujo, de la cual inicialmente se corrió un registro de presión fluyente, para determinar el índice de productividad y el potencial máximo de producción. En este caso se analizó la información del registro de presión y temperatura, cuyos resultados se muestran en la tabla 4.3.

FURBERO 159

HORA	Prof.	Presión		Temp.	Temp.	Gradiente
	(m)	(psia)	(Kg./cm ²)	(° F)	(° C)	
20:10	0	699.50	49.18	84.906	29.39	-----
20:16	200	898.55	63.18	88.338	31.30	0.0700
20:23	400	1105.24	77.71	100.975	38.32	0.0727
20:30	600	1327.41	93.33	115.548	46.42	0.0781
20:37	800	1540.87	108.34	126.529	52.52	0.0750
20:44	1000	1716.61	120.69	136.824	58.24	0.0618
20:51	1200	1891.02	132.96	146.412	63.56	0.0613
20:58	1400	2069.67	145.52	156.322	69.07	0.0628
21:05	1600	2246.54	157.95	165.516	74.18	0.0622
21:12	1800	2460.49	172.99	175.415	79.67	0.0752
21:19	2000	2675.16	188.09	184.016	84.45	0.0755
21:25	2100	2780.46	195.49	187.853	86.59	0.0740
21:32	2160	2845.61	200.07	189.647	87.58	0.0763
21:47	2180	2868.41	201.67	190.490	88.05	0.0801
21:47	2190	2877.41	202.31	190.853	88.25	0.0633

Tabla 4.4 Tabla de registro de presión por estaciones del pozo Furbero 159

Basado en esta información también se simularon diferentes correlaciones de flujo vertical para tratar de determinar la correlación que mejor ajusta a las condiciones de flujo natural en este pozo. A continuación se presenta la simulación mencionada en la figura 4.16.

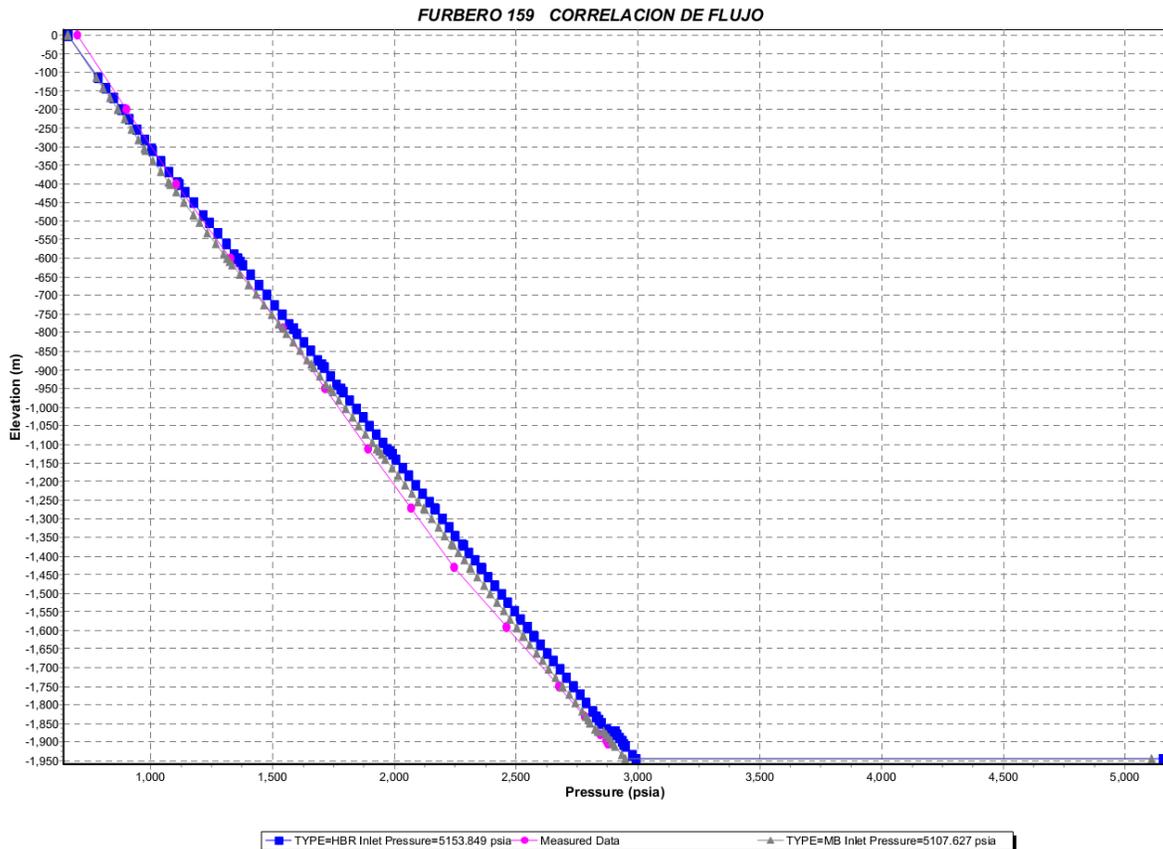


Fig. 4.16 Simulación para obtener la correlación de flujo del pozo Furbero 159

Se simularon varias de las correlaciones, sin embargo en lo que respecta al anterior pozo la correlación que mejor ajusto evidentemente fue la correlación de Mujherjee & Brill.. Lo que descarta la posibilidad de usar deliberadamente cualquier correlación de flujo para hacer un ajuste para determinar el potencial de los pozos del área Furbero, sobre todo si se habla de tener diferentes tipos de fluidos y condiciones de producción.

Basados en las correlaciones de flujo obtenidas anteriormente se simularon las condiciones de flujo de los pozos obteniendo los siguientes resultados.

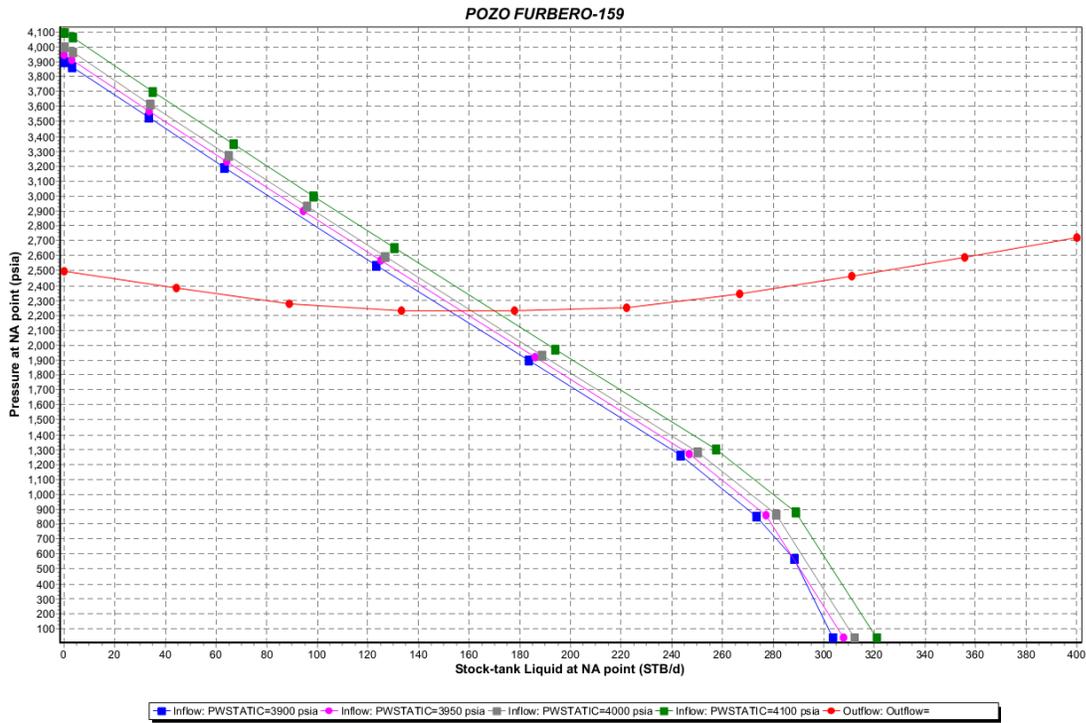


Fig. 4.17 Potencial calculado con diferentes presiones de fondo fluyendo.

La ingeniería de producción consiste en revisar el comportamiento actual de un pozo e inmediatamente seguir con el análisis de tal forma que se busque optimizar la producción aplicando el análisis nodal.⁴¹

El revisar el comportamiento de la producción consiste en reproducir el caudal de producción obtenido durante los posibles aforos del pozo, el perfil de presiones desde el separador hasta el fondo del pozo, utilizando las correlaciones empíricas más apropiadas para determinar las propiedades de los fluidos y las correlaciones de flujo multifásico que reproduzcan aceptablemente las caídas de presión tanto en la línea de flujo como en la tubería de producción. Se debe considerar el cambio de la RGL o el cambio de la presión o energía en el punto donde se requiriera el análisis. Conocida la Pwf se determina el índice de productividad y el comportamiento de afluencia que exhibe la formación productora.

El potencial productor que fue calculado es ejemplificado en las figuras 4.18 y 4.19⁴² las cuales muestran el comportamiento de la mayoría de pozos del área. Los cuales en raras ocasiones sobrepasan el potencial calculado en estos ejemplos. Y quedan casos especiales como el Furbero

159 que fue identificado, evaluado lo más pronto posible y optimizado mediante estrangulador de fondo, el cual mostro un aumento de producción considerable y que sin embargo sólo represento un tiempo muy corto al prolongar su etapa fluvente.

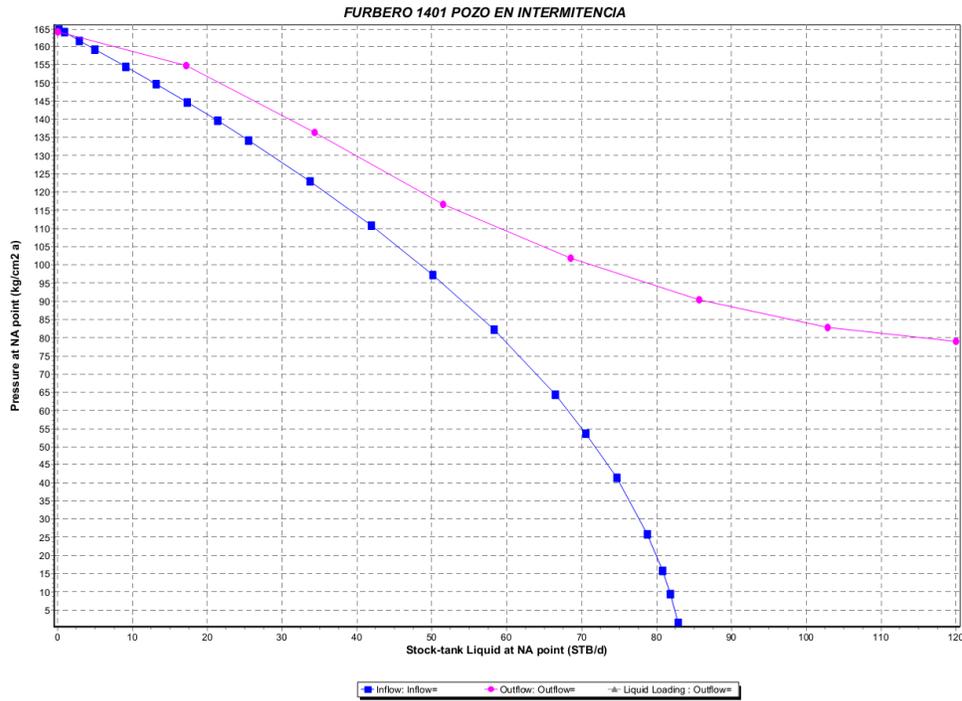


Fig. 4.18 Potencial calculado para un pozo intermitente, Furbero 1401.

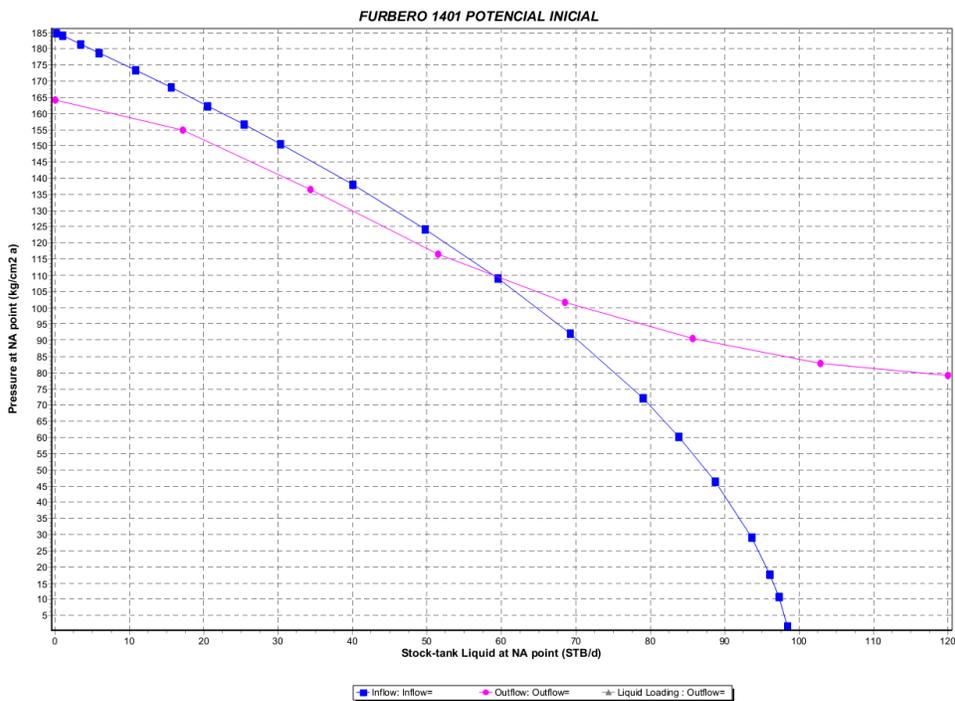


Fig. 4.19 Potencial calculado para el pozo Furbero 1401 en condiciones iniciales.

La optimización mediante la aplicación del análisis nodal Consiste en realizar varios análisis de sensibilidad de las variables más importantes y cuantificar su impacto sobre la producción. Las Variables que mayor impacto tienen sobre la producción son los cuellos de botella del sistema. Las oportunidades de mejoras se deben buscar tanto en variables de “Outflow” o Demanda y en variables del “Inflow” o aporte. Finalmente se selecciona la mejor opción técnico-económica.

Finalmente se debe tener en cuenta las oportunidades que se tiene de incrementar la producción, sin perder de vista que cualquier optimización será en pro de mejorar las condiciones de producción al menor precio y causando el menor impacto negativo a la formación productora.

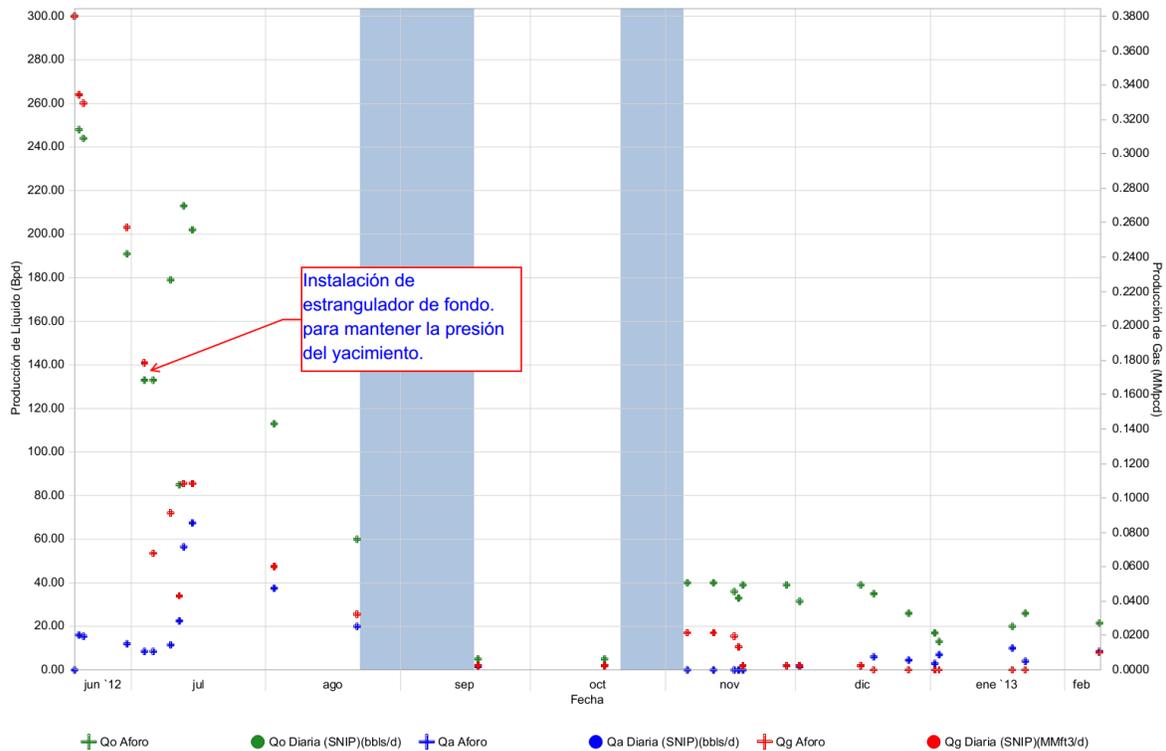


Fig. 4.20 Potencial calculado para el pozo Furbero 1401 en condiciones iniciales.

Sin embargo resaltaré que la producción que se reportó, desde un principio resultó en un daño para la evaluación de la búsqueda de mantener la presión del yacimiento y ayudar a sostener la producción. El desconocimiento de los operadores en campo, deterioró la información de producción, y la falta de seguimiento hizo que se decidiera realizar una conversión a sistema artificial que sin dejar de ser una opción dentro de la estrategia de producción de un pozo no es la más factible económicamente.

La producción del campo muestra la complejidad del yacimiento, esta dificultad de producir los hidrocarburos es una parte que continuará en evaluación por muchos años más y que será trasladada al definir mejor de las múltiples capas de arenas que entrapan los hidrocarburos.

En recientes investigaciones y análisis de muestras de núcleos, se ha llegado a una nueva teoría respecto a las arenas productoras del ATG. Una arena consolidada no posee la capacidad de producción que han mostrado algunos pozos del área, la evidencia es que a través del análisis nodal y del yacimiento se ha visualizado que mediante el fracturamiento inducido de los intervalos

no se tendría la producción que se ha mostrado sin que la formación no tuviera un ligero fracturamiento natural. Es decir que la teoría pasa a ser que son arenas con fracturamiento natural y no la que se tenía de ser arenas totalmente consolidadas.

El mantenimiento de la producción del campo Furbero ha sido posible mediante la implementación de fuertes programas que pretenden atacar los pozos que van cayendo en producción y que se mantendrán cerrados si no se responde a tiempo; a su vez, la estrategia lleva a los analistas a la pronta selección de un sistema artificial y a mejorar los diseños del sistema en función del tipo de hidrocarburo y de las condiciones de producción del pozo. Las fallas en los sistemas también son otro tema que se ataca día a día. La recurrencia de fallas superficiales es alta y va de la mano con la dificultad de producción de los pozos, así como de los factores externos. La cantidad de pozos es basta y se incrementa, de tal forma que la dificultad de un seguimiento puntual también crece al mismo tiempo que el desarrollo del campo.

La experiencia en la optimización de los sistemas se va agudizando en proporción al número de instalaciones de sistemas artificiales y este conocimiento también ha crecido en función de la cantidad de fallas que se van atendiendo, esto ha provocado una buen conocimiento de los pozos que cada vez se atienden más rápido y con mejor eficacia. Hay problemas que se atienden rápidamente según la recurrencia con que fueron identificados, otros tantos siguen siendo parte análisis y se busca verificar su origen para minimizarlos.

CONCLUSIONES

Las diferencias que existen entre los yacimientos convencionales y los no convencionales son muy marcadas. El principal reto de un yacimiento no convencional es encontrar la fórmula correcta para su desarrollo, de tal forma que la producción mantenga un crecimiento decidido y mantenido con metas cortas a mediano plazo. Se debe conseguir que la declinación sea menor para que la producción se incremente en la medida que se distribuya un mayor número de pozos. La administración de un proyecto como Furbero deberá aceptar un razonable retorno de la inversión, y después deberá buscar mejoras en los procesos para incrementar los factores de recuperación y a su vez extender el valor del proyecto.

El área de Furbero corresponde a un yacimiento altamente heterogéneo y requiere de soluciones tecnológicas que se adapten a las condiciones específicas de cada pozo.

Los análisis subsuperficiales son comúnmente limitados o menos sofisticados, no por la falta de herramientas o capacidad de análisis, sino porque la dirección del proyecto demanda un crecimiento rápido y sostenido que condena el desarrollo a una estandarización de diseños masivos y no da paso a proponer estándares de modelos más eficientes que podrían ser insertados en un tiempo estratégico dentro del proyecto. Por lo tanto debería de existir un fortalecimiento a las actividades para el entendimiento del subsuelo. El aprendizaje, estudio e identificación de tecnologías adecuadas, deberán de ser los elementos que gobiernen, antes de una ejecución masiva.

La rentabilidad de Chicontepec presenta una amplia dependencia a la productividad de los pozos, la reducción de costos y una correcta implementación de tecnologías. Se debe considerar que a la fecha se tiene la suficiente información y herramientas para realizar análisis basados en el conocimiento empírico generado respecto a la estadística del comportamiento de los pozos. La productividad de los pozos tiene dos principales vías de estudio, la primera es el **potencial** de cada pozo y que a su vez varía según las condiciones en las que se decidió terminar los intervalos, sin embargo este potencial no es mucho mayor que el promedio según se implementa una mejor tecnología, aunque sí incrementa los costos. La otra vía de evaluación de la productividad es el tiempo en el que se puede recuperar el volumen calculado, esta evaluación también está restringida al límite económico de la producción, de tal forma que no todos los pozos mantienen el mismo ritmo y el mismo tiempo de producción. Hará falta el desarrollo de modelos adecuados al área que puedan ser extrapolados para conocer el límite económico del proyecto, o ayuden a identificar cuáles son las mejores áreas de oportunidad.

Haciendo referencia al estudio de la producción en el área se han identificado las siguientes características:

- El potencial productivo no superará los 80 [bpd] como máximo, en un gran número pozos.
- Los sistemas artificiales para el área de Furbero deberán considerar la operación intermitente para cumplir con algunos de los esquemas de potencial como indicador de gestión.
- La calidad de fluidos producidos impacta en gran medida en el comportamiento de la producción e imposibilita el análisis nodal efectivo de todos los pozos en la búsqueda del mantenimiento de pozos con posibilidad de ser fluyentes por un tiempo razonable.

Con respecto a lo anterior el ingeniero de producción debe participar en el desarrollo del plan de explotación del yacimiento para realizar una adecuada selección del método o métodos de levantamiento en los pozos, acorde con la estrategia de explotación establecida.

Continuar con el esfuerzo de mejorar la productividad de los pozos mediante la instalación de sistemas artificiales adecuados es un eslabón muy fuerte en la cadena de valor de producción y la reducción de costos; cómo también lo son las terminaciones, los fracturamientos y la búsqueda constante de mejores áreas y espesores con buena impregnación de hidrocarburos.

La matriz de preselección de sistemas artificiales es una herramienta que identifica las oportunidades de instalación de un sistema artificial sin embargo no limita su aplicación debido a que la selección final de un sistema estará en función de las condiciones de producción de cada pozo. Para el caso de Furbero la parte económica tiene un peso muy importante al momento de elegir un sistema y sus condiciones de operación.

-
- ¹ Holditch, 2003; Naik, 2006
- ² http://www.repsol.com/imagenes/es_es/no_convencionales_597x540_06_esp_tcm7-607176.swf
- ³ Benotti, Santiago (INFOSUR); Recursos petroleros "no convencionales"; ARGENPRESS
- ⁴ Página oficial de la Secretaría de Energía, publicación del Instituto Mexicano del Petroleo, septiembre 2011
- ⁵ Archie, 1950; Bertrand, 1969; Elf-Aquitaine, 1977; Selley, 1982; Bourbie, et al. 1987
- ⁶ Conferencia: "Tecnologías y Estrategias para un Yacimiento No Convencional, Chicontepec", 25 de enero de 2012
- ⁷ Energy Perspectives, summer 2011 Schlumberger, business consulting
- ⁸ Golan y Whitson, 1991
- ⁹ Kermit brown: The Technology of artificial lift methods
- ¹⁰ Kermit brown: "Fluid Property Options", Technology of Artificial Lift Methods
- ¹¹ McCain Jr. William D, "The Properties of Petroleum Fluids", Second Edition Penn Well Publishing Company Tulsa, Oklahoma
- ¹² Bradley H. B. "Petroleum Engineering Handbook". Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas 1987
- ¹³ Michael Golan / Curtis H. Whitson, "Introduction to Production System", Well Performance, Second Edition
- ¹⁴ Katz, D.L. and Williams, B.: "Reservoir Fluids and Their Behavior," Amer. Soc. Pet. Geologists Bulletin (February 1952) 36, No. 2, 342
- ¹⁵ Brow K. E. and Beggs H. D. "The Technology of Artificial Lift Methods", vol 1. Penn Well Publ. Co., Tulsa, Oklahoma, 1977
- ¹⁶ Standing, B. M.: "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive". J.P.T., November, 1970.
- ¹⁷ Patton, D. et al: "Generalized IPR Curves for Predicting Well Behaviour" Pet Eng. Int. September, 1980.
- ¹⁸ Hirschfeldt, M. C.: "Curso Determinación de Curvas de IPR y Potencial Productivo" OilProduction Consulting & Training.
- ¹⁹ Economides M. J. "Petroleum Production Systems". Prentice- Hall, PTR, 1994
- ²⁰ Shames, H.I.: Mechanics of fluids", McGraw-Hill, 1962
- ²¹ UNAM, "Apuntes de mecánica de fluidos", División Ciencias de la Tierra, Departamento de explotación del petróleo

-
- ²² Craft B. C., Hawkins M. F.: "Undersaturated oil reservoirs" Applied Petroleum Reservoir Engineering, Second Edition.
- ²³ Gómez Cabrera J. A. "Pozos Fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico". Facultad de Ingeniería. U.N.A.M. 1984.
- ²⁴ Garaicochea, P. F.: "Apuntes de comportamiento de yacimientos". Departamento de explotación del petróleo, UNAM, 1985.
- ²⁵ Craft B. C., Hawkins M. F.: "Saturated oil reservoirs" Applied Petroleum Reservoir Engineering, Second Edition.
- ²⁶ Vogel, V. J.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells". J.P.T. January 1968
- ²⁷ Brown, E. K., et. al: "The Technology Artificial Lift Methods". Tomos 3A y 4, Penn Well Publishing Co. Tulsa Oklahoma
- ²⁸ Fetkovich, J. M.: "The Isochronal Testing of Oil Wells". SPE 4529 SPE (AIME)
- ²⁹ Patton, D. et al.: "Generalized IPR Curves for Predicting Well Behavior". Pet Eng. Int. September, 1980.
- ³⁰ Hasan, M.: "Oil Well Performance in the Presence of a Gas Phase". SPE 7782, SPE (AIME), 1979.
- ³¹ Patton, D. et al.: "Generalized IPR Curves for Predicting Well Behavior". Pet Eng. Int. September, 1980.
- ³² Acuña, A. R. y Garaicochea, P. F.: "Diseño de Tuberías de Producción y líneas de Descarga". IMP. Julio, 1975
- ³³ Mach, J.: "Apply Nodal Analysis to Production System". Flopetrol, Well Servicing, 1981
- ³⁴ Patton, D. et al.: "The well Outflow System: Tubing Performance". Pet. Eng. Intl. March, 1981
- ³⁵ Golan, M. and Whitson, C. H. "Rate Decline Analysis", Well performance, Second Edition 1991
- ³⁶ Gonzalez G. M., Avendaño R. J. L.: "Flujo de fluidos en medios porosos", formación Chicontepec, presentación, noviembre 2012
- ³⁷ McCain, W. D., Jr.: The Properties of Petroleum Fluids, 2nd ed, Tulsa, OK, Penn Well Books, 1990
- ³⁸ Análisis PVT Furbero Formacion Brecha del Paleoceno, laboratorio de yacimientos, 2009
- ³⁹ Avances de estudio de yacimiento Campo Furbero, diseño de explotación, junio 2012
- ⁴⁰ Modificado de Blais, por J.E. Chacin U.
- ⁴¹ Maggiolo R. , Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, WorkShop, Perú, 2008