



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“NUEVA ALTERNATIVA DE PRODUCCIÓN CON APOORTE
GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE
YACIMIENTOS MADUROS”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

**MIRANDA VÁZQUEZ MIGUEL
DÍAZ CLIMACO EDUARDO ANTONIO**

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



México D.F. Ciudad Universitaria, Febrero 2013



Resumen

El trabajo que a continuación se desarrolla, comprende los siguientes capítulos:

- 1) Conceptos Generales
- 2) Descripción de los Sistema Artificiales de Producción
- 3) Descripción del Nuevo Sistema con Aporte Gravitacional para la Explotación de Yacimientos Maduros
- 4) Selección de Pozos Candidatos para la Aplicación del Sistema Gravitacional
- 5) Instalación del Sistema Gravitacional en el Pozo FI-123

Los temas antes mencionados, se abordan de forma clara, amplia, y sobre todo con información actualizada. ⁹

En el Capítulo uno, se abarca todo lo referente a las bases generales (Definiciones) para poder comprender el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y dentro del pozo (comportamiento de afluencia), así como las propiedades de los fluidos que podemos encontrar en el yacimiento. Para ello hemos empezado definiendo que es un yacimiento así como la clasificación de estos, los mecanismos naturales de empuje que intervienen para su desplazamiento natural y culminando con el flujo multifásico y el desarrollo de la ecuación general de energía.

El Capítulo dos se desarrolla de forma no muy amplia ya que solo se presenta de forma teórica los distintos sistemas artificiales de producción más comunes en la industria petrolera, su principio de operación, el equipo que lo compone (superficial y sub-superficial), el rango de aplicación así como sus ventajas y desventajas no aunando mucho en ejercicios teóricos ni en el diseño de operación de cada uno de los sistemas artificiales de producción.

En el Capítulo tres se aborda lo referente a la descripción del Nuevo Sistema con Aporte Gravitacional aplicado a BN y BM similar al Capítulo dos en donde se describe el principio de operación, los componentes que lo integran (superficial y sub-superficial), así como también el software Gravsims utilizado para simular las diferentes condiciones de operación que se pueden presentar en el campo y los fundamentos teóricos bajo los cuales fue diseñado el Software.

En el Capítulo cuatro se describen los parámetros y la información necesaria (estado mecánico del pozo, historial de producción, propiedades de los fluidos, etc.) a considerar para la selección de los pozos candidatos con sus respectivas simulaciones con el software Gravsims, el cual nos proporciono datos de operación del sistema los cuales se analizaron y posteriormente se procedió a la selección del mejor pozo candidato (pozo FI-123). Otro de los puntos que se desarrollo en este Capítulo es el de la determinación del IP, por medio de un ecómetro debido a que el sistema es aplicado a pozos no fluyentes.

El Capitulo cinco se describe de manera amplia la instalación del sistema en el Pozo seleccionado (FI-123), así como el estado mecánico actual y anterior a la instalación del sistema. También se menciona el programa operativo para la instalación y el monitoreo cuando ya es puesto en operación el sistema, así como la descripción de los resultados obtenidos con la implementación sistema gravitacional.

Por último se describe una breve conclusión del sistema y se dan ciertas recomendaciones para antes y después de la implementación del sistema gravitacional esto con el objetivo de hacer más eficiente el sistema, generando mayores utilidades en la explotación del yacimiento.



Summary

The work is developed then, comprises the following chapters:

- 1) General Concepts
- 2) Description of Artificial Production System
- 3) Description of the new system with Gravitational Contribution for the Exploitation of mature fields
- 4) Selection of candidate wells for Gravitational System Application
- 5) Gravitational System Installation in Well FI-123

The above issues are addressed in a clear, comprehensive, and above all with updated information. 9

In chapter one, it encompasses everything about the general rules (Definitions) to understand the behavior of fluids in the reservoir and into the well (flow behavior), and the fluid properties to be found in the reservoir. So we've begun defining who is a deposit and the classification of these, the natural mechanisms involved thrust his natural movement and culminating with multiphase flow and development of the overall energy equation.

Chapter two develops not very wide as it is presented only theoretically different artificial production systems common in the oil industry, its principle of operation, the team that made (surface and subsurface), the application range and their advantages and disadvantages in not much theoretical exercises combining the design or operation of each of the artificial production systems.

Chapter three deals with regard to the description of the new system applied to Gravitational Contribution BM BN and similar to Chapter Two which describes the operating principle, the components that comprise it (surface and subsurface) and Gravsims software also used to simulate different operating conditions that may occur in the field and the theoretical foundations upon which the Software was designed.

Chapter four describes the parameters and the necessary information (mechanical condition of the well, production history, fluid properties, etc..) To be considered for the selection of candidate wells with their Gravsims software simulations, which provided us with system operating data which are analyzed and then proceeded to select the best candidate well (well FI-123). Another point that was developed in this chapter is the IP determining, through an echo because the system is applied to non-flowing wells.

Chapter five broadly describes the installation of the system in the selected well (FI-123), and the current mechanical condition prior to the installation of the system. It also mentions the operational program for installation and monitoring when it is put into operation the system, and a description of the results obtained with the implementation gravitational system.

The paper describes a brief conclusion of the system and give some recommendations for before and after implementation of this gravitational system in order to streamline the system, generating higher profits in the exploitation of the deposit.

**NUEVA ALTERNATIVA DE PRODUCCIÓN CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA
EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



NUEVA ALTERNATIVA DE PRODUCCIÓN CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN _____ (Pág.1)

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS BÁSICOS _____ (Pág.3)

1.1 Definición de Yacimiento _____ (Pág. 3)

1.1.1 Yacimientos Convencionales.....(Pág.3)

1.1.2 Yacimientos no Convencionales.....(Pág.4)

1.1.2.1 Shale Gas.....(Pág.4)

1.1.2.2 Tight Sands.....(Pág.4)

1.1.2.3 Shale Oil.....(Pág.5)

1.1.2.4 Heavy Oil.....(Pág.5)

1.1.2.5 Coal Bed Methane.....(Pág.5)

1.1.2.6 Gas Hydrates.....(Pág.5)

1.1.3 Yacimientos Maduros.....(Pág.6)

1.1.3.1 Yacimientos Maduros en México.....(Pág.6)

1.2 Clasificación de Yacimientos _____ (Pág.6)

1.2.1 Yacimientos de Aceite Negro.....(Pág.7)

1.2.2 Yacimientos de Aceite Volátil(Pág.8)

1.2.3 Yacimientos de Gas y Condensado.....(Pág.9)

1.2.4 Yacimientos de Gas Húmedo.....(Pág.9)

1.2.5 Yacimientos de Gas Seco.....(Pág.10)

1.3 Mecanismos de Empuje _____ (Pág.11)

1.3.1 Expansión de la Roca y los Fluidos.....(Pág.11)

1.3.2 Empuje por Gas Disuelto Liberado.....(Pág.11)

1.3.3 Empuje por Casquete de Gas.....(Pág.12)

1.3.4 Empuje por Entrada de Agua.....(Pág.13)

1.3.5 Desplazamiento por Segregación Gravitacional.....(Pág.13)

1.3.6 Empujes Combinados.....(Pág.14)

1.4 Propiedades de la Formación _____ (Pág.14)

1.4.1 **Porosidad**.....(Pág.14)

1.4.1.1 Porosidad Primaria.....(Pág.15)

1.4.1.2 Porosidad Secundaria.....(Pág.15)

1.4.1.3 Porosidad Absoluta.....(Pág.15)

1.4.1.4 Porosidad Efectiva.....(Pág.15)

**NUEVA ALTERNATIVA DE PRODUCCIÓN CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA
EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



1.4.2	Permeabilidad	(Pág.15)
1.4.2.1	Permeabilidad Absoluta.....	(Pág.16)
1.4.2.2	Permeabilidad Efectiva.....	(Pág.16)
1.4.2.3	Permeabilidad Relativa.....	(Pág.16)
1.4.3	Saturación	(Pág.17)
1.4.3.1	Saturación Inicial.....	(Pág.18)
1.4.3.2	Saturación Residual.....	(Pág.18)
1.4.3.3	Saturación Crítica.....	(Pág.18)
1.4.4	Mojabilidad.....	(Pág.18)
1.5	Propiedades Físicoquímicas de los Fluidos del Yacimiento _____	(Pág.19)
1.5.1	Propiedades físicoquímicas del Gas.....	(Pág.19)
1.5.1.1	Densidad Relativa del Gas,	



- 1.7.5 Separador.....(Pág.33)
- 1.7.6 Tanques de Almacenamiento.....(Pág.33)

1.8 Comportamiento de Afluencia en Pozos de Aceite_____ (Pág.34)

- 1.8.1 Ecuación de Afluencia.....(Pág.35)
- 1.8.2 Geometrías de Flujo.....(Pág.36)
- 1.8.3 Flujo Radial.....(Pág.37)
 - 1.8.3.1. Para Flujo de Aceite.....(Pág.38)
- 1.8.4 Comportamiento de Afluencia en Pozos de Aceite Bajosaturado(Pág.38)
 - 1.8.4.1 Índice de Productividad.....(Pág.38)
 - 1.8.4.2 Eficiencia de Flujo.....(Pág.39)
- 1.8.6 Comportamiento de Afluencia en Pozos de Aceite Saturado.....(Pág.40)
 - 1.8.5.1 Curvas de IPR.....(Pág.41)
 - 1.8.5.2 Método de Vogel.....(Pág.42)

1.9 Flujo Multifásico en Pozos_____ (Pág. 44)

- 1.9.1 Colgamiento.....(Pág.44)
- 1.9.2 Resbalamiento.....(Pág.44)
- 1.9.3 Velocidad Superficial.....(Pág.44)
- 1.9.4 Flujo Multifásico Vertical.....(Pág.45)
- 1.9.5 Patrones o regímenes de Flujo en Tuberías Vertical.....(Pág.45)
 - 1.9.5.1 Flujo Burbuja.....(Pág.45)
 - 1.9.5.2 Flujo Transición.....(Pág.45)
 - 1.9.5.3 Flujo Bache.....(Pág.45)
 - 1.9.5.4 Flujo Niebla.....(Pág.46)

1.10 Ecuación General de Energía_____ (Pág.46)

- 1.9.6 Flujo Multifásico Vertical.....(Pág.49)
- 1.9.7 Flujo Multifásico Horizontal.....(Pág.50)

CAPÍTULO II

DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN_____ (Pág.51)

2.1. Bombeo Neumático_____ (Pág.51)

- 2.1.1 Tipos de Bombeo Neumático.....(Pág.51)
- 2.1.2 Principio de Operación.....(Pág.52)
 - 2.1.2.1 Principio de Operación de las Válvulas de BN.....(Pág.53)
- 2.1.3 Componentes del Sistema.....(Pág.53)
 - 2.1.3.1 Equipo Superficial.....(Pág.54)
 - 2.1.3.2 Equipo Subsuperficial.....(Pág.57)
- 2.1.4 Rango de Aplicación.....(Pág.60)
- 2.1.5 Ventajas y Desventajas.....(Pág.60)

**NUEVA ALTERNATIVA DE PRODUCCIÓN CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA
EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



2.2 Bombeo Mecánico	(Pág.61)
2.2.1 Tipos de Unidades de Bombeo Mecánico.....	(Pág.61)
2.2.2 Principio de Operación.....	(Pág.63)
2.2.2.1 Ciclo de Bombeo.....	(Pág.64)
2.2.3 Componentes del Sistema.....	(Pág.64)
2.2.3.1 Equipo Superficial.....	(Pág.65)
2.2.3.2 Equipo Subsuperficial.....	(Pág.66)
2.2.4 Rango de Aplicación.....	(Pág.67)
2.2.5 Ventajas y Desventajas.....	(Pág.68)
2.3 Bombeo Electrocentrífugo	(Pág.68)
2.3.1 Principio de Operación.....	(Pág.68)
2.3.2 Componentes del Sistema de Bombeo Electocentrífugo Sumergido.....	(Pág.68)
2.3.2.1 Equipo Superficial.....	(Pág.69)
2.3.2.2 Equipo Subsuperficiales.....	(Pág.70)
2.3.3 Rango de Aplicación.....	(Pág.72)
2.3.4 Ventajas y Desventajas.....	(Pág.72)
2.4 Bombeo Rotatorio de Cavidad Progresiva	(Pág.73)
2.4.1 Principio de Operación.....	(Pág.73)
2.4.2 Componentes del Sistema	(Pág.73)
2.4.2.1 Equipo Superficial.....	(Pág.74)
2.4.2.2 Equipo Subsuperficial.....	(Pág.75)
2.4.3 Rangos de Aplicación.....	(Pág.76)
2.4.4 Ventajas y Desventajas	(Pág.76)
2.5 Bombeo Hidráulico	(Pág.77)
2.5.1 Tipos de Bombeo Hidráulico.....	(Pág.77)
2.5.2 Principio de Operación.....	(Pág.78)
2.5.3 Componentes del Sistema.....	(Pág.78)
2.5.3.1 Equipo superficial.....	(Pág.79)
2.5.3.2 Equipo Subsuperficial.....	(Pág.79)
2.5.3.3 Equipo Subsuperficial BH Tipo Pistón.....	(Pág.79)
2.5.3.4 Equipo subsuperficial del BH Tipo Jet.....	(Pág.80)
2.5.4 Rango de Aplicación.....	(Pág.80)
2.5.5 Ventajas y Desventajas.....	(Pág.81)

CAPÍTULO III

NUEVA ALTERNATIVA DE PRODUCCIÓN CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS



DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APOORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS_____ (Pág.83)

3.1 Principio de Operación_____ (Pág.83)

- 3.1.1 Principio de Operación del Sistema con Embolo Viajero.....(Pág.83)
- 3.1.2 Principio de Operación del Sistema con Bombeo Mecánico.....(Pág.86)
 - 3.1.2.1 Principio de Operación del Compresor de Gas para UBM..(Pág.87)

3.2 Componentes del Sistema_____ (Pág.88)

- 3.2.1 Componentes del Sistema con Embolo Viajero.....(Pág.88)
- 3.2.2 Componentes del Sistema con Bombeo Mecánico.....(Pág.91)

3.3 Software de simulación "GRAVSIM"_____ (Pág.93)

- 3.3.1 Datos de Entrada.....(Pág.94)
- 3.3.2 Resultados Obtenidos.....(Pág.96)
- 3.3.3 Fundamentos Teóricos del Software "GRAVSIM"(Pág.97)

CAPÍTULO IV

SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL_____ (Pág.108)

4.1 Análisis de información_____ (Pág.108)

- 4.1.1 Datos del Estado Mecánico.....(Pág.110)
- 4.1.2 Historial de Producción.....(Pág.110)
- 4.1.3 Propiedades de los Fluidos Producidos.....(Pág.111)

4.2 Toma de información en el Pozo con Ecómetro_____ (Pág.112)

- 4.2.1 Ecómetro.....(Pág.112)
 - 4.2.1.1 Principio de Operación del Ecómetro.....(Pág.113)
 - 4.2.1.2 Partes del Ecómetro.....(Pág.113)
- 4.2.2 Determinar el IP en Pozos no Fluientes (Pozos sin Presión Manométrica en la Boca).....(Pág.115)
 - 4.2.2.1 Cálculo del Gasto de Aceite (Qo).....(Pág.115)
 - 4.2.2.2 Cálculo de la Presión de Fondo.....(Pág.116)
- 4.2.3 Determinación del (IP) en Pozos no Fluientes (Pozos que tienen presión manométrica en la boca).....(Pág.117)
 - 4.2.3.1 Cálculo de la Presión de Fondo.....(Pág.117)

4.3 Simulación de Pozos con Software "GRAVSIM"_____ (Pág.120)

- 4.3.1 Resultados de la simulación Pozo FI-101.....(Pág.120)
 - 4.3.1.1 Análisis de los Resultados.....(Pág.120)



4.3.2	Resultados de la Simulación Pozo FI-102.....	(Pág.121)	
4.3.2.1	Análisis de los Resultados.....	(Pág.121)	
4.3.3	Resultados de la Simulación Pozo FI-106.....	(Pág.122)	
4.3.3.1	Análisis de los Resultados.....	(Pág.122)	
4.3.4	Resultados de la Simulación Pozo FI-123.....	(Pág.123)	
4.3.4.1	Análisis de los Resultados.....	(Pág.123)	
4.3.5	Resultados de la Simulación Pozo FI-162.....	(Pág.124)	
4.3.5.1	Análisis de los Resultados	(Pág.124)	
4.3.6	Resultados de la Simulación Pozo FI-188.....	(Pág.125)	
4.3.6.1	Análisis de los Resultados.....	(Pág.125)	
4.3.7	Resultados de la Simulación Pozo FI-198.....	(Pág.126)	
4.3.7.1	Análisis de los Resultados.....	(Pág.126)	
4.4	Selección del Pozo Candidato	(Pág.127)	
4.4.1	Información del Pozo Candidato.....	(Pág.127)	
 CAPÍTULO V INSTALACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL EN EL POZO FI-1			
5.1	Componentes Previos	(Pág.129)	
5.2	Mediciones Previas	(Pág.130)	
5.3	Componentes Finales	(Pág.132)	
5.3.1	Equipo de Automatización y control para pozo FI-123.....	(Pág.132)	
5.3.1.2	Características.....	(Pág.132)	
5.3.1.3	Operación.....	(Pág.134)	
5.4	Programa Operativo de Instalación	(Pág.135)	
5.5.	Operación del Sistema Gravitacional	(Pág.136)	
5.6.	Resultados Obtenidos	(Página 137)	
5.7.	Análisis de Resultados	(Página 138)	
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES			(Pág.139)
6.1.	Conclusiones	(Pág.139)	
6.2.	Recomendaciones	(Pág.139)	
 BIBLIOGRAFÍA			(Pág.140)



1.1 Definición de Yacimiento

Un Yacimiento Petrolero es la porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Este está confinado por límites geológicos, así también por límites de fluidos. Los hidrocarburos y el agua congénita ocupan los poros que están a presión y temperatura elevada, como consecuencia de la profundidad a la que se encuentra localizado el yacimiento.

1.1.1 Yacimientos Convencionales

Los Yacimientos Convencionales son los tipos de yacimientos que históricamente se han venido explotando con relativa facilidad en todo el mundo y en los cuales se tiene una amplia experiencia. Los Yacimientos Convencionales se encuentran en dos tipos de roca almacenadora que son terrígenas o calcáreas.



Los yacimientos convencionales se encuentran geológicamente confinados en trampas estructurales, estratigráficas, trampas originadas por procesos diagenéticos o mixtas, tales como:

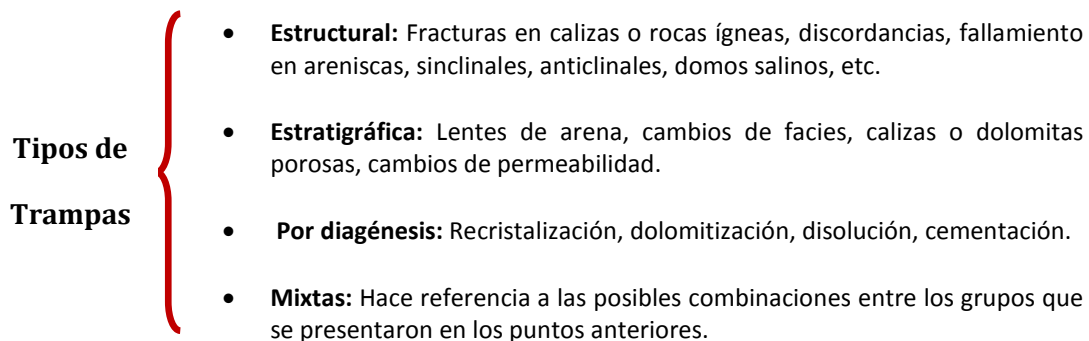




Fig.1.1a - Tipos de trampas estratigráficas, estructurales, por diagénesis y mixtas.

Los yacimientos convencionales pueden ser de Aceite Negro, Aceite Volátil, Gas Seco, Gas Húmedo y Gas y Condensados.

1.1.2 Yacimientos No Convencionales

Los Yacimientos No Convencionales son aquellos tipos de Yacimientos de Hidrocarburos en cuya explotación no se tiene amplia experiencia, por lo cual exigen mayores requerimientos de investigación y desarrollo tecnológico, haciendo su explotación más costosa y compleja que la de los yacimientos convencionales. El tipo de roca almacenadora, el tipo de trampa o el tipo de hidrocarburo almacenado no corresponden a los tipos convencionales. Los principales Yacimientos No Convencionales de hidrocarburos son:

1.1.2.1 Shale Gas

Los yacimientos de *shale gas* se pueden describir como gas natural que se encuentra alojado en lutitas, limo y arcilla, integrados por minerales como illita, caolinita y esmectita, cuarzo y feldespato. Las lutitas de color negro son las que contienen mayor porcentaje de materia orgánica y pueden contener gas o petróleo. Su estructura se caracteriza por una laminación muy fina. Sus poros son muy pequeños y su permeabilidad muy baja, por lo que los fluidos (agua, gas y petróleo) no se mueven con facilidad dentro de la roca. El gas se encuentra almacenado dentro de las lutitas, en fracturas naturales que desarrollan, dentro del sistema microporoso, o bien adsorbido en la materia orgánica.

1.1.2.2 Tight Gas

Es el gas existente en arenas de baja permeabilidad (inferior a 0.1 mD) suele estar en rocas de buen espesor, que han perdido permeabilidad por la compactación, cementación, recristalización y



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

cambios químicos durante el tiempo transcurrido desde su depositación. Los granos son finos, lo cual imprime una muy pobre permeabilidad, con los poros rellenos de carbonatos o cementantes silicatos precipitados del agua del yacimiento. Encierran altos volúmenes de gas natural y suelen experimentar una tasa de declinación alta durante su producción inicial, aunque luego se estabiliza.

1.1.2.3 Shale Oil

Su origen es similar al del petróleo, o sea, a partir de sedimentos finos y detritos orgánicos depositados en diferentes tipos de ambientes sedimentarios, y luego sometidos en tiempos geológicos a presión y temperatura, aunque no lo suficiente como para generar hidrocarburos líquidos. Es el crudo producido de las formaciones de baja permeabilidad. Se trata de una roca sedimentaria que contiene cantidades significativas de material orgánico bituminoso sólido, querógeno, que al ser calentado, liberado por el proceso químico de pirólisis es petróleo. Hasta un tercio de la roca pueden ser querógenos sólidos.

1.1.2.4 Heavy Oil

El petróleo pesado, el extra pesado y los bitúmenes son recursos no convencionales (gravedad API menor de 20) caracterizados por una alta viscosidad y alta densidad que les impide fluir a temperatura ambiente. Suelen hallarse en yacimientos no muy profundos. Su generación es igual que la del petróleo convencional, pero la presencia de sellos pobres o la falta de estos determinaron su degradación. En general, han migrado a zonas más someras o superficiales donde fueron degradados por bacterias y/o por meteorización, los hidrocarburos más livianos escaparon y dejaron los componentes más pesados. Son deficientes en hidrógeno y poseen contenido alto en carbón, azufre y metales pesados. En muchos casos, las formaciones en los que están almacenados (arenas, carbonatos) tienen excelentes propiedades como rocas almacenadoras: altas porosidades (en ocasiones de hasta 40-45%, carbonatos) y permeabilidades, y grandes espesores. En este caso, lo que los convierte en no convencionales es su alta viscosidad y el asociado proceso adicional, de alta inversión, para volverlos adecuados para su producción y tratamiento en una refinería normal.

1.1.2.5 Coal Bed Methane

Se trata de metano adsorbido sobre carbón. El metano es el principal componente del gas y, una vez más, se le da un uso convencional, pero es la producción la parte no convencional. Se genera por un proceso biológico (acción de microbios) o térmico (al aumentar por enterramiento la temperatura de los sedimentos que terminaron en carbón). A veces el carbón está saturado de agua, y el metano, adsorbido en el carbón por la presión del agua. Puesto que el Coal Bed Methane está adsorbido es necesario bajar la presión del agua para producirlo, y esto implica que el pozo produzca sólo agua por periodos de hasta dos años antes de producir gas.

1.1.2.6 Gas Hydrates

Los hidratos de gas o gas hydrates, combinación de gas natural (principalmente gas metano de origen biogénico producido a partir de la descomposición de materia orgánica) y agua, cuya existencia ocurre a muy bajas temperaturas y altas presiones (pozos en aguas profundas y regiones polares), y también representan recursos de gas natural muy grandes a nivel mundial, aunque todavía no hay tecnologías seguras para explotarlos.



1.1.3 Yacimientos Maduros

Los Yacimientos Maduros son acumulaciones de petróleo o de gas que han sido explotados durante largos periodos de tiempo y que han llegado a una etapa de declinación de la producción. En estos Yacimientos se busca extender su vida productiva económicamente rentable, con tecnologías de bajo riesgo y mejorar los índices de costo-eficiencia.

A nivel internacional estos campos adquieren gran relevancia, estos campos a nivel mundial contienen la mitad de las reservas de crudo y contribuyen con más del 48% de la producción petrolera del mundo.

La revitalización de campos maduros abarca varios objetivos, sobre todo la maximización de la producción y reducir al mínimo los gastos de capital, la reducción de la velocidad de declinación y minimizar el gasto de operación.

Las tecnologías clave en la revitalización de campos maduros usadas en la actualidad son la simulación de Yacimientos, las técnicas de caracterización avanzada (por ejemplo, la medición de sísmica 3D, tomografía, y técnicas de visualización), el monitoreo permanente en el fondo de los pozos, la perforación horizontal y multilateral, la mejora de técnicas de producción (por ejemplo recuperación secundaria y terciaria), mejoras en la perforación y los métodos de estimulación, las nuevas técnicas de fracturamiento y tecnologías de terminaciones inteligentes, técnicas avanzadas de registro, y la optimización de los sistemas artificiales de producción.

1.1.3.1 Yacimientos Maduros en México

México tiene un importante potencial en materia de campos maduros. Petróleos Mexicanos ha identificado a la fecha alrededor de 40 campos maduros en la Región Sur con 420 mmbpce. Estos campos se han caracterizado considerando años de producción, contribución a la producción actual, y pico de producción. Para realizar esta caracterización Pemex evaluó distintos campos petroleros tomando en cuenta criterios tales como el valor económico, las reservas, la disponibilidad y calidad de información técnica y las localizaciones a perforar de cada uno de los campos.

Dadas las características y oportunidades que presentan los campos maduros, Petróleos Mexicanos convino iniciar la implementación de los primeros Contratos Integrales en tres áreas de campos maduros en la región sur, Magallanes, Santuario y Carrizo con una superficie total aproximada de 312 km², una reserva total (3P) de 207 mmbpce y una producción actual es de 14 mbd.

En la Región Norte, se seleccionaron seis áreas para seis contratos integrales, cuatro de ellas en tierra (Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca) y dos áreas marinas (Arenque y Atún). Estas áreas representan importantes oportunidades para el desarrollo y producción con una reserva 3P de 224 mmbpce y un volumen prospectivo de 1,672 mmbpce. La explotación de estos campos, involucra retos tecnológicos y operativos.

1.2 Clasificación de los Yacimientos

Los sistemas de hidrocarburos encontrados en los yacimientos petroleros exhiben un comportamiento de fases múltiples dentro de un amplio rango de presiones y temperaturas. Las



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS



fases más importantes que se presentan en los yacimientos petroleros son la fase líquida (aceites crudos o condensados) y la fase gas (gas natural).

Las condiciones bajo las cuales estas fases existen son de suma importancia en el estudio de la explotación de los yacimientos, permitiendo conocer el comportamiento del yacimiento y mejorar las prácticas de producción y manejo de los fluidos en superficie y optimizar la recuperación de los hidrocarburos. El comportamiento de un fluido en un yacimiento a lo largo del período de explotación se determina por la forma de su diagrama de fase y la posición de su punto crítico.

Así, tomando en cuenta las características de los fluidos producidos, se tienen los siguientes yacimientos:

1.2.1 Yacimiento de Aceite Negro

Producen un líquido negro o verde-negruczo, con una densidad relativa mayor de 0.8 y una relación gas aceite instantánea menor o igual a $1000 \text{ ft}^3/\text{STB}$. Los aceites negros están formados por una variedad de componentes químicos que incluyen moléculas largas, pesadas y no volátiles el contenido de $C7+$ es mayor o igual a 30%. Las temperaturas del yacimiento son menores de $250 \text{ }^\circ\text{F}$. La densidad del aceite decrece lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente.

El diagrama de fase más común de un aceite negro se presenta en la **Fig.1.2a** mostrando una línea isotérmica para una reducción en la presión del yacimiento y a condiciones superficiales de separación. Este diagrama de fase cubre un rango amplio de temperaturas.

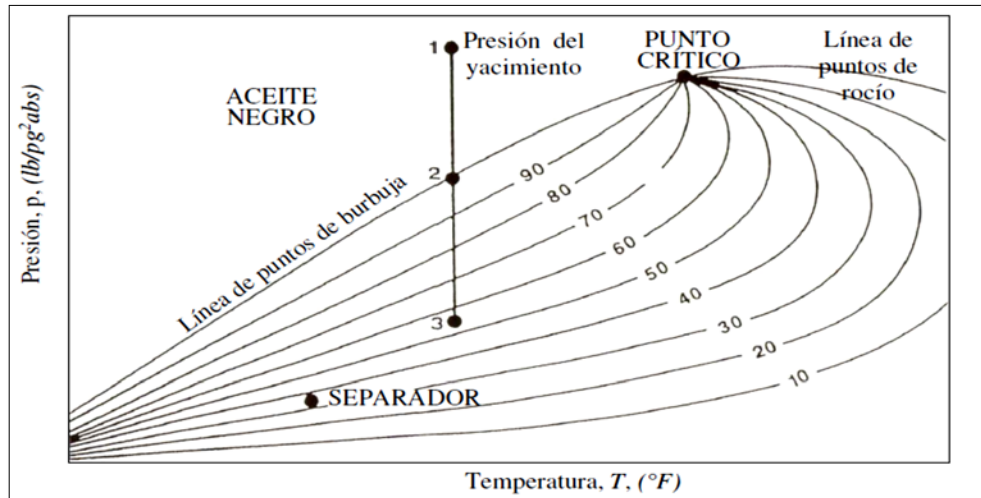


Fig. 1.2a – Diagrama de fase de P vs T, para un yacimiento de aceite negro a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento, presentada a condiciones superficiales del separador.

En éste yacimiento los fluidos están en una fase denominada líquida ya que la temperatura a la que se presentan es menor que la crítica. Además la presión inicial sobrepasa a la presión de 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 (1-2), punto en el cual se inicia la liberación de gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbuja.



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS



Cuando la presión en el yacimiento se localiza sobre el punto (2) de la línea vertical (1-2-3), el aceite se encuentra en el punto de burbuja y se denomina aceite saturado, es decir, el aceite en el yacimiento contiene demasiado gas disuelto más del que puede disolver. Una caída en la presión del yacimiento liberará gas formando una fase de gas libre en el yacimiento. Conforme se explota el yacimiento a condiciones normales, la presión declina a lo largo de la línea (2-3) liberando gas adicional en el yacimiento. 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.

1.2.2 Yacimiento de Aceite Volátil

Producen un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.8 y con una relación gas aceite instantánea $< 8000 \text{ ft}^3/\text{STB}$. Los aceites volátiles contienen, pocas moléculas pesadas y mayor cantidad de moléculas intermedias (etano, propano, butanos, pentanos y hexanos) y generalmente se define como gas condensado (retrógrado). El gas obtenido en aceites volátiles libera una gran cantidad de líquido conforme se mueve hacia la superficie a través de las tuberías de producción. Aproximadamente, la mitad del líquido que se obtiene de la producción en el tanque de almacenamiento a lo largo de la vida de explotación del yacimiento, se extrae del gas que entra de la zona productora hacia el pozo.

La **Fig. 1.2b** presenta un diagrama común de comportamiento de fase para un aceite volátil conteniendo una línea isotérmica al reducir la presión del yacimiento y a condiciones del separador en superficie.

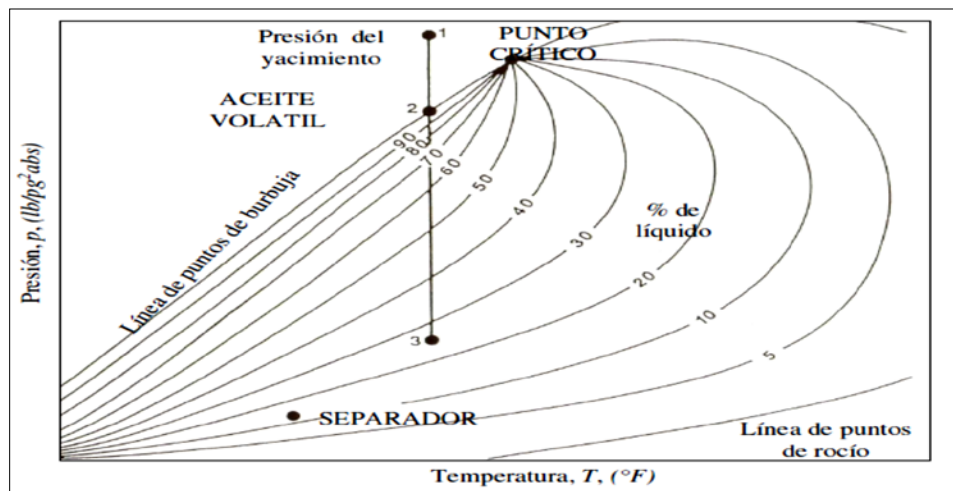


Fig. 1.2b – Diagrama de fase de P vs T, para un yacimiento de aceite volátil a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento y presentada a condiciones superficiales del separador.

La temperatura crítica, T_c , es muy cercana a la temperatura del yacimiento, T_y , las curvas de calidad para el porcentaje del líquido (iso-volúmenes) se encuentran regularmente espaciadas, encontrándose más dentro del diagrama de fase, sin embargo, éstas se encuentran más espaciadas regularmente conforme se acercan hacia arriba a lo largo de la línea de puntos de burbuja.



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS



La línea vertical (1-2-3) muestra a temperatura constante la trayectoria que se obtendría en el yacimiento, provocada por una reducción en la presión del yacimiento originada por la explotación de los fluidos. Una reducción pequeña en la presión por debajo del punto de burbuja (2) provoca la liberación de una significativa cantidad de gas en el yacimiento.

1.2.3 Yacimiento de Gas y Condensado

Producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.78 y con relaciones gas aceite instantánea que varían de 70,000 a 100,000 $\text{ft}^3_{\text{g}}/\text{STB}$. Inicialmente, a condiciones de yacimiento el fluido se encuentra en estado gaseoso y presenta un comportamiento retrógrado.

La **Fig. 1.2c** presenta un diagrama común de un gas y condensado (gas retrógrado) con una línea vertical isotérmica (1-2-3) al reducir la presión del yacimiento y a condiciones del separador en la superficie.

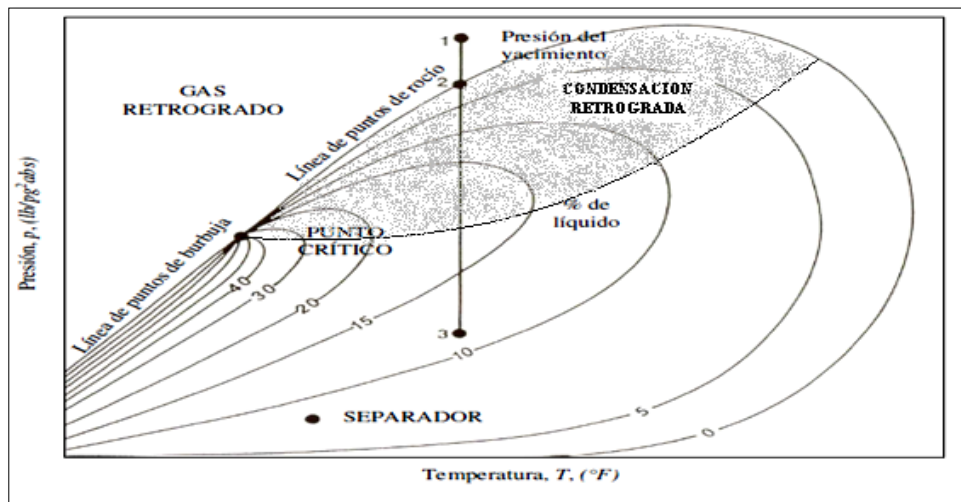


Fig. 1.2c – Diagrama de fase de P vs T, para un yacimiento de gas retrógrado a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento y presentada a condiciones superficiales del separador.

En este yacimiento los fluidos estarán en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura excede la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción (1-2), 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. En este tipo de Yacimiento su temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma. Siguiendo la trayectoria de la línea vertical (1-2-3) en el yacimiento sobre el diagrama de la **Fig. 1.2c**, se observa que en algún punto a presión baja el líquido (condensado) en el yacimiento inicia a revaporizarse (obsérvense las líneas de calidad de 15 y 10% de líquido).

1.2.4 Yacimiento de Gas Húmedo

En este tipo de yacimientos, el líquido que se obtiene a condiciones superficiales se denomina condensado y al gas del yacimiento, algunas veces, se le conoce como gas y condensado. Producen un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.74 y con relaciones gas aceite es >



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

15,000 ft³_g/STB. La palabra húmedo en gases húmedos se refiere al líquido hidrocarburo que se condensa a condiciones de superficie. En realidad, los yacimientos de gas se encuentran normalmente saturados con agua.

La **Fig. 1.2d** muestra un ejemplo común de un diagrama de fase de presión-temperatura, en donde se observa una línea isotérmica de reducción de presión (líneas 1-2) y un separador superficial (3).

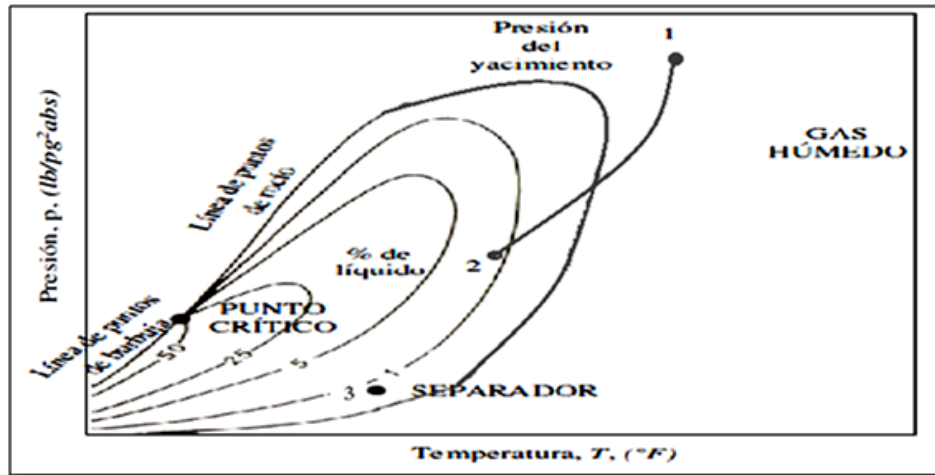


Fig. 1.2d – Diagrama de fase de P vs T, para un yacimiento de gas húmedo volátil a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento y presentada a condiciones superficiales del separador.

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. Sin embargo, en algunos yacimientos se ha determinado que se forma algo de líquido a condiciones de yacimiento, por lo que la trayectoria de la caída de presión isotérmica en el yacimiento (línea 1-2) si entra a la envolvente de fases. 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.

1.2.5 Yacimientos de Gas Seco

La palabra seco indica que el gas no contiene suficientes moléculas de hidrocarburos pesados para formar hidrocarburos líquidos a las condiciones de presión y temperatura de superficie. Sin embargo, comúnmente se condensa algo de agua en la superficie. Producen un líquido ligero; transparente (si lo hay). La **Fig. 1.2e** representa un diagrama común de presión-temperatura para un gas seco observando una línea vertical de caída de presión isotérmica (líneas 1-2) y a condiciones de separador.

El gas seco está formado por metano con algunos componentes intermedios. A condiciones de presión y temperatura del yacimiento, la mezcla de hidrocarburos sólo se encuentra presente en la fase gas. De igual manera, a las condiciones de separación en la superficie, teóricamente solo se obtiene gas. Esto implica que las trayectorias de producción tanto a condiciones de yacimiento (líneas 1-2) como de superficie (separador) no cruzan la envolvente de fases. Por lo tanto, no se forma líquido (condensado) tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie. Sin



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS



embargo, se observa que en algunos yacimientos de gas seco se forma una cantidad insignificante de condensado a condiciones de superficie.

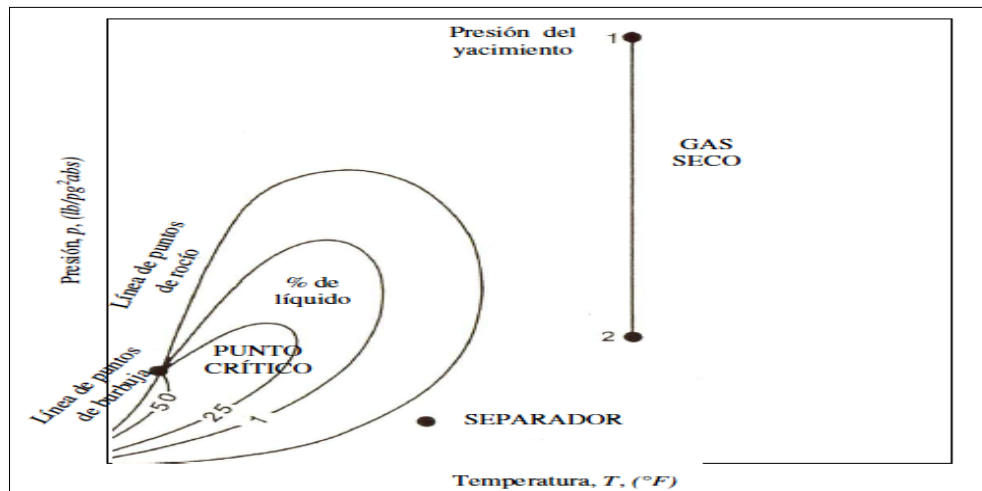


Fig. 1.2e – Diagrama de fase de P vs T, para un yacimiento de gas seco a una temperatura constante muy reducción de la presión del yacimiento y presentada a condiciones superficiales del separador.

1.3 Mecanismos de Empuje

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se experimenta solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, si no es expulsado mediante un proceso de desplazamiento.

Los Mecanismos de Empuje son:

1.3.1 Expansión de la Roca y los Fluidos

Este mecanismo de empuje presenta un mayor aporte en los yacimientos bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema roca-fluido. El aceite, agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en que se alcanza la presión de saturación. La relación gas aceite producida (RGA) permanece, por lo tanto, constante durante esta etapa de explotación, e igual a R_s . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad del aceite. El factor de volumen del aceite aumenta también en forma muy ligera.

1.3.2 Empuje de Gas Disuelto Liberado

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al mecanismo de empuje por gas disuelto liberado; ya que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

otros componentes del sistema. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, si no que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos.

La saturación de gas mínima para que ocurra el flujo de gas se denomina saturación de gas crítica. Durante esta etapa, en la que la saturación de gas es menor a la saturación crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y a que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes, su movilidad es mucho mayor que la del aceite). De esta manera la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata substancialmente. Cuando esto ocurra, la relación medida en la superficie disminuirá, debido a que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Debido a que este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por empuje de gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre 5 y el 35% del aceite contenido a la presión de saturación.

1.3.3 Empuje por Expansión del Casquete de Gas

El empuje por expansión del casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

1. Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
2. Que exista un continuo crecimiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

El empuje por casquete de gas tendrá lugar en virtud de la expansión del gas del casquete, debida a la declinación de la presión. Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido si se le inyectara gas. Si por otra parte el volumen de casquete de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando la saturación de gas libre forme una fase continua, su exclusión de los pozos productores será imposible y al mecanismo de empuje se aproximará al empuje por gas disuelto. Las recuperaciones en yacimientos con casquete de gas varían normalmente del 20 al 40 % del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más.



1.3.4 Empuje por Entrada de Agua

El desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar atrás y en la interface agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza el aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y asimismo el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

- Una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
- Una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión.
- Debe existir, junto a la zona productora, un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua, y la permeabilidad de la formación facilitar su filtración.

La formación acuífera puede algunas veces alcanzar la superficie. En este caso la fuente de agua de invasión podrá disponerse a través de la entrada de agua superficial por el afloramiento. Generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de la presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requiere de un acuífero extenso y grande, miles de veces mayor que el yacimiento.

Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad del agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite. Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite. Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y el 75% del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos homogéneos o con aceite viscoso.

1.3.5. Desplazamiento por Segregación Gravitacional

La segregación gravitacional se considera más bien una modificación de los demás mecanismos de empuje. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite. Por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

Los Yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad vertical y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o de agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollará una capa de gas y la relación gas-aceite producida mostrará una disminución.

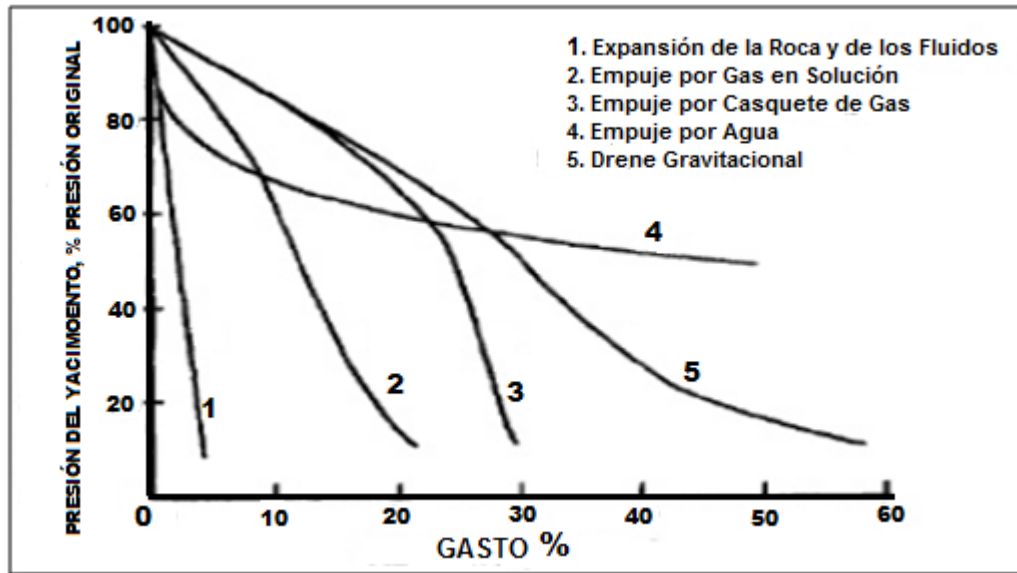


Fig. 1.3a. Efecto de los distintos tipos de mecanismos de empuje en el factor de recuperación.

1.3.6. Empujes Combinados

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su vida productiva a más de uno de los mecanismos de empuje explicados. Por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto periodo de producción, la capa de gas asociada actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento.

1.4 Propiedades de la Formación

Una roca sedimentaria constituye un yacimiento de hidrocarburos explotables comercialmente cuando presentan dos propiedades. La primera es la capacidad para acumular y almacenar fluidos definida como porosidad, y la segunda propiedad es la capacidad para permitir que se muevan los fluidos a través de ella y es definida como permeabilidad. Así también es imprescindible determinar otras propiedades necesarias para una mejor caracterización de nuestro yacimiento tales propiedades son las siguientes:

1.4.1 Porosidad: Se define como la fracción del volumen total de una roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma, generalmente se expresa como porcentaje o fracción.

Matemáticamente la porosidad también puede ser expresada como:



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS



POROSIDAD (%)	CALIDAD
>20	Muy buena
15-20	Buena
10-15	Moderada
5-10	Pobre
<5	Muy Pobre (Yac. No Comercial)



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

1.4.2.1 Permeabilidad Absoluta (K_a): Aquella en la cual solo se considera un solo fluido mojante presente en el medio poroso saturándolo al 100%. Esto es, si se tiene un sólo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad que se tiene no variará considerando que el fluido no reaccione con el medio.

1.4.2.2 Permeabilidad Efectiva (K_e): Se considera que en el medio poroso se tiene presente más de un fluido, es decir, por lo menos dos fases en el sistema. Entonces se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad de un fluido en particular, ya sea este aceite, gas o agua. Esta permeabilidad, no sólo depende de la roca, sino también de las cantidades y propiedades de los fluidos presentes en ella, y cambiarán en función de la variación de las saturaciones que tengan. Una forma de calcular la permeabilidad es a través de la ecuación de Darcy de la siguiente forma:



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

En otras palabras, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de uno u otros fluidos comparados con la facilidad de flujo que tendrá si únicamente fluyera uno solo. En presencia de dos fases, las curvas típicas de la permeabilidad relativa se muestran en la **Fig. 1.4a**.

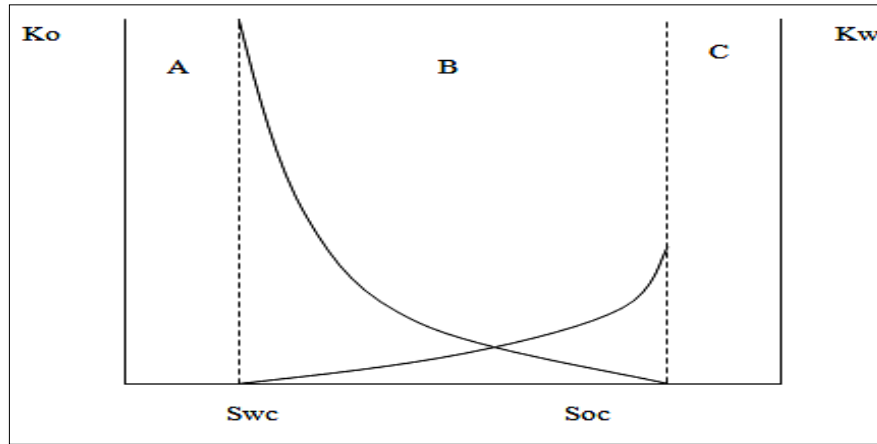


Fig. 1.4a Gráfica típica de permeabilidades relativas para un sistema aceite-agua en un medio poroso donde S_w es la fase mojante y S_o la fase no mojante.

- En la región A solo fluye aceite.
- En la región B fluyen simultáneamente aceite y agua.
- En la región C solo fluye agua.
- Se hace notar que para una saturación de agua de 0.5, la permeabilidad efectiva al aceite es mayor que la efectiva al agua.

Tabla 1.4b. Clasificación de la productividad esperada en un yacimiento dada su permeabilidad.

PERMEABILIDAD	PRODUCTIVIDAD
<50 mD	Baja
50-200	De regular a buena
>250	Muy buena

1.4.3 Saturación: La saturación de un fluido (S_f), es el volumen del fluido (V_f) medido a la presión y temperatura a que se encuentra en el medio poroso, entre el volumen de poros (V_p).



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS



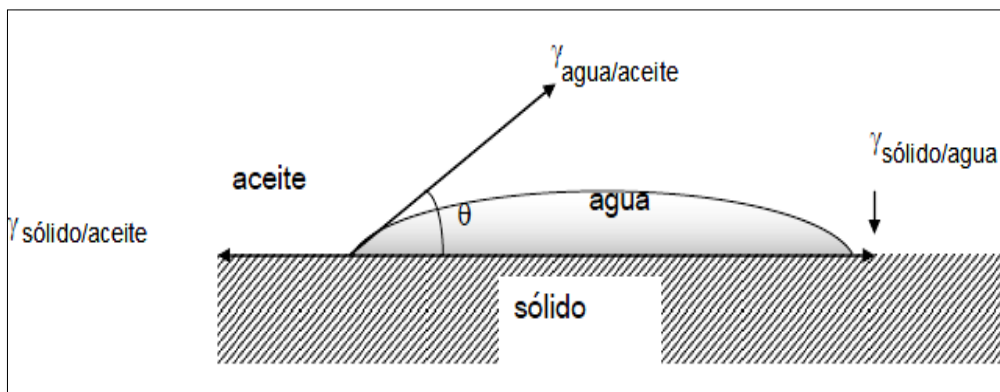
Dentro de las saturaciones se pueden clasificar de la siguiente manera:

1.4.3.1 Saturación Inicial: Será aquella a la cual es descubierto el yacimiento; en el caso del agua también se le denomina saturación del agua congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos, dependiendo de su valor el agua congénita podrá ser móvil o no.

1.4.3.2 Saturación Residual: Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada; dependiendo del movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se está sometiendo el yacimiento y el tiempo.

1.4.3.3 Saturación Crítica: Será aquella mínima saturación a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.

1.4.4 Compresibilidad de la Formación: La presión geostática tiende a comprimir el yacimiento. En consecuencia el volumen de los poros en el yacimiento disminuye levemente. Se define como compresibilidad de la formación al cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros, matemáticamente se representa como:





La Fig. 1.4c muestra curvas típicas de permeabilidades relativas al agua y al aceite utilizadas para determinar la preferencia en la mojabilidad.

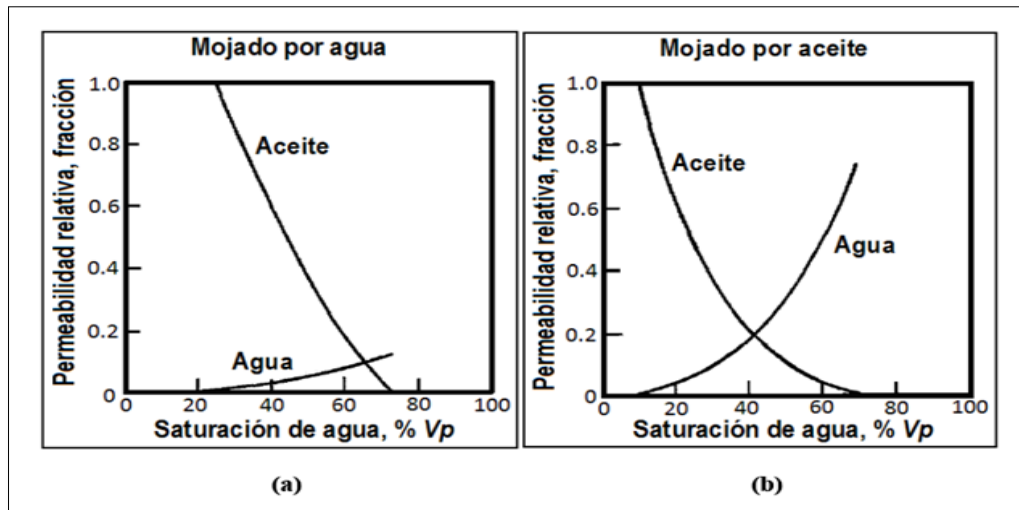


Fig. 1.4c - Curvas típicas de las permeabilidades relativas al agua y al aceite (a) Roca fuertemente mojada por agua y (b) Roca fuertemente mojada por aceite.

1.5. Propiedades de los Fluidos del Yacimiento

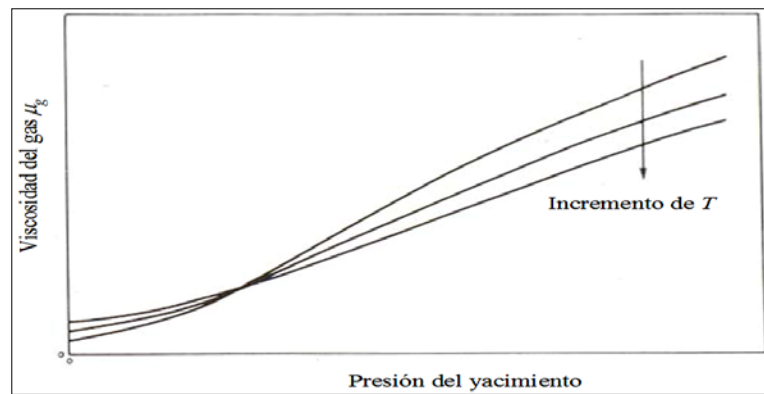
A continuación se describen las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento requeridas para estudios de ingeniería de yacimientos y de producción.

1.5.1 Propiedades del Gas

1.5.1.1 Densidad Relativa del Gas,



1.5.1.2 Densidad del Gas,





CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

El factor de volumen del gas tiene el siguiente comportamiento en el yacimiento:

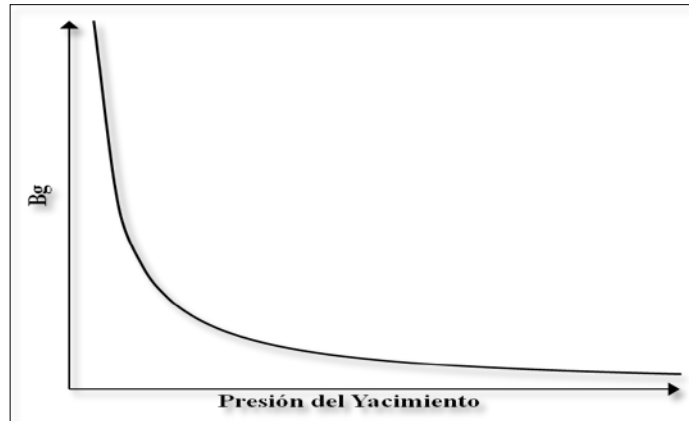
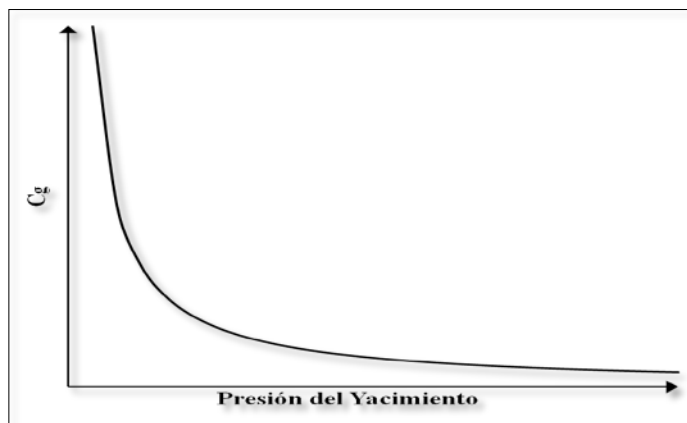
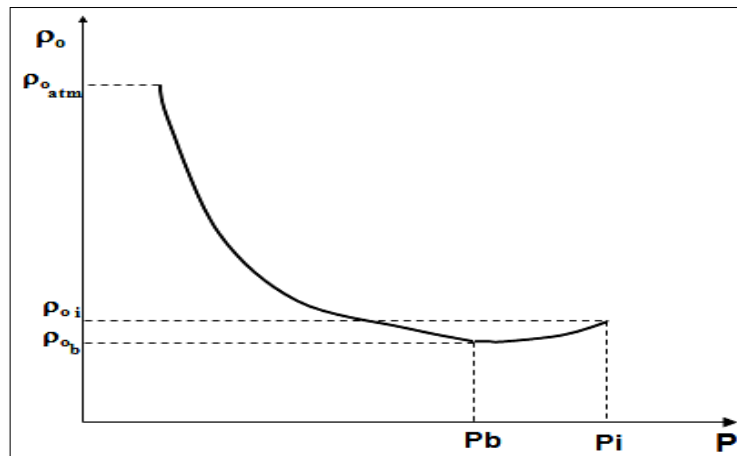


Fig. 1.5b - Comportamiento del B_g en el yacimiento.

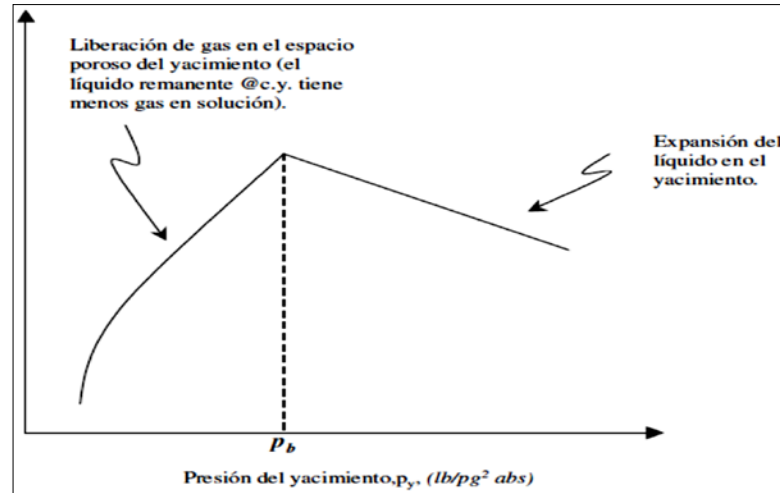
1.5.1.5 Compresibilidad del Gas,







CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS



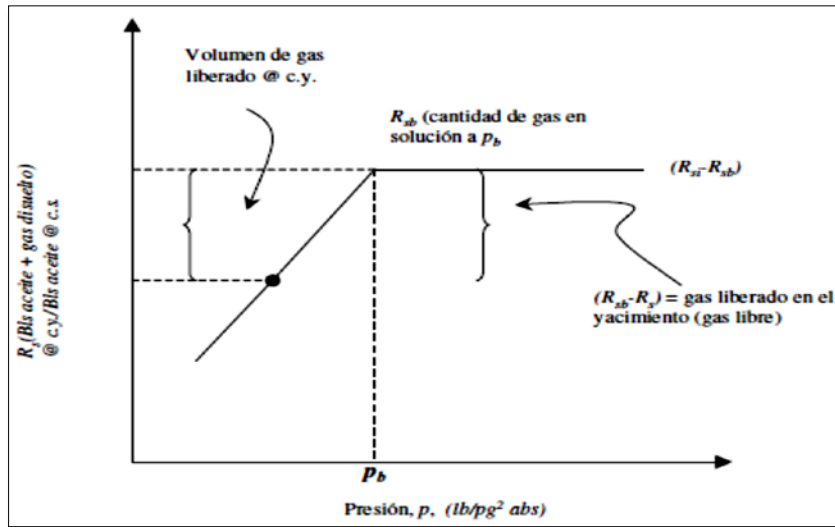


Fig.1.5f - Comportamiento típico de R_s para un aceite negro como una función de la presión temperatura de yacimientos constante.

1.5.2.5 Compresibilidad del Aceite, C_o

A presiones del yacimiento mayores que la presión de saturación ($P > P_b$), C_o , la compresibilidad del aceite se define como la compresibilidad del gas, C_g a presiones del yacimiento menores que la presión de saturación ($P < P_b$), se adiciona un término para tomar en cuenta el volumen de gas liberado (gas libre).

Para presiones por arriba de la presión de burbuja, (



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

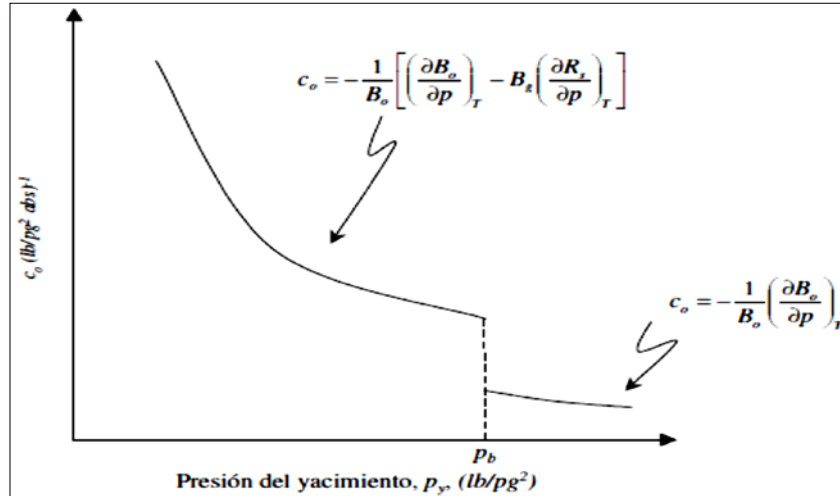
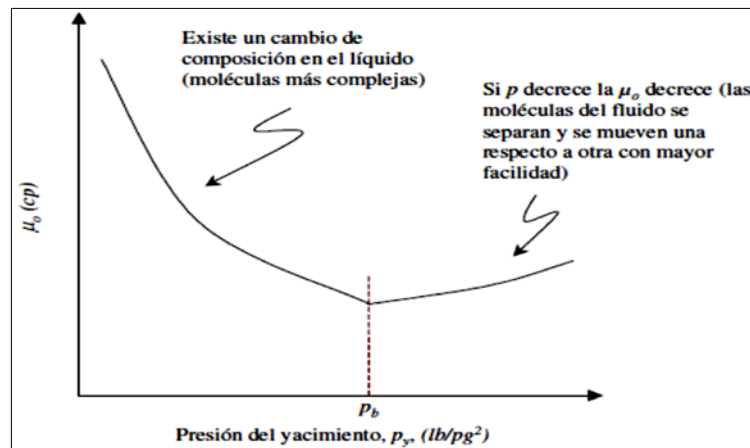
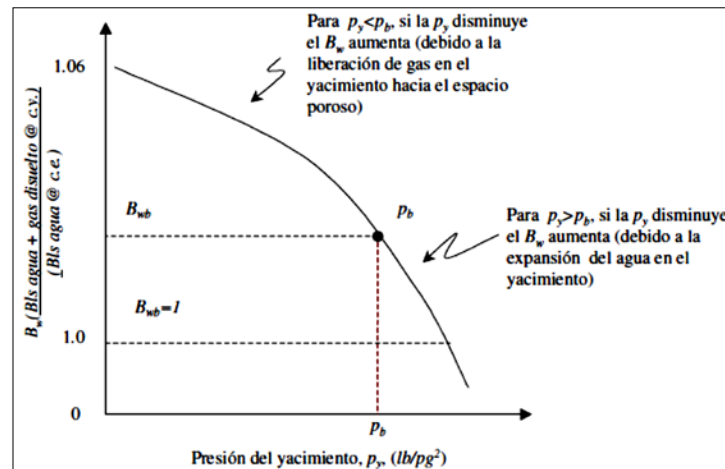
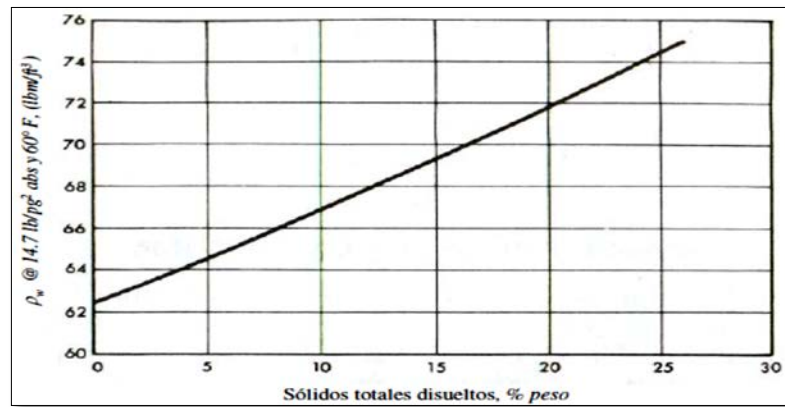


Fig.1.5g - Comportamiento común de la compresibilidad del aceite,





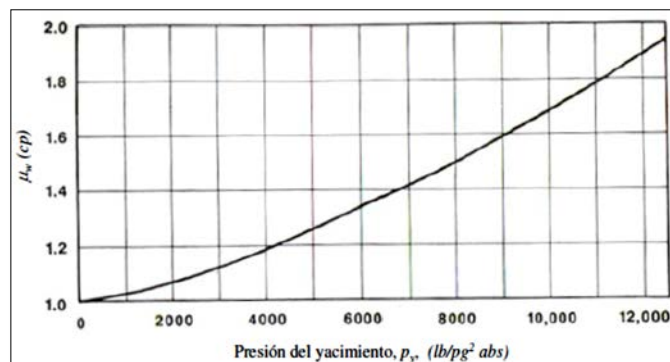
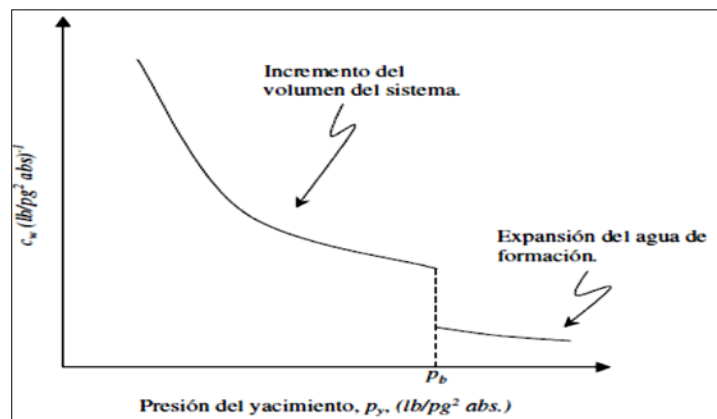
CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS





CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

En un yacimiento de aceite negro conforme la producción de aceite se reduce, la presión en el yacimiento decrece y se tiene un menor empuje del aceite hacia los pozos productores, debido a que el gas libre trata de ocupar el espacio para fluir, asimismo la viscosidad del aceite se incrementa. Cuando la





1.6 Comportamiento de Pozos Fluyentes

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

Se debe tener conocimiento de los tipos de yacimiento del cual el pozo está produciendo. Para poder predecir correctamente la vida fluyente de un pozo, deben conocerse factores tales como: porcentaje de agua, relación gas-aceite, declinación de las presiones de fondo, índice de productividad, terminación del pozo, tipos y propiedades de los fluidos producidos entre otros.

Para predecir el gasto máximo posible de un pozo fluyente es necesario utilizar tanto curvas de gradiente de presión en tubería vertical como horizontal (o correlaciones de flujo multifásico). En la mayoría de los casos se debe suponer una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba). Sin embargo, en la práctica, la longitud y diámetro de la línea de descarga y la presión de separación controlan dicha presión.

Para analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario analizarlo como un sistema integral las cuales son: comportamiento del flujo de entrada, comportamiento del flujo en la tubería vertical, comportamiento del estrangulador y comportamiento del flujo en la tubería horizontal.

- Comportamiento del flujo de entrada, es decir, el flujo de aceite, agua y gas de la formación hacia el fondo del pozo, se tipifica en cuanto a la producción de líquidos se refiere, por el índice de productividad (IP) el pozo o en términos generales por el IPR.
- Comportamiento del flujo a través de la tubería vertical, implica pérdidas de presión en ésta debidas al flujo multifásico.
- Comportamiento del flujo a través del estrangulador superficial, las pérdidas de presión que acompañan al flujo de aceite, agua y gas a través de una línea de flujo restringida.
- Comportamiento del flujo a través de la línea de descarga hasta el separador.

La siguiente **Fig.10.6a** representa el comportamiento típico de presión contra gasto de un pozo fluyente en las diferentes partes del sistema integral.

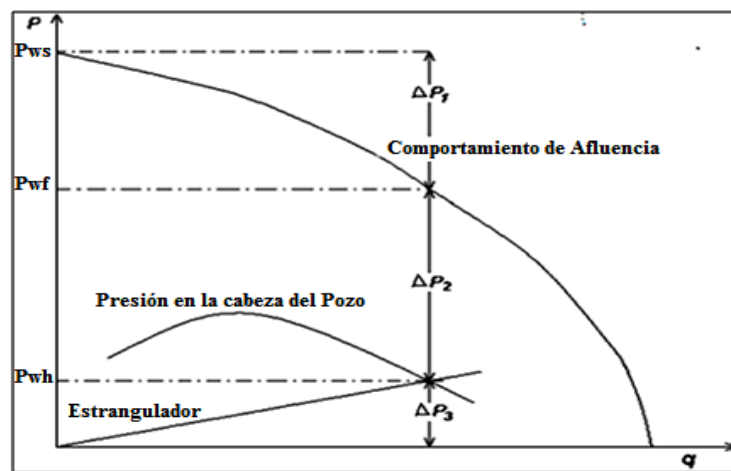


Fig.10.6a - Comportamiento de un pozo fluyente.



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

Después de los separadores, desde que las fases se han separado, se presentan únicamente problemas de flujo en una sola fase. Por lo que para pozos fluyentes es necesario considerar el flujo hasta el separador porque es la última restricción posible al flujo que afecta el comportamiento del pozo.

1.6.1 Comportamiento del Flujo de Entrada (Yacimiento)

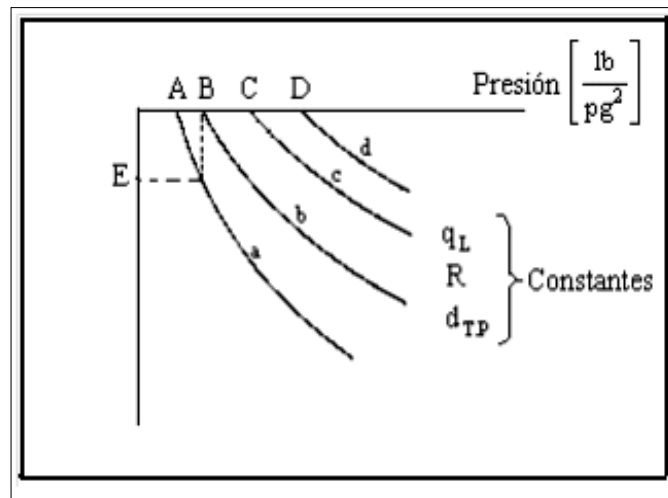
En esta área de flujo la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total (Beggs). En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo ($P_y - P_{wf}$).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

Para describir el comportamiento de flujo en el yacimiento se utiliza con mucha frecuencia la Ley de Darcy. Este encontró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso (área) es proporcional al gradiente de presión,

UNIDADES					
Variable	Símbolo	Unidades S.I.	Darcy	Campo	Unidades Inglesas
Gasto	q	$\left[\frac{m^3}{seg}\right]$	$\left[\frac{m^3}{seg}\right]$	$\left[\frac{bl}{día}\right]$	$\left[\frac{pie^3}{seg}\right]$
Permeabilidad	k	$[m^2]$	[Darcy]	[mD]	[mD]
Área	A	$[m^2]$	$[cm^2]$	$[m^2]$	$[pie^2]$
Presión	p	[Pa (Pascal)]	[Atmósferas]	$\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$	$\left[\frac{lb}{pg^2 abs}\right]$
Viscosidad	μ	[Pa - seg]	[cp]	[cp]	$\left[\frac{lb \cdot seg}{pie^2}\right]$
Longitud	L	[m]	[cm]	[pie]	[pie]



para





CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

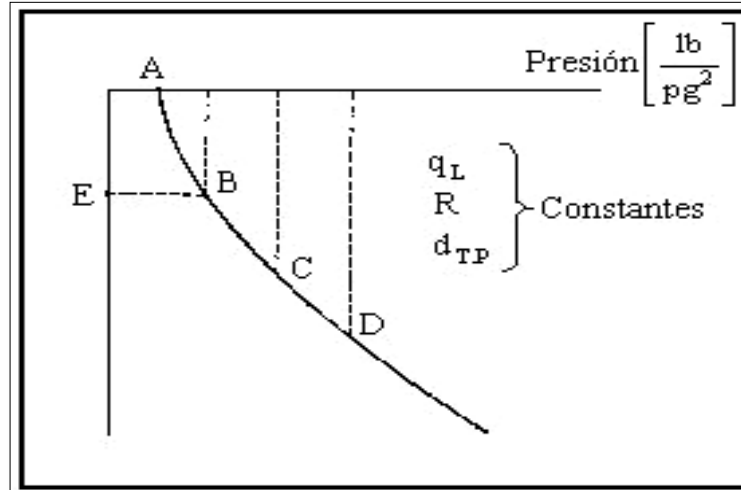


Fig. 1.6c - Curvas de distribución de presión en flujo bifásico.

Las curvas de gradiente de presión se utilizan para determinar las presiones de fondo fluyendo para distintos gastos, a partir de la presión en la cabeza del pozo, la cual se considera constante, o bien, las presiones en la cabeza del pozo a partir de las presiones de fondo fluyendo, correspondientes a gastos supuestos.

1.6.3 Comportamiento del Flujo a través del Estrangulador Superficial

Una vez que los fluidos producidos por el pozo llegan a la superficie, estos pueden o no pasar por alguna restricción denominada "estrangulador". La **Fig. 1.6c** muestra esquemáticamente un pozo fluyente con un estrangulador instalado. La mayoría de correlaciones de flujo multifásico a través de estranguladores son validas únicamente para el caso de Flujo Crítico.

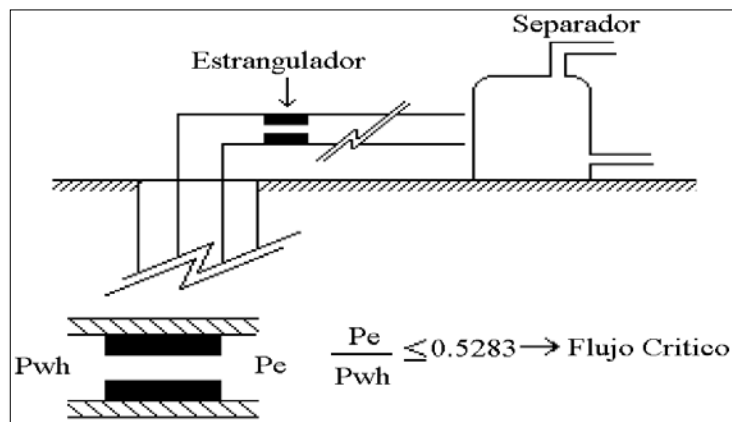


Fig. 1.6c - Flujo a través del estrangulador.

Las presiones presentes en un estrangulador son:

Pe : Presión corriente abajo (presión en la línea de descarga).

Pwh: Presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo).



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

Cuando un gas o una mezcla de gas-líquido fluyen a través de un estrangulador, el fluido es acelerado de tal manera que alcanza la velocidad del sonido en el interior del estrangulador. Al ocurrir esto, el flujo es llamado “flujo crítico”. Cuando se tiene flujo crítico (supersónico) en el estrangulador, las perturbaciones de presión corriente abajo del estrangulador no afectan a los componentes que están corriente arriba. Esto es, un cambio en la presión corriente abajo, por ejemplo, la presión en el separador no afectará el gasto o presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo).

El flujo crítico ocurre cuando:



Los componentes básicos de un sistema integral de producción son:

1.7.1 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 almacén, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad que se encuentra la zona productora.

1.7.2 Pozo

Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.

1.7.3 Línea de Descarga

Las tuberías o líneas de descarga 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.

1.7.4 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.

1.7.5 Separador

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).

1.7.6 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.

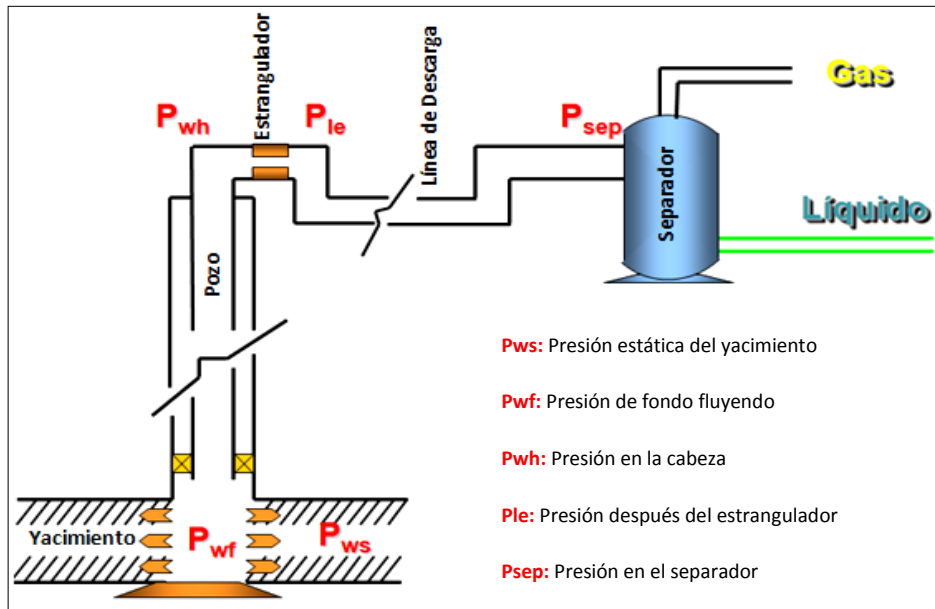


Fig. 1.7a – Presiones en cada componente del Sistema Integral de Producción.

Para predecir el comportamiento del sistema integral de producción, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

- I) $\Delta P_1 = P_{ws} - P_{wf}$ Caída de presión en el yacimiento.
- II) $\Delta P_2 = P_{wf} - P_{wh}$ Caída de presión en la tubería de producción (TP).
- III) $\Delta P_3 = P_{wh} - P_{le}$ Caída de presión en el estrangulador.
- VI) $\Delta P_4 = P_{le} - P_{sep}$ Caída de presión en la línea de descarga.

En un sistema integral de producción se conocen dos presiones, las que se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}). Por lo tanto, los cálculos se inician con cualquiera de ellas, para determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida. Las caídas de presión son en la tubería vertical de un 30 a un 70 %, en el medio poroso 10 al 20 % y en la línea de descarga 10 al 20 %.

1.8 Comportamiento de Afluencia en Pozos de Aceite

El comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor.



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

La simulación del flujo de fluidos en el yacimiento debe considerar la composición de los fluidos presentes, y las condiciones de presión y temperatura para establecer si existe flujo simultáneo de petróleo, agua y gas, las heterogeneidades del yacimiento, etc. En el comportamiento de pozos de aceite se intenta enfatizar y analizar los factores que gobiernan el flujo de los fluidos de la formación productora hasta el pozo, considerando flujo laminar, es decir, que la Ley de Darcy se cumple. El análisis está basado en dos procedimientos que permiten evaluar el comportamiento de la formación, que son el índice de productividad y la ecuación de Darcy. Aunque estos procedimientos están relacionados, la variación de la presión sobre una región de la formación drenada por un pozo en particular, hace necesario el uso de parámetros independientes (permeabilidad, espesor de la zona productora, viscosidad, factor de volumen, entre otros), para así lograr una evaluación más fácil del fenómeno aludido.

1.8.1 Ecuación de Afluencia

Para calcular la caída de presión (abatimiento) en un yacimiento, se requiere una expresión que muestre las pérdidas de energía o presión debido al esfuerzo viscoso o fuerzas de fricción como una función de la velocidad o gasto. Por tanto para poder establecer la ecuación de afluencia para un determinado pozo productor, será necesario aplicar y combinar las siguientes ecuaciones:

- a) Ecuación de conservación de la masa.
- b) Ecuación de movimiento.
- c) Ecuación de estado.

El uso de la Ley de Darcy se debe considerar siempre en la predicción de los gastos de flujo desde el yacimiento hasta la cara del pozo. Evinger y Muskat establecieron la siguiente ecuación, la cual puede ser aplicada para predecir cualquier condición de flujo:



1.8.2 Geometrías de Flujo

En el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo se han observado diferentes geometrías de flujo, las cuales se indican a continuación:

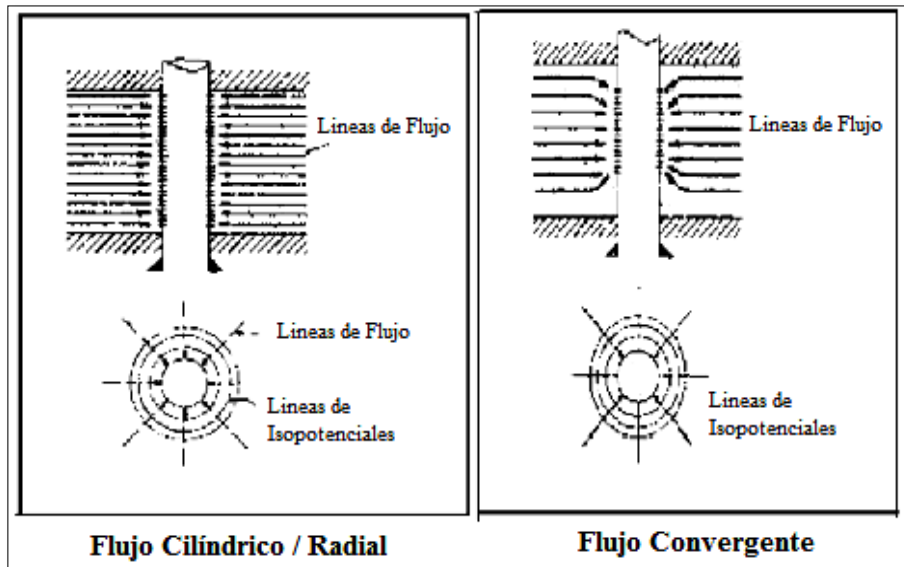


Fig. 1.8a – Diagrama para Flujo Cilíndrico/Radia y para Flujo Convergente.

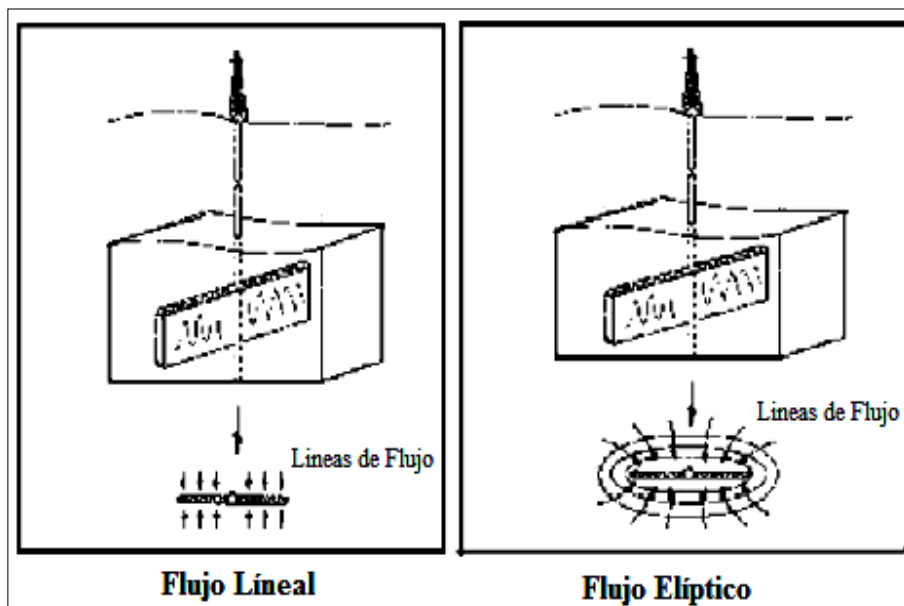


Fig. 1.8b – Diagrama para Flujo Lineal y para Flujo Elíptico.



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

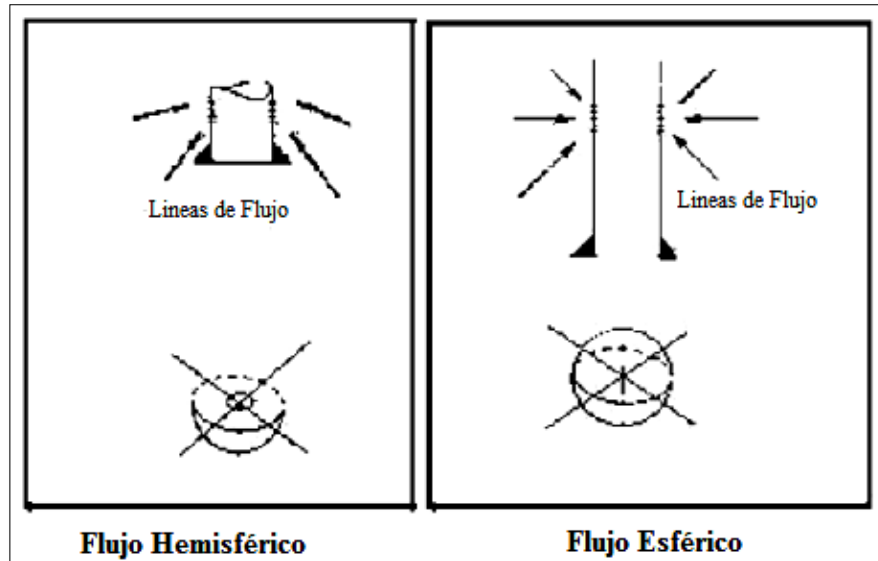


Fig. 1.8c – Diagrama para Flujo Hemisférico y para Flujo Esférico.

De acuerdo con Golan y Whitson, los flujos lineal y radial son los más comunes en los pozos productores de aceite y gas. Las ecuaciones que describen este tipo de flujos son soluciones particulares de la **Ec. 1.32** considerando las geometrías de flujo y tipo de fluidos producidos por el pozo. Para este trabajo solo nos basaremos en geometría de flujo radial.

1.8.3 Flujo Radial

La Ley de Darcy puede ser usada para calcular el flujo hacia el pozo, donde el fluido converge radialmente. En este caso, el área abierta al flujo no es constante, por lo tanto, deberá ser incluida en la integración de la **Ec. 1.32**.

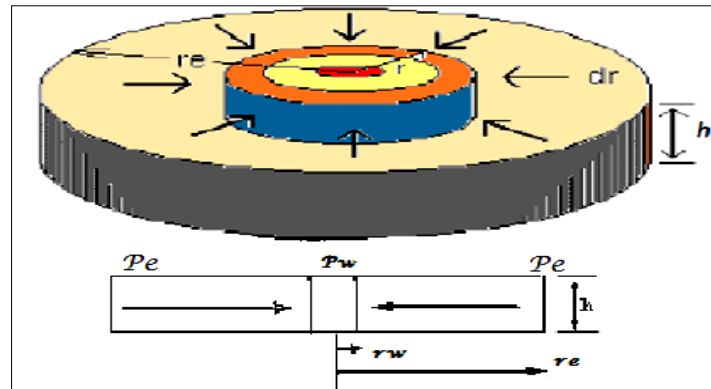


Fig.1.8d- Sistema de Flujo Radial.

Haciendo referencia a la geometría de flujo ilustrada en la **Fig.1.8d**, el área de la sección transversal abierta al flujo para cualquier radio sería $A = 2 \pi r h$.



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS



Definiendo como negativo el cambio en la presión con respecto a la dirección de flujo, $-\frac{dp}{dx}$.

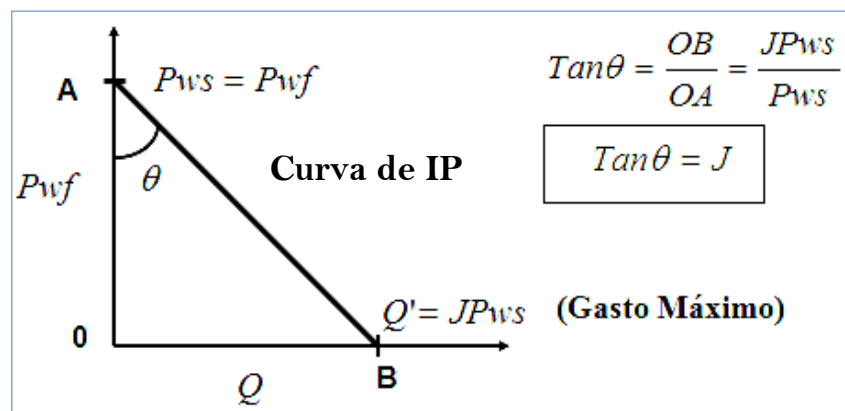
Haciendo estas sustituciones en la **Ec. 1.32** se obtiene:



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS



incompresible. Si la producción q está en bl/día de líquido a las condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en





CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

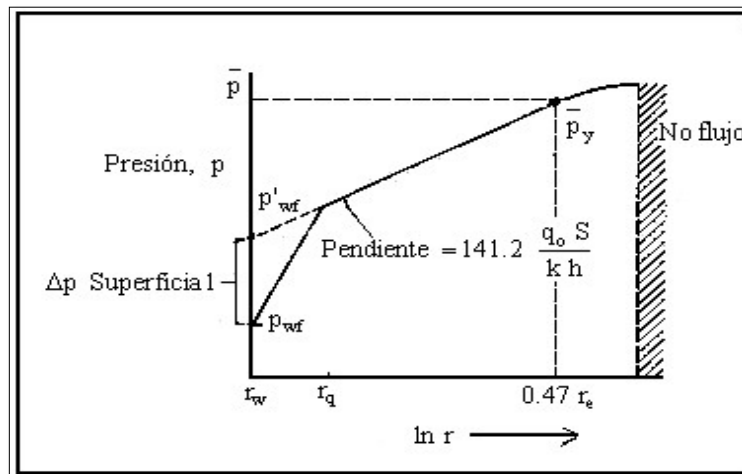


Fig. 1.8f - Perfil de presión para pozos dañados.

Como se puede advertir en la **Fig. 1.8f**, un pozo sin daño fluiría a un gasto q para una presión de fondo fluyendo p'_{wf} , mientras que para un pozo con daño, éste deberá fluir a una presión menor, es decir, p_{wf} con el objeto de producir el mismo gasto q .

Cuando un pozo está dañado, a menudo resulta imposible determinar r_s o k_s (el subíndice "s" denota la zona de permeabilidad alterada). En este caso, se asume que el cambio de presión debido a la permeabilidad alterada, ocurre alrededor del pozo en forma de un factor de daño. En términos de los radios de drenaje y del pozo.



1.8.5.1 Curvas de IPR

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 con el abatimiento de presión, es decir, el comportamiento de una curva definida como:

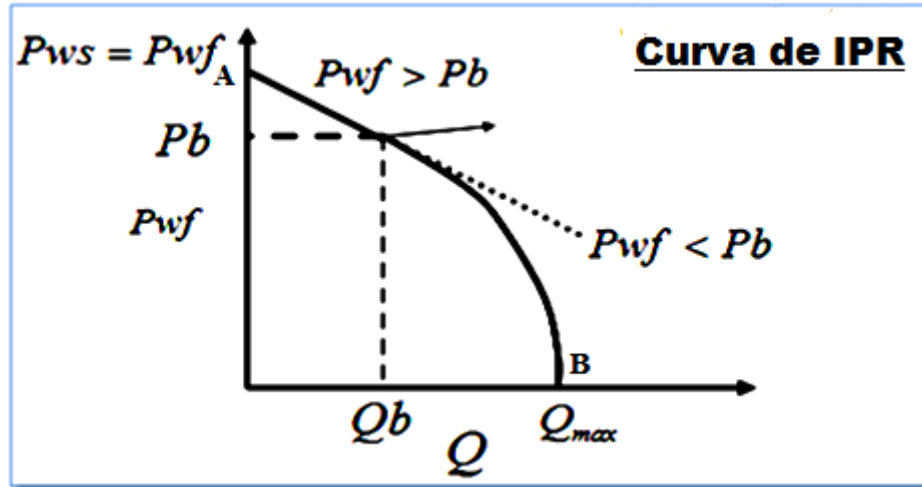


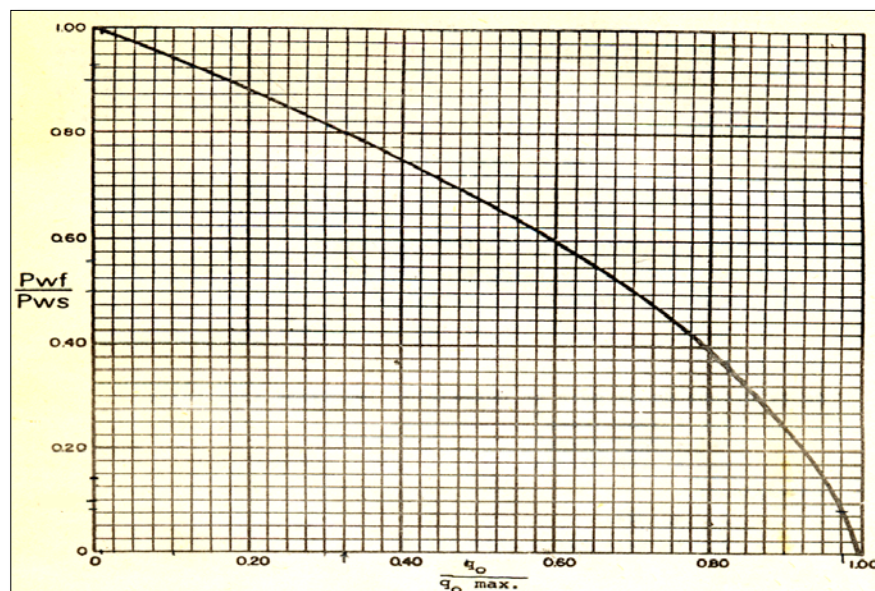
Fig. 1.8g – Curva de IPR para un Yacimiento Saturado.

La dirección de la curvatura de AB es generalmente como se muestra en la **Fig. 1.8g**, la cual indica un decremento del índice de productividad conforme el gasto se incrementa, lo cual explica el signo negativo de la **Ec. 1.37**.



1.8.5.2 Método de Vogel

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:





CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS



Consideraciones:

1. El yacimiento es circular y totalmente limitado con un pozo penetrándolo completamente en el centro.
2. El medio poroso es uniforme e isotrópico, con una saturación de agua constante.
3. Los efectos de segregación gravitacional son despreciables.
4. No se considera la compresibilidad de la roca ni el agua de formación.
5. La composición y el equilibrio entre fases son constantes para aceite y gas.
6. Existe la misma presión en la fase de aceite y en la fase de gas.
7. Existe una condición de estado semiestacionario en la cual el ritmo de saturación en el yacimiento es el mismo en todos los puntos para un instante dado.
8. El mecanismo de empuje es gas disuelto.
9. No considera el daño a la formación, entonces la $EF=1$

Procedimiento Grafico

- 1) Calcular



1.9 Flujo Multifásico en Pozos

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

El flujo multifásico se presenta en los elementos y/o dispositivos mediante los cuales se hace fluir a los hidrocarburos del yacimiento a la superficie en condiciones de separación, es decir el flujo de hidrocarburos del yacimiento al fondo del pozo, del fondo a la cabeza del pozo y de la cabeza del pozo a los separadores. Este sistema se le denomina sistema integral de producción que incluye al yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, el flujo multifásico se encuentra en la producción de aceite y gas.

Los rangos de presión y temperatura encontrados en los sistemas de producción son muy amplios, los rangos de presión pueden ser de 15,000 psi (100Mpa) o mayores, los rangos de temperatura pueden ir de 400° F A 200°F hasta el punto de congelación del agua a 0°C. La longitud de la tubería puede variar de algunos metros a miles de metros para tuberías superficiales y más de 600 metros para los pozos. Los sistemas de tuberías empleados involucran significativas variaciones en su geometría tal como el ángulo de inclinación, diámetro, rugosidad de la tubería, así como el flujo de los fluidos en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

Es evidente que al fluir dos fases simultáneamente, lo pueden hacer en forma diversa. Cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase con respecto a otra, constituyendo un patrón o tipo de flujo.

1.9.1 Colgamiento (H_L). Se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, entre el volumen de la sección mencionada. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería. Generalmente, la velocidad con que fluye el gas es diferente de la velocidad con que fluye el líquido.

1.9.2 Resbalamiento. El término "resbalamiento" se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Las causas de este fenómeno son diversas. La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. Cuando el flujo es ascendente o descendente, actúa la segregación gravitacional ocasionando que el líquido viaje a menor velocidad que el gas.

1.9.3 Velocidad Superficial. Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupa toda la tubería.



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS



$V_m =$



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

1.9.5.4 Flujo Niebla. La fase gaseosa es continua y el volumen de líquido se transporta como gotitas en la fase gaseosa. La pared de la tubería esta revestida con una película de líquido, pero la fase gaseosa influye predominantemente en el gradiente de presión.

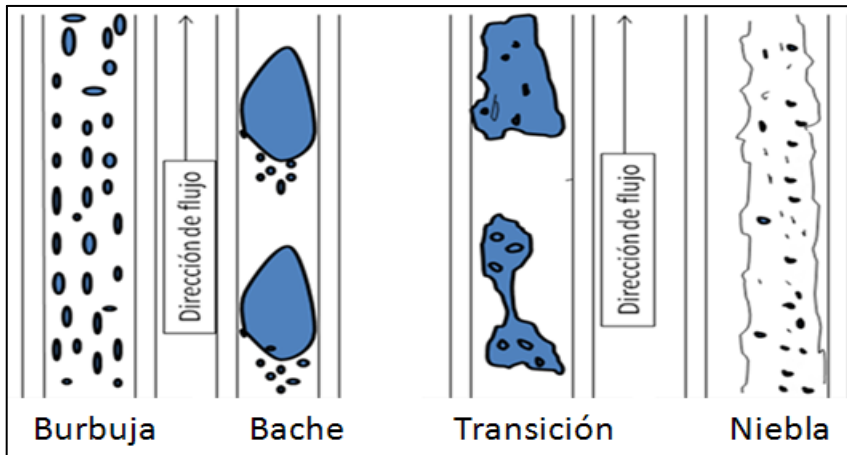


Fig. 1.9a - Patrones de Flujo en la tubería vertical.

En la **Fig. 1.9a**, se observan los cuatro patrones de flujo identificados en la tubería vertical por Ros N C, los cuales los llamé patrón de burbuja, bache, transición y niebla.

1.10 Ecuación General de Energía

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema, tal como se muestra en la Fig.1.10a .

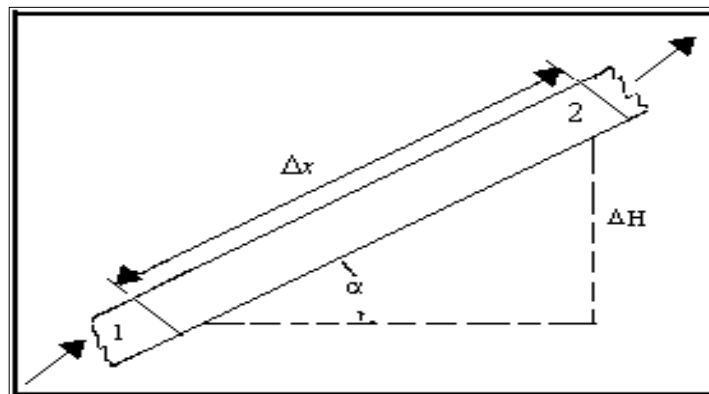


Fig.1.10a Diagrama de flujo en un conducto aislado.

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



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

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



CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS





CAPITULO I: FUNDAMENTOS BÁSICOS

Ahora bien, si se considera flujo multifásico en las tuberías, el problema puede dividirse en las siguientes categorías:

- 1 Flujo multifásico vertical
- 2 Flujo multifásico horizontal

1.10.1 Flujo Multifásico Vertical

En el flujo multifásico vertical, el trayecto de los fluidos a través de la tubería consume la mayor parte de presión disponible para llevarlos del yacimiento a las baterías de separación. Se ha establecido que la caída de presión en esta área de flujo es alrededor de 40 a 80% del total, la cual depende de variables tales como diámetro de la tubería, profundidad del pozo, gasto de producción relación gas-líquido (RGL) y propiedades del fluido.

El gradiente de presión total (o cambio en la presión con respecto a la longitud de flujo) para flujo multifásico vertical es la suma de tres factores: gradiente de presión por elevación, gradiente de presión por fricción y gradiente de presión por aceleración, pero debido a que las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas en comparación con las otras dos, se pueden considerar despreciables, quedando la **Ec. 1.50** de la siguiente forma:



Grupo III

Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo.

1.10.2 Flujo Multifásico Horizontal

El siguiente componente superficial es la línea de flujo o descarga, conocida comúnmente como línea de escurrimiento, cuya función es conducir la producción del pozo hacia el separador. Aquí se presenta una caída de presión adicional, cuyo rango varía entre 10 y 15% del total.

Para flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero, por lo que la **Ec. 1.50** se reduce a:



CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Sistema Artificial de Producción

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) son aquellos que de acuerdo a su diseño se adecuan a las características del pozo para continuar con su explotación una vez que han dejado de ser fluyentes. Los SAP tienen el objetivo de aportar energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento dentro del pozo, esta operación se realiza para ayudar a vencer las caídas de presión, de tal forma que los fluidos puedan llegar sin problemas a la superficie y pasar por el estrangulador. Cada SAP podrá ser clasificado de excelente o pobre de acuerdo al cumplimiento del objetivo. Dependiendo de las consideraciones económicas, operacionales y características del pozo se podrá elegir un sistema u otro. Los factores que deben tomarse en cuenta para la selección de un Sistema Artificial de Producción son:

- Localización.
- Caracterización del Yacimiento.
- Número de pozos.
- Tipos de terminación.
- Energía disponible (compresión de gas, energía eléctrica, etc.).
- Predicción del comportamiento del yacimiento.
- Tipos de fluidos y volumen a manejar.
- Inversión inicial, costo de operación y vida útil del equipo.
- Problemas de operación.
- Características de las tuberías (producción, revestimiento), problemas mecánicos.
- Servicio del equipo y personal competente.

2.1 Bombeo Neumático (BN)

El Bombeo Neumático es un sistema artificial de producción utilizado en los pozos petroleros para levantar los fluidos producidos a la superficie. En este sistema se utiliza gas para suministrar energía adicional al fluido dentro del pozo. El gas se inyecta a través del espacio anular a una presión relativamente alta (250 lb/pg^2 como mínima).

2.1.1. Tipos de Bombeo Neumático.

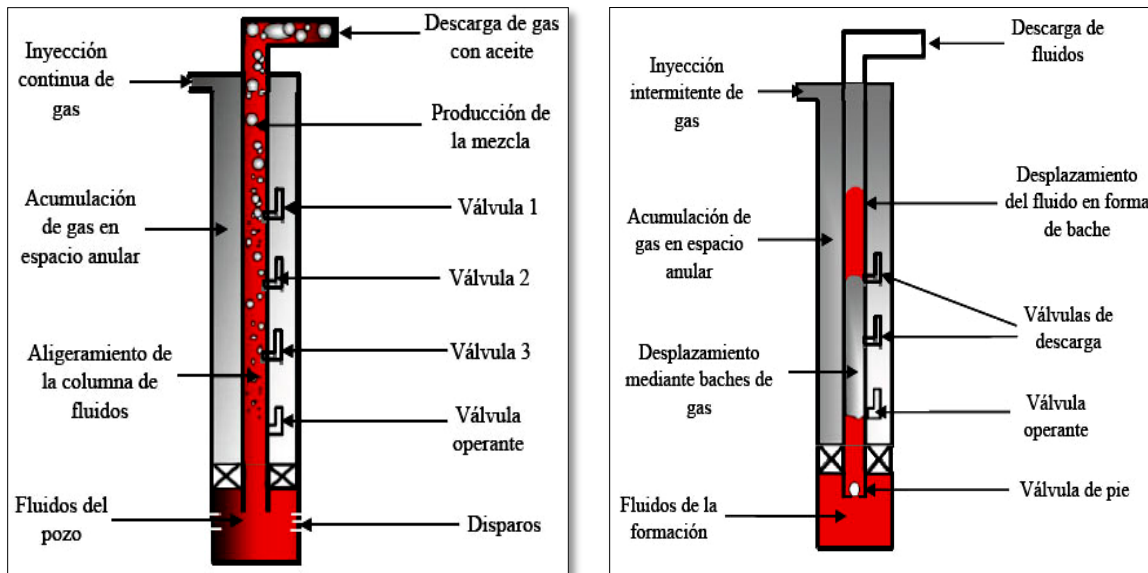
A. Bombeo Neumático Continuo (BNC).

En este método un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado. El gas se inyecta a través del espacio anular y entra a la T.P mediante una válvula de flujo, que permite el flujo del espacio anular a la T.P, y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie.



B. Bombeo Neumático Intermitente (BNI).

Consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la T.P. en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o ambos. De igual manera, en este sistema se emplea una válvula insertada en la T.P. a través de la cual, el gas de inyección pasará del espacio anular a la T.P. para levantar los fluidos a la superficie y un controlador superficial cíclico de tiempo en la superficie. Cuando la válvula superficial de BNI abre, expulsa hacia la superficie al fluido de la formación que se acumuló dentro de la T.P., en forma de bache. Después de que la válvula cierra, la formación continua aportando fluido al pozo, hasta alcanzar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo; dicho ciclo es regulado para que coincida con el gasto de llenado del fluido de formación al pozo. En el BNI pueden utilizarse puntos múltiples de inyección del gas a través de más de una válvula subsuperficial.



A. Bombeo Neumático Continuo

B. Bombeo Neumático Intermitente

Fig.2.1a - Tipos de Bombeo Neumático

2.1.2. Principio de Operación.

El gas inyectado mueve el fluido hasta la superficie por una de las siguientes causas o su combinación.

- a) Reducción de la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido.
- b) Por la expansión del gas inyectado.
- c) Por el desplazamiento del fluido del yacimiento dentro del pozo por el gas de inyección.



2.1.2.1. Principio de Operación de las Válvulas de BN.

1. El pozo está lleno de fluido de control tanto en la TP como en la TR, se inicia la inyección de gas, todas las válvulas están abiertas debido al principio de Arquímedes o de flotación circulando el fluido de control del espacio anular a través de ellas hacia la tubería de producción.
2. Cuando el nivel de fluido llega a la primera válvula, el fluido continúa circulando a través de las válvulas hacia la tubería de producción.
3. El nivel de fluido está por debajo de la primera válvula dejándola al descubierto, se elimina el fenómeno de flotación y permite que el mecanismo actúe cerrando la válvula, hasta que la presión de gas comprimido en el espacio anular venza la presión de calibración de la válvula y permite el paso de gas a través de ella a la tubería de producción, impulsando la columna de fluidos que se encuentra arriba de ella.
4. Se llega al punto de inyección deseado, el volumen inyectado es alto (de acuerdo con la profundidad de inyección) el pozo está aportando un volumen de fluido de acuerdo con su capacidad productiva.

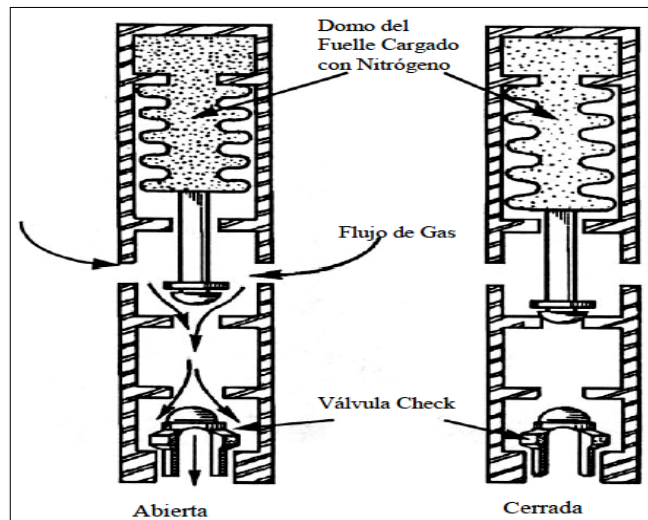


Fig.2.1b - Principio de Operación de las Válvulas de BN.

2.1.3. Componentes del Sistema

El sistema consiste de cuatro partes fundamentales:

- Fuente de gas a alta presión: Estación de compresión, pozo productor de gas a alta presión o compresor a boca de pozo.
- Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora controlada por un reloj o un estrangulador ajustable (válvula de aguja).
- Sistema de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección).
- Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

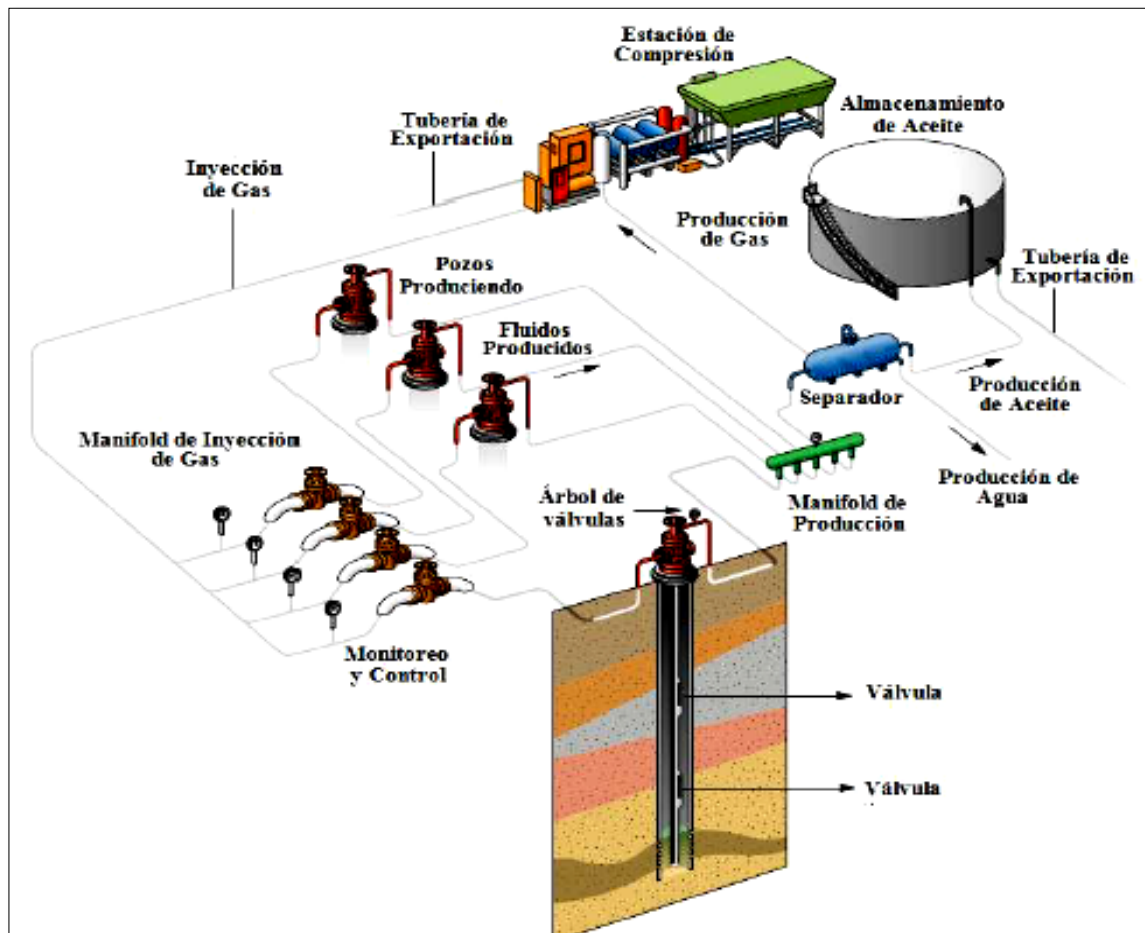


Fig. 2.1c. Componentes del Sistema de Bombeo Neumático.

2.1.3.1. Equipo superficial

El equipo superficial es el conjunto de mecanismos en superficie, con el objetivo de controlar y regular el equipo necesario para poner en operación el sistema BN, además para conducir y controlar la producción a las líneas de descarga y a quipos de transporte o almacenamiento.

a) Árbol de válvulas:

Es un conjunto de mecanismos de control, monitoreo y otros accesorios con el fin de controlar la producción del pozo. Se compone de: válvulas, cabezales, carretes, colgadores, sello de tubería, y estranguladores. El árbol de válvulas tiene el fin de proveer:

- Soporte para instalar el equipo de control superficial.
- Bases para colocar las cuñas que soportan las diferentes tuberías de revestimiento.
- Tuberías por donde inyectar o conducir los fluidos del pozo.



b) Conexiones superficiales:

Son el conjunto de tuberías, nipples, codos, tuercas unión, válvulas, bridas, que se conectan de acuerdo a las necesidades requeridas y tienen la función de conducir los fluidos producidos por el pozo a la línea de descarga, así también conducir el gas inyectado a presión. Las conexiones superficiales de un pozo con un sistema de bombeo neumático constan fundamentalmente de:

- **Línea de descarga.** Es el equipo de tuberías que parte del árbol de válvulas hacia la estación de separación, en estas tuberías se transporta la producción (hidrocarburos y no hidrocarburos).
- **By-pass.** Es un equipo que está colocada en el árbol de válvulas, el cual sirve para comunicar la tubería de revestimiento con la tubería de producción, así mismo permite corregir algunas fallas en el aparejo de las válvulas. Además es una conexión de apoyo a las conexiones superficiales como la línea de descarga para asegurar el flujo hacia la batería de separación.
- **Línea de inyección de gas.** Es un conjunto de tubería y conexiones por medio de cual se transporta el gas que sirve como suministro al bombeo neumático. Su función es la de medir, conducir, regular y controlar con seguridad la inyección de gas a presión para un sistema artificial que utiliza el bombeo neumático.

c) Válvulas de control:

Son mecanismos que se utilizan para controlar los flujos de fluidos. En un sistema de BN se utilizan principalmente válvulas de 2" de diámetro. Las válvulas más comunes son de compuerta con sello metal de hule o las válvulas de compuerta con sello metal-metal.



d) Válvulas de retención:

El diseño de estas válvulas permite el flujo de un fluido en una sola dirección impidiendo así el regreso del fluido cuando se presentan contrapresiones, gracias a su diseño pueden manejar tanto líquidos como gases. Existen tres tipos de estas válvulas:



Fig.2.1e - Válvulas de retención

e) Válvula de aguja:

Es un equipo de control, que permite controlar en forma adecuada una cantidad de fluido de un líquido o gas en diferentes etapas y su instalación está localizada en la línea de inyección de gas, su principal función es regular la inyección de gas en el espacio anular.

f) Tuerca unión:

Es un accesorio por medio del cual se logran las conexiones de las líneas, permitiendo un sello efectivo para fluidos del pozo como para gas de inyección.

g) Filtro:

Su función es la de eliminar los líquidos y sólidos que van mezclados al gas de inyección en un sistema de bombeo neumático.



Fig.2.1f - Equipos Subsuperficiales

h) Medidores de flujo:

Son diseñados para registrar movimientos o desplazamientos de los fluidos, los más utilizados en el diseño de un sistema de BN son los medidores por caída de presión, los cuales miden la presión diferencial que existe de la relación entre la velocidad del fluido y la pérdida de presión, al pasar el flujo a través de una restricción en la tubería.

i) Reductores de presión:

Su diseño permite manipular altas y bajas presiones, reduciéndolas hasta valores aceptables para ser manejado directamente por otro mecanismo.



j) Controlador de Ciclos (Sólo para BNI):

Tiene como función, el controlar desde la superficie la cantidad de gas que debe pasar a través de la válvula y el tiempo entre cada ciclo de inyección.



Fig.2.1g. Controlador de Ciclos para Bombeo Neumático Intermitente.

k) Compresores

Su función es la de suministrar la presión necesaria a un volumen determinado de gas para que este pueda proveer la presión de apertura requerida en las válvulas operantes, así como el volumen de gas requerido para levantar un bache de aceite.

l) Separadores:

Tiene como función, el separar las mezclas de líquido y gas provenientes de las líneas de escurrimiento de los pozos, así como de estabilizar el crudo para su bombeo y deshidratar el gas para su posterior compresión.

2.1.3.2. Equipo Subsuperficial

Son mecanismos que se encuentran en el interior del pozo y que contribuyen a elevar los fluidos del yacimiento a la superficie. El equipo subsuperficial del BN consta de:

a) Tubería de producción

Es una tubería que en el extremo inferior va conectado un accesorio como niple campana, la tubería va alojada en el interior de la tubería de revestimiento. En la superficie la T.P está sostenida por un accesorio llamado colgador envolvente para tubería de producción, esta aloja en el medio árbol de válvulas.

b) Válvulas de inyección de gas (Válvulas de BN)

Son dispositivos cuyo diseño permite la inyección de un volumen regulado de gas a través del espacio anular a la T.P, con la finalidad de disminuir la densidad de la mezcla de los fluidos procedentes del pozo a través de la T.P.



CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN



Las válvulas de inyección de gas se clasifican de acuerdo a su extracción o introducción en el interior del pozo, estas son:

- **Convencionales.** Es aquella válvula instalada en un adaptador en el exterior de un mandril, el cual se introduce al pozo como parte de la T.P y éstas pueden ser de resorte o de carga de nitrógeno en el fuelle. Para recuperar la válvula es necesario extraer la T.P del pozo.
- **Recuperables.** Es aquella que se localiza dentro del bolsillo de un mandril, el cual se introduce al pozo como parte de la T.P del pozo, puede alojarse y recuperarse por los métodos de línea de acero sin tener que extraer la T.P.

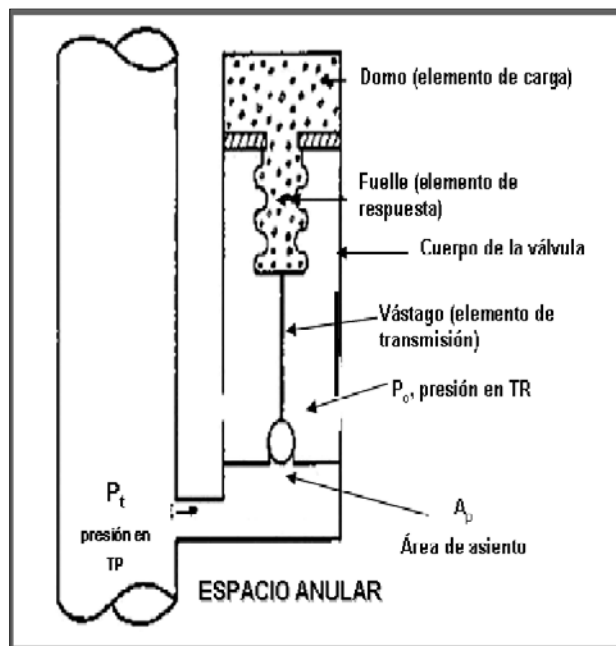


Fig.2.1h - Válvula de BN

Las válvulas para bombeo neumático se clasifican de acuerdo a la sensibilidad que estas tienen a una determinada presión actuando en la TP o en la TR, como se menciona a continuación:

- 1.- **VÁLVULAS OPERADAS CON PRESIÓN EN TR:** Estas válvulas son de 50 a 100% sensibles a la presión de la TR en la posición cerrada y 100% sensibles a la presión de la TR en la posición abierta.
- 2.- **VÁLVULAS PROPORCIONALES:** En la posición abierta es sensible a la presión en la TP. Requiere de una reducción de la presión en la TP para cerrar (válvulas para BNC).
- 3.- **VÁLVULAS BALANCEADAS:** En este tipo de válvulas la presión en la tubería de producción tiene un efecto en la presión de apertura o cierre de la válvula.
- 4.- **VÁLVULAS DESBALANCEADAS:** En este tipo de válvulas la presión en la Tp no tiene ningún efecto en la presión de apertura o cierre de la válvula.



5.- VALVULAS OPERADAS CON FLUIDO: Su característica es que es sensible del 50 al 100% a la presión en TR en su posición cerrada; mientras que en su posición abierta es 100% sensible a la presión en TP.

6.- VÁLVULA COMBINADA: Requiere incremento en la presión de la TP para abrir, así como una reducción de la presión en la presión de TR y TP para cerrar.

c) Empacadores

El empacador es un dispositivo el cual aísla la zona del espacio anular que hay entre la T.P y la T.R incrementando la eficiencia del flujo, las principales ventajas son:

- Bloquea el paso de fluidos al espacio anular o del espacio anular a la T.P.
- Eliminar la presión en la tubería de revestimiento arriba del empacador.
- Los fluidos corrosivos, arenas, etc., fluyen únicamente por la T.P lo que mantiene la T.R sin ser dañada.
- Aísla los intervalos productores.

d) Accesorios para equipo Subsuperficial

- **Niples.** Es un dispositivo complementario de un empacador de tipo semipermanente, cuya finalidad es evitar el paso de fluidos en las juntas de metal-metal.
- **Válvula de Pie.** Se instala en el fondo del pozo, es necesario en pozos de baja recuperación, sin su instalación, el fluido puede desplazarse dentro de la formación en lugar de ir a superficie, este dispositivo se conoce también como válvula de retención.

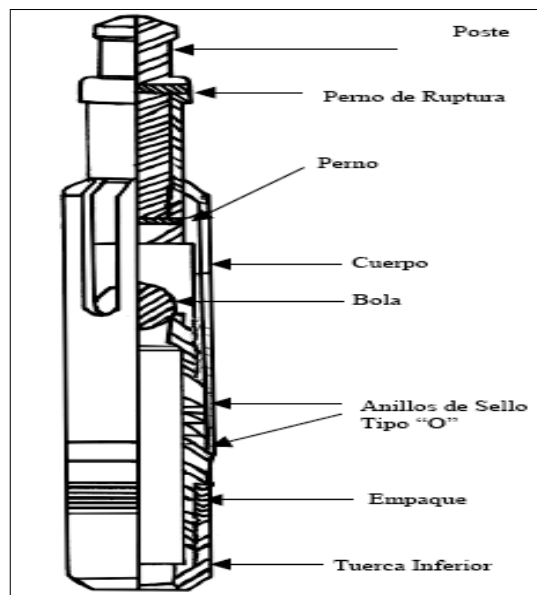


Fig.2.1i - Válvula de Pie



2.1.4. Rango de Aplicación

A continuación se describirán los rangos de aplicación de cada uno de los sistemas de Bombeo Neumático:

A. Rango de aplicación del Bombeo Neumático Continuo

El sistema de B.N. continuo es factible de aplicarse en pozos de:

- Alto índice de productividad ($>0.5 \text{ bl/día/lb/pg}^2$).
- Presión de fondo relativamente alta (columna hidrostática 50% de la profundidad del pozo).

Pueden tener gastos entre 200 – 20,000 bl/día a través de sartas de T.P. de diámetro común y hasta 80000 bl/día produciendo por T.R.; aún más se pueden tener gastos tan bajos como 25 bl/día a través de tubería de diámetro reducido.

B. Rango de aplicación del Bombeo Neumático Intermitente

Este sistema se recomienda para pozos con las características siguientes:

- Alto índice de productividad ($> 0.5 \text{ bl/día/lb/pg}^2$) y bajas presiones de fondo (columna hidrostática $\leq 30\%$ profundidad del pozo).
- Bajo índice de productividad ($< 0.5 \text{ bl/día/lb/pg}^2$) con bajas presiones de fondo.

2.1.5. Ventajas y Desventajas

A. Ventajas y Desventajas del BNC

Ventajas

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero.

Desventajas

- Requiere una fuente continua de gas.
- Costos operativos altos si el gas es comprado.
- Altos costos operativos al manejar gases amargos.
- Se requieren niveles de líquido altos.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión.
- La T.R. debe soportar una alta presión de gas.



B. Ventajas y Desventajas del BNI

Ventajas

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.
- Su vida útil es mayor que la de otros sistemas.
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero, por lo que las reparaciones son baratas.

Desventajas

- Requiere una fuente continua de gas.
- Los gastos de producción son reducidos.
- Su eficiencia es muy baja (10-15%).
- Más cantidad de gas para producir un barril
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión.
- La T.R. debe soportar una alta presión de gas.

2.2. Bombeo Mecánico

El Bombeo Mecánico es un sistema artificial de producción (SAP) en el cual el movimiento del equipo de bombeo subsuperficial se origina en la superficie y se transmite a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión. Es uno de los métodos más utilizados el cual utiliza una unidad de bombeo para transmitir movimiento a la bomba de subsuelo a través de una serie de varillas mediante la energía suministrada por un motor. Dicha bomba generalmente ubicada en el hoyo frente a la cara de la formación donde se genera el diferencial entre la presión de fondo y la presión del yacimiento en dirección a favor de la succión de la bomba.

El sistema de bombeo mecánico tiene como objetivo elevar los fluidos a la superficie con un mínimo de:

- Torsión
- Carga en la varilla pulida
- Requerimientos de potencia del motor principal
- Costos de mantenimiento
- Fallas en la varilla

2.2.1. Tipos de Unidades de Bombeo Mecánico

A. Unidades de Bombeo Tipo Balancín

El motor primario es la fuente primordial de potencia para toda la operación de bombeo, el cual se conecta a la caja de engranes, que se encarga de reducir la velocidad que genera el motor a



CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN



velocidades requeridas por la unidad. Una banda en V transmite la potencia del motor a la caja de engranes. El montaje de balancín se encuentra en superficie y convierte los efectos oscilatorios y rotativos del balancín y del motor en movimientos oscilatorios pero lineales para la varilla pulida, la cual está conectada a la sarta de varillas y ésta a su vez con la bomba subsuperficial.

El poste Sampson es un elemento del montaje, el cual debe ser suficientemente rígido y fuerte para soportar por lo menos el doble de la carga máxima de la varilla pulida. Sus soportes centrales soportan el balancín, éste soportará los esfuerzos causados por la carga del pozo por un extremo y la fuerza de las bielas por el otro. Otro elemento importante del montaje es la cabeza de caballo. La cabeza de caballo es instalada en el balancín y soporta la varilla pulida, el cual se mueve en línea tangente al arco de la cabeza de caballo.

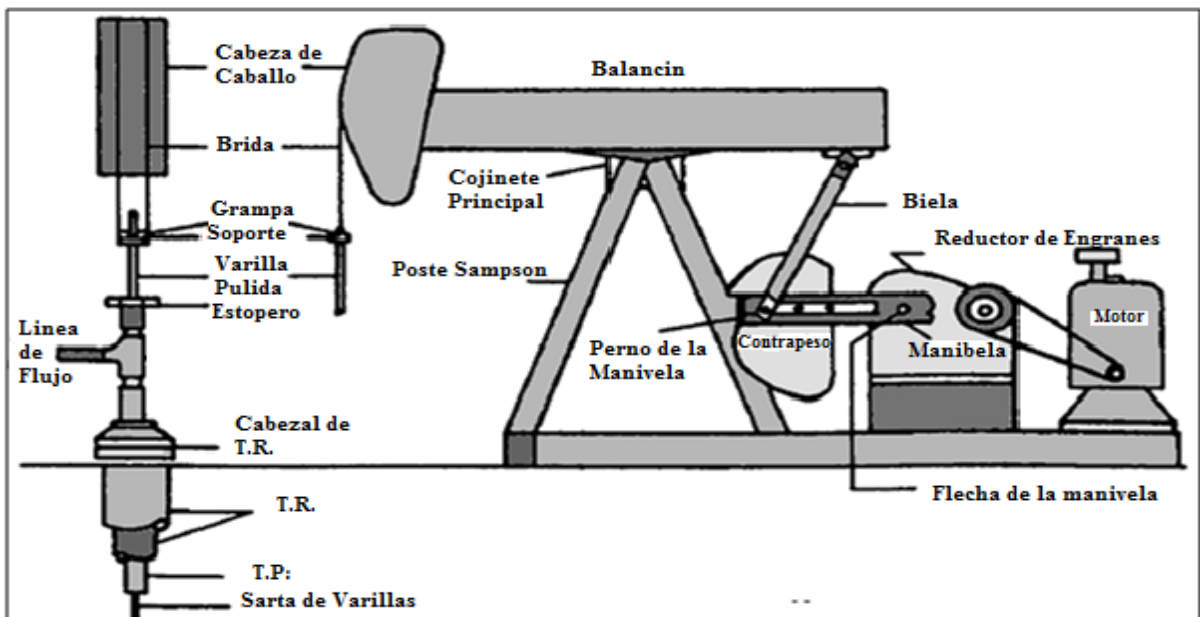


Fig.2.2a. Componentes de Unidad de Bombeo Mecánico tipo Balancín.

Este tipo de unidades cuentan con dos geometrías diferentes, las cuales son:

- Clase I (convencionales).
- Clase II (Mark II y Aerobalanceada).
 - **Unidad de Bombeo Mecánico Clase I (Convencional)**

En la UBM convencional su balanceo es a través de contrapesos y su rotación es en contra de las manecillas del reloj, puede operar en sentido contrario pero no se debe, ya que la rotación de los dos lados por su sistema interno da lubricación a los engranes del reductor.

- **Unidad de Bombeo Mecánico Clase II (Mark II)**

En la UBM Mark II su balanceo es a través de contrapesos y su rotación es conforme a las manecillas del reloj, ya que su sistema de lubricación en el reductor es exclusivamente para esta rotación, no puede operar en rotación contraria por que dañaría considerablemente el reductor.



- **Unidad de Bombeo Mecánico Clase II (Aerobalanceada)**

En la U.B.M. aerobalanceada, su balanceo es a través de aire suministrado por un motocompresor hacia un cilindro amortiguador. El motocompresor se calibra a un paro y a un arranque automático, dependiendo del peso de la sarta de varillas para que el motor principal opere sin esfuerzos. Su rotación y el sistema de lubricación del reductor es igual al de la unidad convencional.

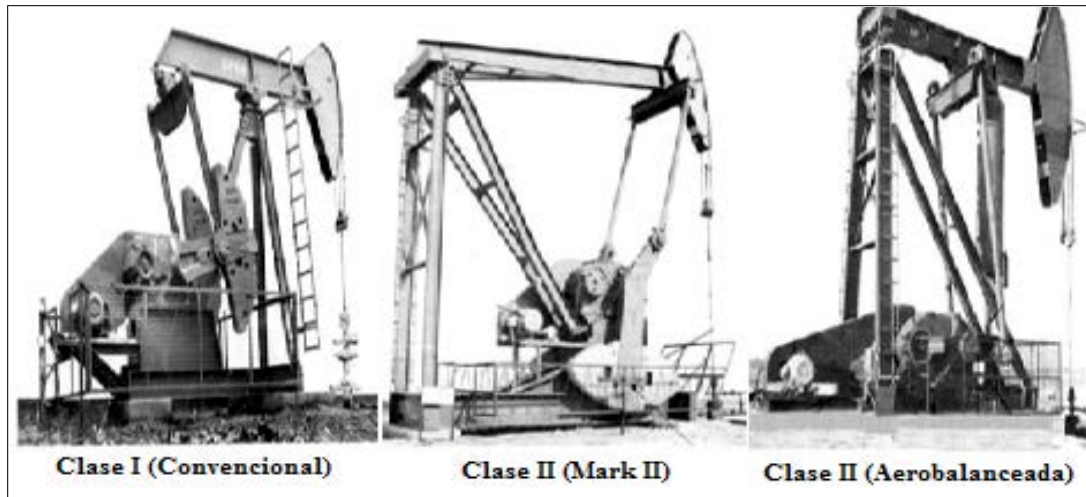


Fig.2.2b - Geometrías de Unidades de Bombeo Tipo Balancín

B. Unidad de Bombeo Mecánico tipo Hidroneumático.

Su principio de funcionamiento está basado en presiones hidráulicas por la compresión y expansión de nitrógeno. El nitrógeno se encuentra dentro de un acumulador soportando dos terceras partes de la carga total de la varilla pulida.

El acumulador es un cilindro con un pistón flotante en su interior, el cual actúan el fluido hidráulico (aceite) y gas comprimido (



CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN



por la salida parcial del émbolo, haciendo que el líquido penetre al barril de trabajo a través de la válvula de pie ocupando el espacio vacío. El desplazamiento del líquido y su descarga a través de la válvula viajera de la tubería de descarga, se produce haciendo entrar nuevamente el émbolo.

2.2.2.1. Ciclo de Bombeo

En la figura (A), el émbolo se está moviendo hacia abajo cerca del fondo de la carrera descendente. El fluido está pasando al barril de la bomba a través de la válvula viajera abierta, mientras el peso de la columna de fluido que está en la tubería de producción, es soportado por la válvula de pie que está cerrada.

En la Figura (B), el émbolo se está moviendo hacia arriba, cerca del fondo de la carrera ascendente. La válvula viajera ahora está cerrada y la válvula de pie está abierta, admitiendo la producción del pozo.

En la Figura (C), el émbolo se está moviendo hacia arriba, cerca de la parte superior de la carrera ascendente. La válvula viajera está cerrada y la válvula de pie está abierta, admitiendo la producción del pozo.

En la figura (D), el émbolo se está moviendo hacia abajo, cerca de la parte superior de la carrera descendente. La válvula de pie está cerrada debido al incremento de presión resultante de la compresión de los fluidos en el volumen existente entre las válvulas viajera y de pie. Cuando el émbolo llega al fondo de la carrera descendente, el ciclo de bombeo se repite.

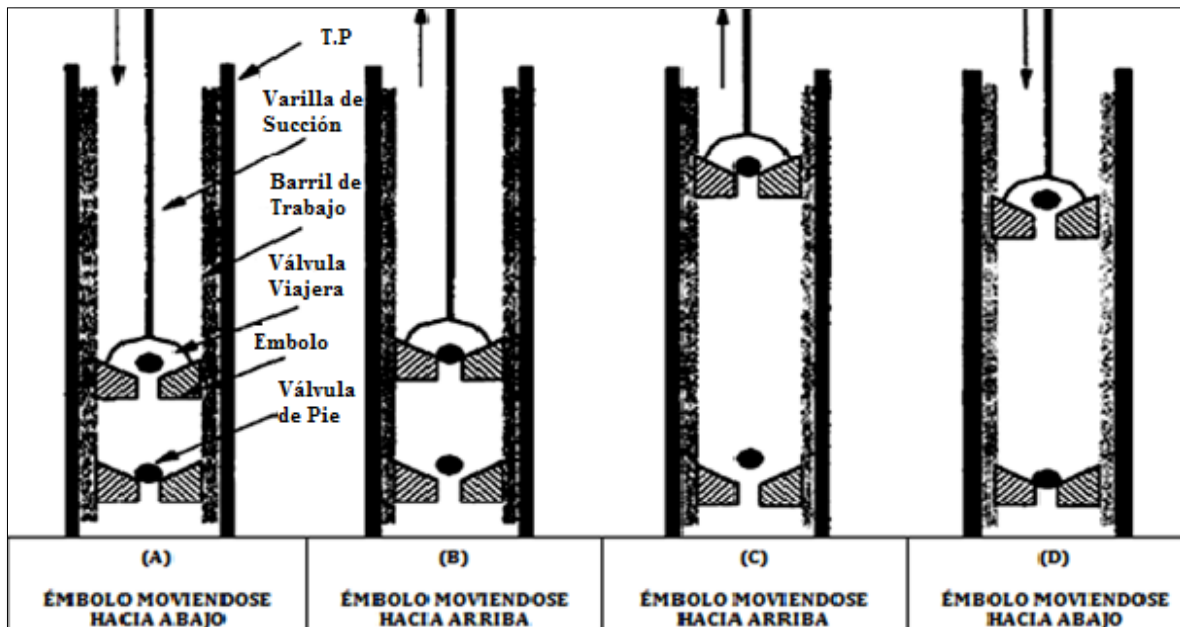


Fig.2.2c - Ciclo de Bombeo Mecánico.

2.2.3. Componentes del Sistema

El equipo de bombeo mecánico consiste esencialmente en dos partes:



Equipo Superficial

1. El motor primario el cual proporciona la potencia necesaria al sistema.
2. La unidad de transmisión de energía o reductor de velocidad.
3. El equipo de bombeo superficial el cual cambia el movimiento de rotación del motor primario en movimiento oscilatorio lineal de bombeo.

Equipo Subsuperficial

1. La varilla de succión subsuperficial manejada por la bomba.
2. Sarta de la varilla de succión el cual transmite el movimiento de bombeo a la bomba subsuperficial..
3. Bomba subsuperficial.

2.2.3.1. Equipo Superficial

A. Motor Primario

Es el encargado de proporcionar energía mecánica a la instalación, el cual será transmitido a la bomba y usado para elevar el fluido, el cual debe tener suficiente potencia para elevar el fluido al ritmo deseado.

B. Reductor de engranes

El objetivo principal del reductor de engranes es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada. El elemento principal del reductor de engranes es la polea, el cual es un mecanismo que recibe la potencia del motor principal por medio de bandas.

C. Unidad de Bombeo Superficial

Es un mecanismo que imparte un movimiento recíproco a una varilla pulida, la cual a su vez es suspendida en la sarta de varillas de succión, debajo del prensaestopas del cabeza del pozo. La mayoría de estas unidades su montaje se basa en el método de contrabalanceo, el cual consta de pesos ajustables a las manivelas de rotación o bien de presión de aire empujando hacia arriba para proporcionar el movimiento del balancín.

D. Mecanismos Superficiales

- **Grampa.** Este dispositivo sirve para sujetar la varilla pulida por apriete. Cuando quedan permanentes las grampas y junto con el cable colgador soportan todo el peso de la sarta de varillas y el peso del fluido. Estas grampas pueden usar uno, dos o tres tornillos para el apriete, incrementándose la seguridad con el número de los mismos.
- **Estopero.** Mecanismo de seguridad que se localiza en la parte superior del árbol de válvulas. Este dispositivo se usa para dar seguridad, cuya función principal es la de contener los fluidos para que no fluyan al exterior, por medio de un conjunto de sellos resistentes al rozamiento
- **Varilla pulida.** Esta se ubica a través de las conexiones verticales del árbol y del estopero, su función es la unión directa entre la sarta de varillas de succión y el equipo superficial.



- **Válvula de retención.** También conocida como válvula check, su principal objetivo es el de permitir el paso del fluido en una sola dirección impidiendo así, el regreso del fluido cuando haya altas contrapresiones.
- **Preventores.** Es un mecanismo de seguridad y solo se puede accionar cuando la unidad de bombeo mecánico no está operando, debido a que pueden dañar los sellos de hule que se encuentran en su interior.

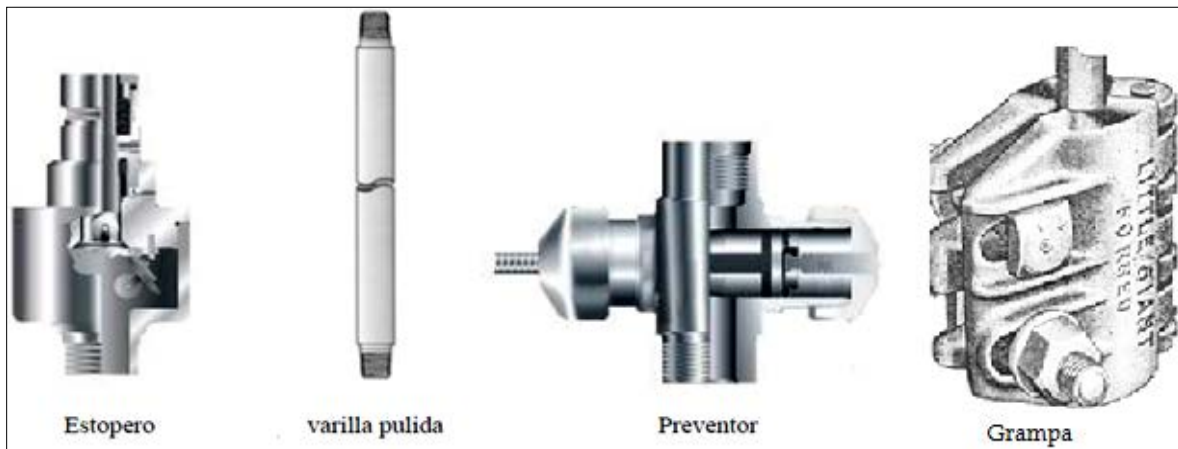


Fig.2.2d - Mecanismos Superficiales.

2.2.3.2. Equipo Subsuperficial

A. Varillas de succión

Es un mecanismo diseñado para enlazar la unidad de bombeo mecánico superficial y la bomba subsuperficial. El movimiento vertical de la unidad superficial es transferido por medio de las varillas de succión a la bomba subsuperficial.

B. Bomba subsuperficial

- **Bomba de tubería de producción.** Esta bomba tiene la característica de que el barril de trabajo está conectado en el fondo de la T.P y es instalada dentro del pozo como parte integral de la sarta de la T.P.
- **Bomba de inserción.** En este tipo de bomba el barril de trabajo es una parte integral del ensamble de la bomba subsuperficial y es corrida como una unidad en la sarta de varillas de succión en el interior de la T.P o de la T.R.

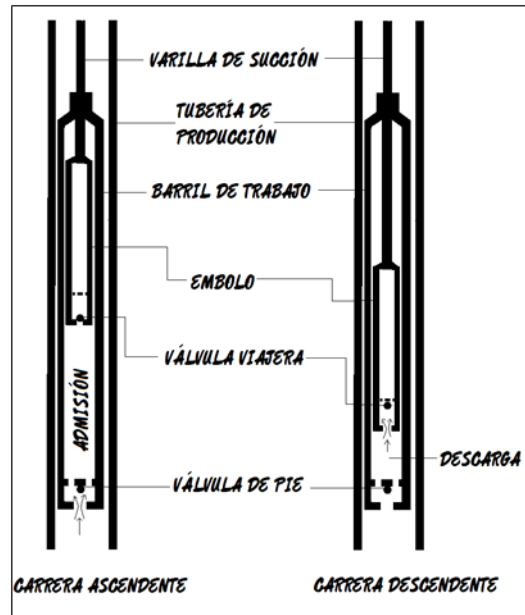


Fig.2.2e - Bomba Subsuperficial de Bombeo Mecánico

C. Tubería de producción

La sarta de varillas se instala dentro de la T.P, al cual su diámetro varía de acuerdo al diámetro de la bomba y por la cantidad de gastos a producir. Dentro de la T.P existen otros equipos que son importantes en el diseño del bombeo mecánico tales como:

- **Ancla mecánica.** Su función principal es sujetar la T.P ya tensionada, es decir con fluidos en la bomba subsuperficial, éste mecanismo es instalado a determinada profundidad del pozo. Al instalar una ancla mecánica se mantendrá la T.P fija, gracias a esto se evitara el problema de elongación, por lo cual se asegura una carrera efectiva de embo de la bomba. Además se disminuirá el desgaste de la varilla y de la T.P.
- **Empacador.** El empacador en este sistema artificial de producción tiene el objetivo de tensionar la T.P, con la diferencia de que éste lleva hules por lo que no permite la comunicación entre la T.P y la T.R.

2.2.4. Rango de Aplicación

Este sistema de bombeo es recomendable usarlo en pozos que presentan las siguientes características

- Bajo índice de productividad ($< 0.5 \text{ bl/día/lb/pg}^2$)
- Bajas presiones de fondo (columna de fluidos menor al 50% de la profundidad del pozo)
- Pozos con producción de aceites viscosos.
- En pozos con profundidades someras (menores de 8000 pies).
- Baja producción de gas libre.



2.2.5. Ventajas y Desventajas

Ventajas

- Es de diseño relativamente fácil.
- Las unidades pueden ser cambiadas a otros pozos.
- Se adaptan a agujeros reducidos
- Es flexible, ya que puede manejar diferentes gastos de acuerdo a la capacidad del pozo según vaya declinando su producción.
- Viable en pozos alejados de instalaciones de inyección de gas o energía eléctrica.
- Trabaja con aceites viscosos y a altas temperaturas.

Desventajas

- Ocasiona alta producción de sólidos.
- No se adapta a grandes profundidades.
- Resulta pesado y estorboso en instalaciones costa afuera.
- Baja eficiencia en pozos con alta producción de gas.
- No se recomienda en pozos con altos grados de desviación.
- No es viable en pozos profundos (más de 8000 pies)

2.3. Bombeo Electrocentrífugo

Este equipo se usa como un sistema de recuperación artificial en pozos de presionados y que no fluyen naturalmente. Se tienen equipos para manejar desde 100 bpd hasta 90,000 bpd para diferentes tuberías de revestimiento, ha demostrado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico. En la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de casos industriales en los que es ampliamente aceptado.

2.3.1. Principio de Operación

El bombeo electrocentrífugo sumergido basa su principio de operación en la centrifugación de fluidos en varias etapas, consiste de una bomba centrífuga de etapas múltiples con un motor eléctrico acoplado en el fondo, la bomba levanta los fluidos del pozo mediante la rotación centrífuga de los impulsores que conducen los fluidos a través de las etapas adicionándoles la energía necesaria para llegar a la superficie.

2.3.2. Componentes del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

Una unidad típica de BEC está constituida en el fondo del pozo por el equipo subsuperficial: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Los componentes del equipo superficial son: Cabezal, cable superficial, tablero de control, transformador.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable.

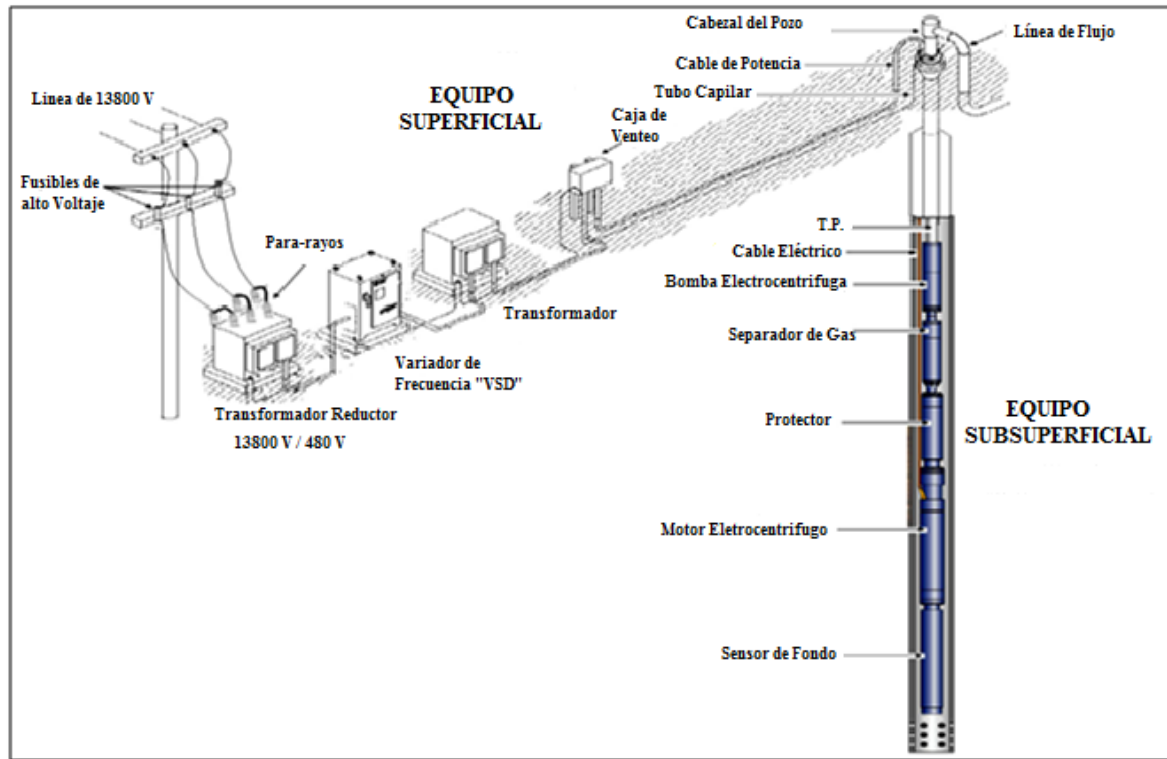


Fig.2.3a - Componentes del Sistema de Bombeo Electrocentrifugo Sumergido

2.3.2.1. Equipo Superficial

a) Bola Colgadora:

Este dispositivo se coloca en un nido sobre el árbol de válvulas. Su función es sostener la tubería de producción, permitir su paso y el de los tres conductores del cable, proporcionando el sello necesario en el espacio anular entre la tubería de producción y de revestimiento para evitar la fuga de fluidos a la superficie. En el caso de instalaciones marinas el paso de los conductores del cable, lo tienen integrado y su contacto es como el de la mufa.

b) Caja de Venteo:

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero. En la caja de viento o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad.

c) Tablero de control:

Es el componente desde el que se gobierna la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad del control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga.



d) Transformador:

Este componente se utiliza para elevar el voltaje de la línea doméstica al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores, que les dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

e) Controlador de velocidad variable:

Este dispositivo puede ser considerado como equipo accesorio u opcional únicamente bajo ciertas circunstancias que impone el mismo pozo. El controlador de velocidad variable permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta el motor y por lo tanto modificar la velocidad de bombeo. El rango de ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 Hz, lo que implica su amplio rango de velocidades y por lo tanto de gasto que es posible manejar.

Otros accesorios pueden ser los sensores de presión y de temperatura de fondo, centradores, carrete de cable, cajas protectoras para transporte del equipo, etc.

2.3.2.2. Equipo Subsuperficiales

a) Motor Eléctrico:

El motor eléctrico colocado en la parte inferior del aparejo, recibe la energía desde la superficie, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencia grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta alcanzar la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia.

b) Protector:

Este componente también llamado sección sellante, se localiza entre el motor y a bomba; está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad del colocación de aparejo.

c) Separador de Gas:

Es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en los pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

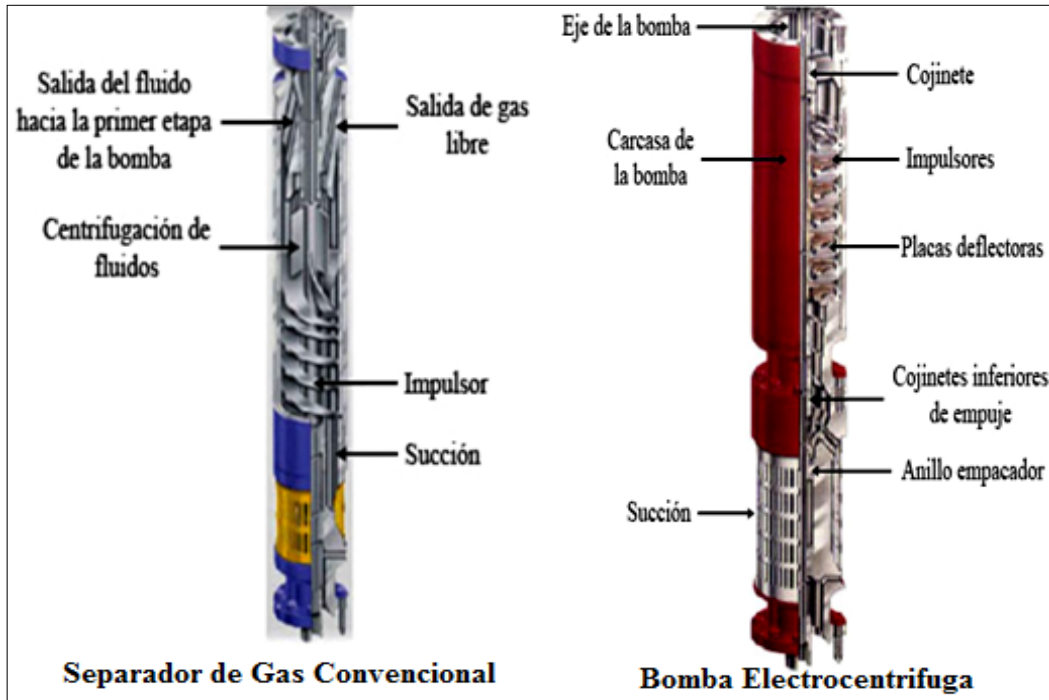


Fig. 2.3b - Componentes Subsuperficiales de BEC.

d) **Bomba Electrocentrífuga:**

Su función básicamente es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente en la cabeza del pozo. La presión desarrollada por una bomba electrocentrífuga sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado.

e) **Cable conductor eléctrico:**

La energía eléctrica necesaria para impulsar al motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos. El aislamiento del cable debe resistir las temperaturas y presiones de operación en el pozo.

f) **Accesorios:**

Con el propósito de asegurar una mejor operación del equipo es necesario contar con algunos accesorios como:

- **Válvulas de contra presión.** Se coloca de una a tres lingadas de tubería por arriba de la bomba, esta válvula permite el flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría.
- **Válvula de drene.** Se coloca de una a tres lingadas por arriba de la válvula de contrapresión. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el



CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN



propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo. Para operarla se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe el perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

Otros accesorios pueden ser los sensores de presión y de temperatura de fondo, centradores, carrete de cable, cajas protectoras para transporte del equipo, etc.

2.3.3. Rango de Aplicación

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

Un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrocentrífugo sumergido, debe reunir características tales que no afecten su funcionamiento, como:

- Altas relaciones gas-aceite.
- Altas temperaturas.
- Presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo.

Entre las características únicas del sistema esta su capacidad de producir volúmenes considerables de fluidos (de 200 hasta 60,000 bl/día) desde grandes profundidades (más de los 15,000 pies) .

2.3.4. Ventajas y Desventajas del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

Ventajas

- Está considerado como un sistema eficiente y económico para producir grandes volúmenes de fluidos, a grandes profundidades y varias condiciones.
- Es capaz de manejar gastos desde 200 hasta 60,000 bl/día de fluidos, en profundidades aún superiores a los 15,000 pies, también
- Se utiliza para producir fluidos con altas viscosidades y en el manejo simultaneo de aceite, gas y agua.
- El comportamiento del sistema es eficaz cuando se maneja únicamente líquidos; más no por esta razón, se deja de intentar su aplicación en pozos que produzcan cantidades considerables de gas libre, ya que la bomba centrífuga tolera cantidades determinadas de gas libre.

Desventajas

- La profundidad de operación está limitada tanto por el rango de potencia del motor eléctrico, como por las altas temperaturas; éstas a su vez limitan el tamaño del motor y las características del cable.
- El costo inicial puede ser alto, ya que las múltiples etapas en la bomba para un alto volumen y las elevadas potencias en el motor son costosas.
- El cable es también de alto costo, especialmente si se requieren recubrimientos para que opere en medios ambientes agresivos.
- Las fallas en el cable son muy frecuentes debido a las altas temperaturas, por corrosión o por mal manejo.
- Las fallas en el motor también son frecuentes y se deben a altas temperaturas, corrosión, abrasión, altas RGA (eficiencias Bajas) y frecuentemente a la liberación de gas encerrado en la bomba.



2.4. Bombeo de Cavidades Progresivas

Los sistemas BCP tienen características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros sistemas artificiales de producción. Una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Normalmente se obtienen eficiencias entre 50 y 70% lo cual, es mayor que cualquier otro método levantamiento. El equipo superficial es de distintas capacidades y dimensiones, se selecciona en función de los requerimientos que exige cada sistema.

2.4.1. Principio de Operación

El sistema artificial por cavidades progresivas (por sus siglas en inglés PCP) consiste en elevar los fluidos, incrementando su presión por medio de la bomba de cavidades progresivas. Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo, que consisten, en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado intermitentemente en un tubo de acero. El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de esta sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía externa, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo, lo cual, permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo, por efecto del incremento de presión.

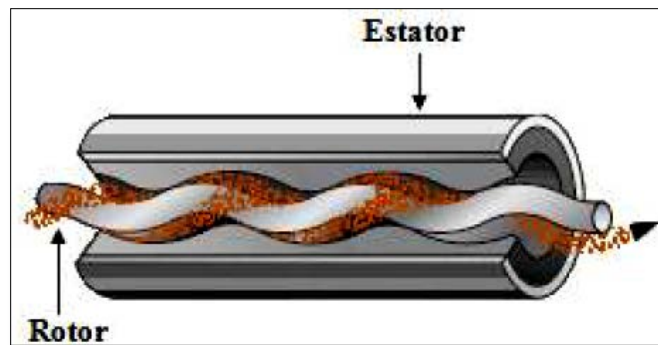


Fig.2.4a – Principio de operación de la bomba de cavidades progresivas.

2.4.2. Componentes del Sistema

De la misma forma que los otros sistemas artificiales de producción los componentes del Bombeo de Cavidades Progresivas se dividen en su Equipo subsuperficial y Equipo Superficial.

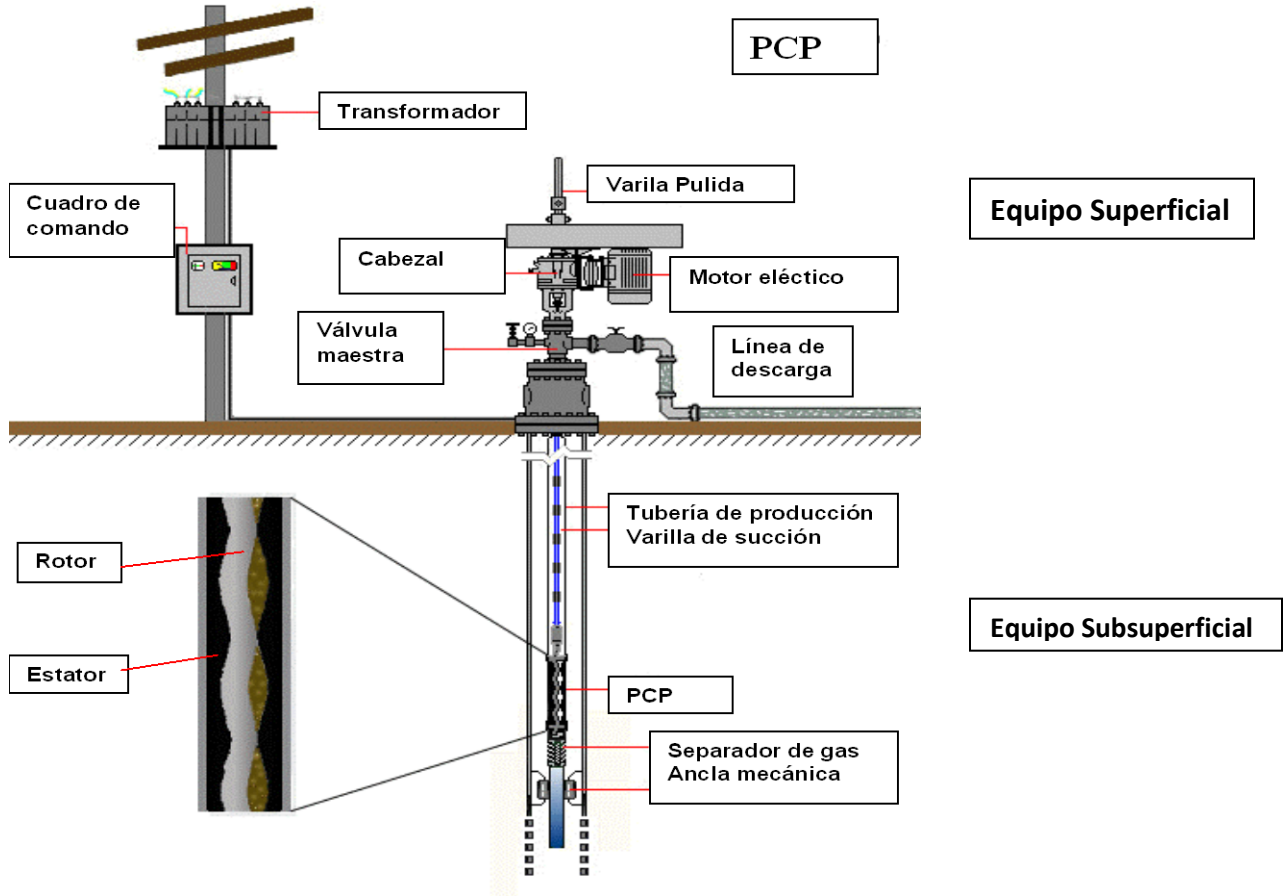


Fig.2.4b – Componentes del sistema de bombeo de cavidades progresivas equipo superficial y subsuperficial.

2.4.2.1. Equipo Superficial

Principalmente, se instalan los sistemas de transmisión de energía de control del pozo. El bombeo de cavidades progresivas tiene un arreglo simple tanto en superficie como en el fondo del pozo. El equipo superficial requiere de una unidad generadora de energía que abastezca el motor, el cual transmitirá la rotación al cabezal y después a la sarta de producción instalada en el interior del pozo.

a) Motor Primario:

Equipo que proporciona el movimiento mecánico a la sarta de varillas para accionar la bomba y permitir la producción del pozo. En el sistema de cavidades progresivas se utilizan motores eléctricos generalmente, sin embargo también se utilizan motores de combustión interna. Las bandas y el reductor de engranes son dispositivos utilizados para reducir la velocidad del motor a velocidades requeridas por la bomba.

b) Cabezal de rotación:

Es el encargado de soportar tanto el peso de la sarta de varillas, como el peso generado por la columna de fluidos por el rotor. El cabezal de rotación se selecciona en función de la carga que debe soportar y de las condiciones de fijación de la varilla de accionamiento, y los motores.



c) Estopero:

Su objetivo es proporcionar un sello que impida la fuga de fluidos a la superficie, además de permitir el giro de la varilla pulida.

d) Varilla Pulida:

Es la encargada de conectar la caja de engranes y la sarta de varillas de succión. Se fabrica de materiales como acero aleado al manganeso, níquel y molibdeno.

e) Reductor de engranes:

Es el sistema de transmisión de potencia del motor a la sarta de varillas. Su función principal es lograr que el movimiento giratorio horizontal del motor, se transforme en movimiento vertical sobre la varilla pulida.

2.4.2.2. Equipo Subsuperficial

El componente principal es la bomba de cavidades progresivas, la cual está constituida por el rotor y el estator, además las varillas se consideran también como equipo subsuperficial.

a) Bomba:

Su objetivo principal es adicionar presión suficiente a los fluidos del pozo, para hacerlos llegar a la superficie. Esta bomba consiste de un equipo helicoidal simple (rotor) que gira dentro de un equipo de elastómero de doble hélice (estator). Cuando el rotor gira dentro del estator, se forma una serie de cavidades selladas. Su existencia es posible debido a la hélice adicional presente en el estator. Conforme una cavidad va desapareciendo en la descarga, otra se está creando con el mismo volumen en la entrada, lo que da como resultado un flujo continuo.

b) Rotor:

El rotor tiene la forma de un tornillo sin fin, se construye en acero de alta resistencia y un cromato en la parte superficial. Este se conecta a la sarta de varillas la cual transmite el movimiento de rotación desde la superficie. La capa de cromo varía según el fabricante.

c) Estator:

El estator consiste en un cilindro de acero con un cuerpo de elastómero pegado intermitentemente. El elastómero es sintético, moldeado en forma de doble hélice.

d) Elastómero:

El elastómero es la base del sistema de cavidades progresivas, éste se moldea al perfil de doble hélice del estator. Su selección correcta prolongará la vida del sistema beneficiando en lo económico y técnico.

e) Sarta de Varillas:

Se utiliza para transmitir el movimiento giratorio de la varilla pulida al motor de la bomba. Está diseñada para soportar las cargas mecánicas e hidráulicas del sistema.



2.4.4. Rangos de Aplicación

Este sistema artificial de producción está diseñado para operar preferentemente en pozos de las siguientes características:

- Baja profundidad 600 m, a mediana profundidad 1370 m, aproximadamente.
- Pozos con sedimentos que se encuentran en el interior del pozo como son: Grupos de carbonato de calcio, poli sulfuros, lutita y/o arcilla, herrumbre de tubería, etc.
- Producción de aceite viscoso.

El sistema tiene una capacidad de desplazamiento real de hasta 2,000 Bls/día ó 320 m³/día, una resistencia a la temperatura de hasta 280 °F ó 138 °C, capacidad de manejo de fracción de gas de hasta 40%.

2.4.5. Ventajas y desventajas

Ventajas

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre.
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión.
- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajos costos de energía.
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipo superficial de pequeñas dimensiones.
- Bajo nivel de ruido.

Desventajas

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos.

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2,000 Bls/día ó 320 m³/día.
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F ó 138 °C.
- Capacidad de manejo de fracción de gas 40%.
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Sujeto a operar con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables.
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba



- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas
- Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.

2.5. Bombeo Hidráulico

El Bombeo Hidráulico es aquel sistema artificial de producción que genera y transmite energía al fondo del pozo mediante el uso de un fluido presurizado que se inyecta en el fondo del pozo desde la superficie, a través de una tubería de inyección, hasta una unidad de producción subsuperficial la cual se coloca a cierta profundidad de interés.

El fluido presurizado se conoce como fluido motriz y puede ser agua o aceite. El fluido motriz acciona una bomba subsuperficial que actúa como un transformador para convertir energía potencial del fluido motriz en carga de presión estática, la cual es transmitida a los fluidos producidos para ser llevados hacia la superficie.

Los sistemas de bombeo hidráulico proporcionan una flexibilidad extraordinaria en la instalación y capacidad de funcionamiento para cumplir una amplia gama de requerimientos de extracción artificial. La instalación de la potencia superficial puede ponerse en un lugar central para servir a pozos múltiples, o como una unidad conveniente montada sobre patín localizada en el lugar del pozo individual.

2.5.1. Tipos de Bombeo Hidráulico

Existen dos tipos de Sistemas de Bombeo Hidráulico

- Bombeo Hidráulico Tipo Pistón
- Bombeo Hidráulico Tipo Jet

A. Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

El bombeo hidráulico tipo pistón consiste de un sistema integrado de equipo acoplado a una tubería conectada al pozo; este equipo transmite potencia a una unidad instalada a una determinada profundidad (pudiendo ser ésta el fondo del pozo) mediante acción hidráulica. El flujo de fluido motriz inyectado al pozo acciona este equipo subsuperficial, el cual consistente de una bomba y un motor como elementos principales que impulsan el fluido de la formación a la superficie, manteniéndoles una presión adecuada.

B. Bombeo Hidráulico Tipo Jet

El bombeo hidráulico tipo jet es un sistema artificial de producción especial, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos. El fluido motriz a alta presión entra en la tobera de la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad del fluido motriz. Esta reducción de la presión hace que el fluido producido se introduzca en la cámara y se mezcla con el fluido motriz.

En el difusor, la energía en forma de alta velocidad es convertida en una alta presión, suficiente para bombear el gasto de fluido motriz y fluido producido a la superficie. Por lo anterior, en el sistema de bombeo hidráulico tipo jet únicamente se tendrá el sistema abierto de fluido motriz.



2.5.2 Principio de Operación

A. Principio de operación del BH tipo Pistón

La operación de este sistema se basa en la transmisión de potencia de forma hidráulica al equipo subsuperficial. El flujo de fluido motriz inyectado acciona el equipo subsuperficial, consistente de una bomba y un motor como elementos principales que impulsan a su vez de forma mecánica al fluido de la formación a la superficie.

B. Principio de Operación del BH tipo Jet

El BH tipo Jet opera basado en la transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos. El fluido motriz a alta presión entra en la tobera de la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad del fluido motriz. Esta reducción de la presión hace que el fluido producido se introduzca en la cámara y se mezcla con el fluido motriz. En el difusor, la energía en forma de alta velocidad es convertida en una alta presión, suficiente para bombear el gasto de fluido motriz y fluido producido a la superficie. Por lo anterior, en el sistema de bombeo hidráulico tipo jet únicamente se tendrá el sistema abierto de fluido motriz.

2.5.3. Componentes del Sistema

Un sistema de Bombeo Hidráulico está constituido por los siguientes componentes:

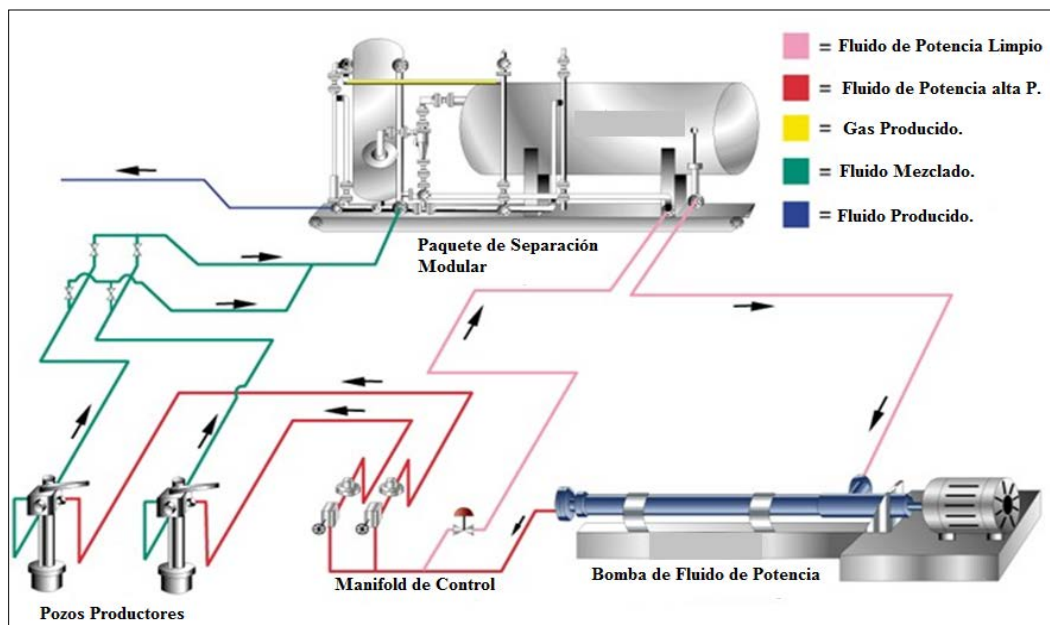


Fig.2.5a – Componentes del sistema de superficial para Bombeo de Cavidades Progresivas.



2.5.3.1. Equipo superficial

a) Tanque para fluido motriz:

Es el equipo donde se trata y almacena el fluido motriz antes de ser succionado por la bomba de la unidad de potencia superficial. En este punto es donde llega la mezcla del fluido motriz los fluidos del pozo.

b) Unidad de potencia:

Proporciona la potencia necesaria al sistema para la inyección del fluido motriz y opera una o varias unidades de producción subsuperficiales. Se compone por una bomba accionada por un motor.

c) Distribuidor múltiple:

Es el equipo que distribuye y controla la cantidad de fluido motriz proveniente de la bomba superficial con dirección hacia los cabezales de los pozos mediante medidores de flujo y válvulas reguladoras de presión.

d) Árbol de Válvulas:

Controla la dirección del fluido así como el volumen proveniente del distribuidor múltiple.

2.5.3.2. Equipo Subsuperficial

El equipo subsuperficial consta de una unidad de producción subsuperficial, la cual convierte la energía potencial del fluido en una carga de presión estática suficiente para transportar los fluidos producidos hacia la superficie. Las instalaciones subsuperficiales de BH pueden ser de dos tipos:

a) Bomba Fija:

La bomba está fijada en la parte inferior de la tubería de inyección, conocida también como instalación convencional.

b) Bomba libre:

La bomba de fondo puede ser corrida y colocada libremente dentro de la tubería de inyección, por lo que no se sujeta físicamente. Esto permite la circulación de la bomba dentro y fuera del pozo sin necesidad de extraer toda la tubería de inyección. Para recuperar una bomba, la circulación se invierte en la sarta de producción, a fin de desanclarla de su asiento. A continuación se circula por la sarta del retorno del fluido motriz (o por el espacio anular) para llevarla a la superficie. Para introducir una bomba la operación se efectúa a la inversa.

2.5.3.2.1. Equipo Subsuperficial BH tipo Pistón

Los componentes del equipo subsuperficial varían en cuanto a las condiciones de diseño de cada fabricante, sin embargo, el principio básico de operación de cualquier unidad es el mismo.



CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN



- Motor hidráulico o pistón motriz de doble acción.
- Válvula motriz que regula el flujo del fluido motriz.
- Bomba hidráulica o pistón de producción.
- Varilla de la válvula motriz o varilla superior.
- Varilla media.
- Varilla inferior.
- Tubo de balance.
- Orificio.

El motor hidráulico y la válvula motriz constituyen la sección motriz se localiza en la parte superior de la unidad. La sección de producción está constituida por la bomba hidráulica localizada en la parte inferior.

2.5.3.2.2. Equipo subsuperficial del BH tipo Jet.

Al igual que el equipo subsuperficial de BH tipo Pistón, los componentes del equipo subsuperficial del BH tipo Jet varían dependiendo de cada fabricante, sin embargo, el principio básico de operación en cualquier unidad es el mismo. Los componentes básicos del equipo subsuperficial del BH tipo Jet son:

- Tobera.
- Cámara de Mezclado.
- Difusor.

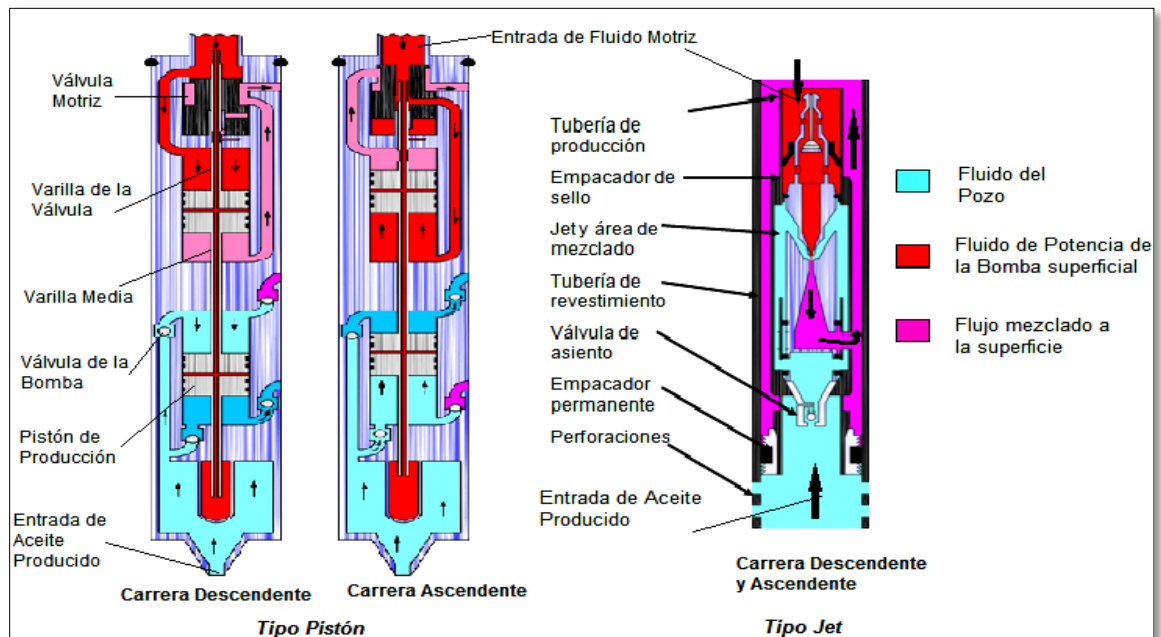


Fig.2.5b - Componentes de las bombas de Bombeo Hidráulico tipo Pistón y Tipo Jet.

2.5.4. Rango de Aplicación

La instalación del bombeo hidráulico es ideal en pozos que se encuentren dentro de los siguientes rangos:



- Alto índice de productividad ($> 0.5 \text{ bl/día/lb/pg}^2$).
- Bajas presiones de fondo (columna hidrostática $\leq 30\%$ profundidad del pozo).
- Bajas relaciones Gas-Aceite.
- Profundidad hasta de 18000 pie.
- Es el sistema artificial de producción más indicado para operar en pozos direccionales.
- Grandes volúmenes de fluido por producir (hasta 5000 bl/día)

2.5.5. Ventajas y Desventajas

Ventajas

- Puede alcanzar mayores profundidades que otros sistemas (hasta de 18,000 pies).
- Flexibilidad para cambiar de condiciones operativas.
- Manejo de crudos pesados. Esto estará en función de la capacidad de la bomba subsuperficial y de su eficiencia.
- Instalaciones grandes (en varios pozos) ofrecen una inversión baja por pozo.
- La recuperación de las bombas se hace por circulación inversa (con Bomba Libre).
- Se pueden instalar en pozos desviados.
- Adaptables a la automatización.
- Fácil adición de inhibidores. Debido al estricto control del fluido motriz, pueden agregársele a éste, toda clase de inhibidores que sea necesarios en la superficie.
- Inversiones bajas para volúmenes producidos mayores a 400 BPD.
- El Equipo Superficial puede ser centralizado en un solo sitio. Desde ese punto, el operador puede:
 - a) Cerrar o abrir uno, cualquiera o todos los pozos, o la combinación deseada de pozos.
 - b) Graduar la velocidad de la bomba en cada pozo.
 - c) Medir la velocidad de la bomba en cualquier pozo.

Desventajas

- Se requiere dar mantenimiento continuo al fluido motriz.
- El manejo de aceite a alta presión en líneas implica riesgos.
- La pérdida de potencia en superficie ocasiona fallas en el equipo subsuperficial.
- El diseño es complejo.
- En ocasiones requiere de sartas múltiples.
- Es difícil la instalación de la bomba subsuperficial en agujero descubierto.
- El manejo de arena, incrustaciones, gas o corrosión ocasiona muchos problemas.
- Demasiada inversión para producciones altas a profundidades someras e intermedias.



Tabla 2.5a. Rangos de Aplicación de los Sistemas Artificiales de Producción.

Parámetros	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Hidráulico Pistón	Bombeo Hidráulico Jet
Profundidad de operación	4,880 [m]	2,400 [m]	4,570 [m]	3,500 [m]	5,500 [m]	5,500 [m]
Temperatura de operación	40 – 200 °C	40 – 290 °C	40 – 290 °C	40 – 180 °C	40 – 260 °C	40 – 260 °C
Gasto de operación	100 – 30,000 [bpd]	5 – 5,000 [bpd]	150 – 100,000 [bpd]	5 – 5,000 [bpd]	50 – 5,000 [bpd]	300 - > 15,000 [bpd]
Densidad del fluido	> 15 °API	> 8 °API	> 10 °API	> 8 °API	> 8 °API	> 8 °API
Manejo de corrosivos	Bueno a excelente	Bueno a excelente	Bueno	Favorable	Bueno	Excelente
Manejo de gas	Excelente	Pobre a bueno	Malo a favorable	Favorable	Favorable	Bueno
Manejo de sólidos	Bueno	Pobre a bueno	Malo a favorable	Excelente	Malo	Bueno
Energía principal	Compresor	Gas o electricidad	Motor eléctrico	Gas o electricidad	Electricidad	Electricidad
Aplicación en plataforma	Excelente	Limitado	Excelente	Bueno	Bueno	Bueno
Eficiencia total del sistema	10 – 30%	45 – 60%	35 – 60%	40 – 70%	45 – 55%	10 – 30%



CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS



CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS

El Nuevo Sistema con Aporte Gravitacional para la Explotación de Yacimientos Maduros es una invención del grupo de Sistemas y Herramientas para la Adquisición de Información en Pozos (SHAIP) del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), cuyo objetivo principal es incrementar la recuperación de hidrocarburos en pozos con bajo índice de productividad o baja capacidad de aporte, en pozos localizados en yacimientos que se encuentran en una etapa de explotación madura o cuando los sistemas de explotación utilizados actualmente rebasan su límite económico, es decir, que los costos de producción son mayores a los beneficios generados por la venta de la producción, también para hacer producir pozos que hasta la fecha han estado abandonados debido a que la extracción resultaba incosteable con los sistemas de explotación disponibles y dados los precios actuales del crudo.

El sistema favorece la recuperación de aceite mediante un proceso de desplazamiento natural (el volumen ocupado por el hidrocarburo producido en el yacimiento será remplazado por otro elemento). El aceite es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, originado por alguna forma de energía, cuya naturaleza depende de ciertas variables tales como: las condiciones estructurales que definen el yacimiento, el tipo de aceite y gas asociado, la capacidad de flujo de la roca, del acuífero adyacente (si existe), y del ritmo de extracción. Es decir el sistema con aporte gravitacional permitirá que los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento actúen con la menor restricción posible (presión de fondo fluyendo cercana a la atmosférica), aportando el mayor volumen posible de hidrocarburos al pozo (producción cercana al gasto máximo).

A continuación se describirán los dos tipos de sistemas con aporte gravitacional; el Sistema con Embolo Viajero y el Sistema con Bombeo Mecánico.

3.1. Principio de Operación de Sistema con Aporte Gravitacional

Ambos sistemas gravitacionales, tienen la característica de liberar la presión ejercida por los fluidos producidos y acumulados en el pozo contra la formación productora de hidrocarburos, obteniendo así, el máximo aporte, esto se logra instalando el aparejo de producción por de bajo de los disparos. Cuando los fluidos se separan al entrar al pozo, el aceite viaja a la parte inferior, evitando la formación de una columna hidrostática de líquido sobre el intervalo productor del yacimiento, mientras que el gas es extraído en superficie hasta alcanzar en la cara del intervalo productor una presión cercana a la atmosférica.

3.1.1. Principio de Operación del Sistema con Embolo Viajero

El principio de operación del sistema, está apoyado en producir periódicamente un determinado volumen de aceite, que será impulsado del fondo del pozo a la superficie por la inyección de gas a alta presión, manteniendo al yacimiento durante su explotación a una presión cercana a una atmósfera de presión.



CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS



El sistema gravitacional está constituido por tres cámaras (**Fig. 3.1a**), siendo la cámara de producción donde se recibe el aceite que aporta el yacimiento por gravedad, el cual al entrar al pozo libera el gas asociado el cual viaja a la parte superior para ser incorporado al interior de la tubería de producción mediante una válvula antirretorno de desfogue, para evitar ejercer contra presión sobre el yacimiento. El aceite viajará a la cámara de propulsión donde se acumulará hasta alcanzar el volumen adecuado, en la cámara de acumulación de gas, que será el interior del espacio anular generado entre la tubería de producción y revestimiento por arriba del empacador, se inyectará gas a alta presión, provocando el desplazamiento del aceite a la superficie con la ayuda del embolo viajero el cual evitara el escurrimiento, efectuándose este proceso cíclicamente.

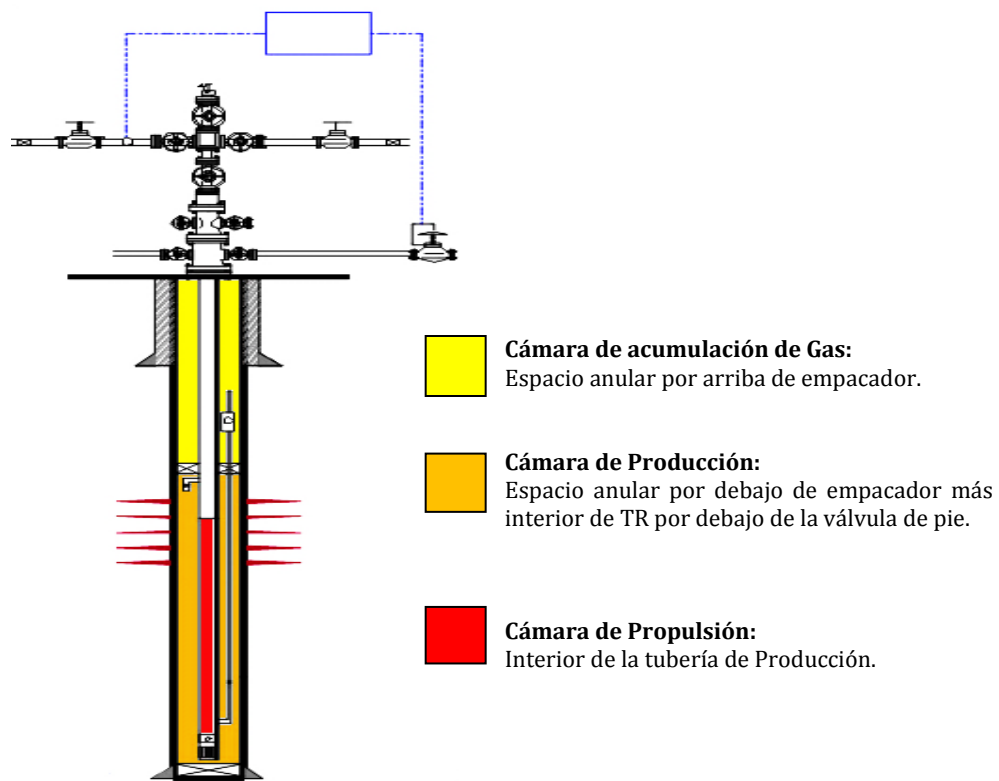


Fig.3.1a - Cámaras de Sistema con Aporte Gravitacional con Embolo Viajero.

El diseño e instalación del sistema gravitacional dependerá de la disponibilidad de determinada presión que se tomará del anillo de bombeo neumático, la magnitud de esta presión determinará la cantidad de petróleo que puede ser almacenada en el pozo y que posteriormente podrá ser desplazada hacia la superficie en forma de bache. El aporte del pozo determinará finalmente la cantidad de desplazamientos por día que se realizarán y por consecuencia, la producción de petróleo de cada pozo.



CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS

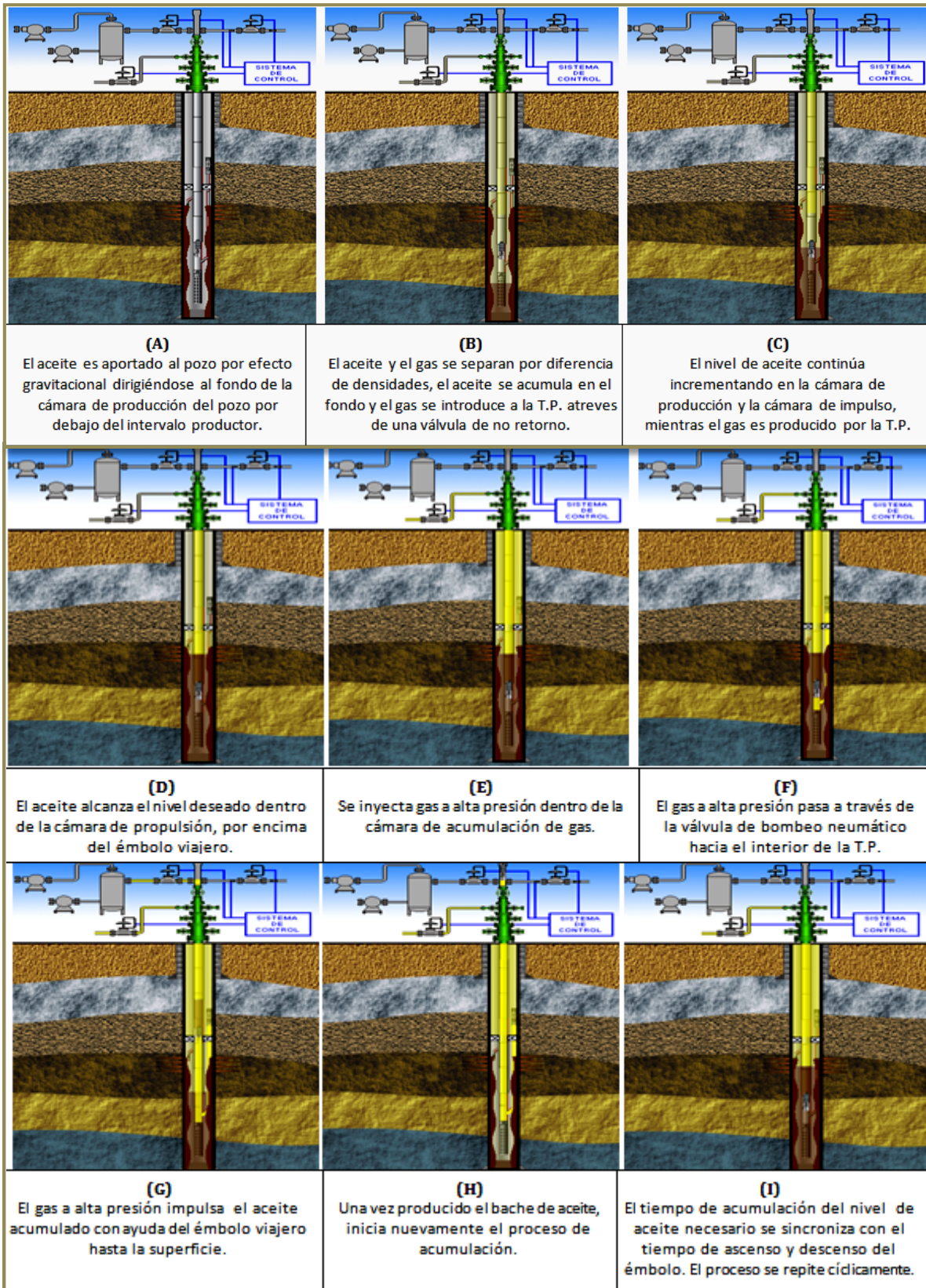


Fig.3.1b - Ciclo de Operación del Sistema con Aporte Gravitacional con Émbolo Viajero



CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS



3.1.2. Principio de Operación del Sistema con Bombeo Mecánica

El Principio de Operación del Sistema con Bombeo Mecánico es el mismo que el principio de operación del Bombeo Mecánico Convencional visto en el Capítulo II, en el cual el movimiento del equipo de bombeo subsuperficial, se origina en la superficie y se transmite a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión. Debido a que se usa una bomba de émbolo, el movimiento de las varillas produce un vacío en el interior del barril de trabajo, ocasionado por la salida parcial del émbolo, haciendo que el líquido penetre al barril de trabajo a través de la válvula de pie ocupando el espacio vacío. El desplazamiento del líquido y su descarga a través de la válvula viajera y tubería de producción, se efectúa haciendo entrar nuevamente el émbolo.

En los pozos con Bombeo Mecánico y en particular los que producen con alta relación Gas-Aceite, es observable la baja eficiencia de la bomba subsuperficial; esto es debido a la presencia del gas dentro del pozo, esta condición, exige un medio adecuado para eliminarlo. Por otro lado el gas acumulado en el espacio anular, provoca con frecuencia candados de gas en la bomba sub-superficial y contrapresión a la formación del pozo.

Actualmente debido a la normatividad y las leyes ecológicas se evita desfogar el gas acumulado en el espacio anular a la atmósfera y quemarlo. Como una causa de esta acción, un gran número de pozos presentan altas presiones en el espacio anular, una de las maneras sencillas y económicas para incrementar la eficiencia de la bomba subsuperficial y disminuir los candados de gas, es el desalojar el gas acumulado en el espacio anular, por medio de un compresor aprovechando el excedente de potencia del motor de la unidad de bombeo mecánico, si la contrapresión en la formación de un pozo logra reducirse, una cantidad adicional de crudo entrará hacia el área de succión de la bomba subsuperficial, incrementándose así la productividad del pozo, el compresor mencionado propicia que la viga viajera extraiga más crudo con cada carrera del pistón (embolada).

Una de las maneras sencillas y económicas para incrementar la eficiencia de la bomba subsuperficial y disminuir los candados de gas, es el desalojar el gas acumulado en el espacio anular, para realizar esto existen básicamente tres alternativas:

- Desfogar el gas a la atmósfera y quemarlo.
- Desalojar el gas por medio de un compresor instalado en la viga viajera de la unidad de bombeo mecánico.
- Desalojar el gas por medio de un compresor estacionario ó móvil.

De las alternativas anteriores, se observa que el desfogar el gas a la atmósfera y quemarlo es una práctica que se evita en lo posible, ya que el gas al desfogarse y quemarse contamina al medio ambiente, esta práctica no se puede efectuar en zonas urbanas, el gas que se quema no se aprovecha y esta fuera de la normatividad de seguridad industrial y protección ecológica.

Para eliminar la contrapresión en el espacio anular, se propone la instalación de un compresor en el Sistema con Aporte Gravitacional con Bombeo Mecánico, para eliminar la contrapresión a la formación provocada por el gas libre en el espacio anular.



**CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



3.1.2.1. Principio de Operación del Compresor de Gas para UBM

El principio del compresor de gas acoplado a la viga viajera (o balancín) o al motor de las unidades de bombeo mecánico (UBM), está basado en una teoría simple: si la contrapresión en la formación de un pozo logra reducirse, una cantidad adicional de crudo entrará hacia el área de succión de la bomba subsuperficial, incrementándose así la productividad del pozo.

Si las emboladas son con baja eficiencia, se genera una columna de fluido sobre la formación productora. Esta columna ejerce presión en contra de la formación en forma de presión hidrostática; en adición, a esta columna la presión superficial en el espacio anular también ejerce presión en contra de la formación. Esta presión puede causar una disminución en el tirante de líquido y consecuentemente reducir la producción del pozo.

Si la presión en el espacio anular es alta en relación a la presión en el fondo del pozo, parte del gas libre entra en el barril de trabajo de la bomba subsuperficial causando un aprisionamiento del gas y reduciendo la eficiencia volumétrica de la bomba. Al reducir la presión en el espacio anular en este tipo de pozos, el compresor minimiza el volumen de gas que entra en el barril de trabajo de la bomba y reduce los problemas ocasionados por los candados de gas.

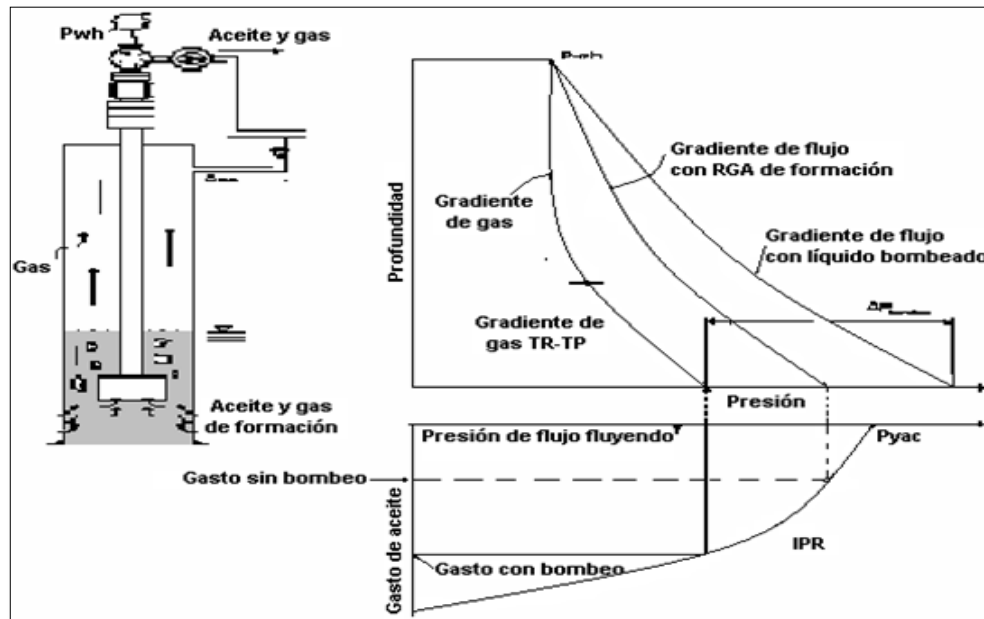


Fig.3.1c - Efecto del Gas Libre sobre el equipo Sub-Superficial de Bombeo Mecánico

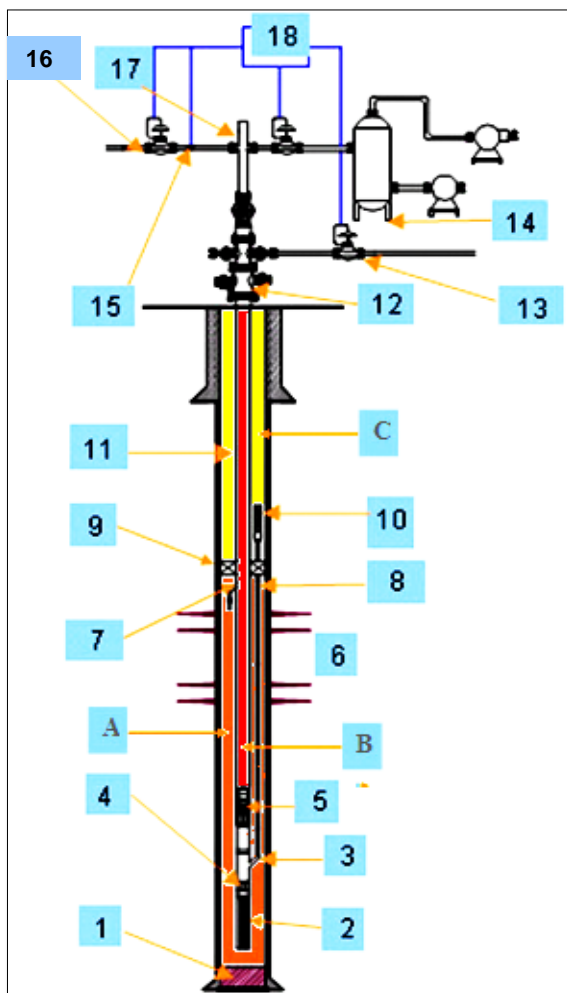
Reduciendo la presión en el espacio anular se aumenta la capacidad de aporte del pozo, incrementándose su producción, lo anterior se hace más evidente cuando se instala el aparato de producción abajo de la zona disparada, esto es, se provoca un aporte gravitacional ya que los hidrocarburos al entrar al pozo se separan, el gas por densidad tiende a acumularse en la parte superior del espacio anular mientras que el aceite se acumula debajo del intervalo disparado. El aceite será extraído por la unidad de bombeo mecánico mientras que el gas por un compresor ubicado en la superficie ya sea en la viga viajera o en el motor de la unidad de bombeo mecánico, integrándolo a la línea de descarga.



3.2. Componentes del Sistema con Aporte Gravitacional

3.2.1 Componentes del Sistema con Embolo Viajero

El Sistema con Aporte Gravitacional con Émbolo Viajero está constituido como ya se mencionó por 3 cámaras, siendo la cámara de producción, donde se recibe el aceite que aporta el yacimiento por gravedad, debiendo viajar a la cámara de propulsión; que es el interior de la tubería de producción colocada abajo del intervalo disparado que tendrá la función de alojar un volumen determinado de aceite que será impulsado cíclicamente a la superficie por la inyección del gas a alta presión proveniente de la cámara de acumulación de gas que es el interior del espacio anular generado entre la tubería de producción y revestimiento por arriba del empacador. Asimismo, las partes que conforman al sistema gravitacional en forma conjunta con las 3 cámaras son:



1. Tapón de cemento o mecánico para tubería de revestimiento.
 2. Tubo ranurado, con extensión tipo naríz.
 3. Válvula de pie para tubería de producción (T.P.)
 4. Niple de Inyección de gas.
 5. Émbolo viajero.
 6. Yacimiento.
 7. Válvula check.
 8. Línea de inyección de gas.
 9. Empacador BP-2 para T.R.
 10. Válvula para B.N. (operante).
 11. Tubería de producción con tubería de producción como cola del empacador.
 12. Árbol de válvulas.
 13. Línea de suministro de gas y válvula de control.
 14. Recuperador de gas baja presión y válvula solenoide al recuperador de gas.
 15. Sensor de flujo.
 16. Línea de descarga con válvula tipo check.
 17. Lubricador y receptor de émbolo viajero.
 18. Sistema de automatización y control.
- A. Cámara de acumulación de aceite
B. Cámara de propulsión
C. Cámara de acumulación de gas de inyección

Fig. 3.2a - Componentes del Sistema con Aporte Gravitacional con Embolo Viajero.



CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS

- 1. Tapón de Cemento:** Es colocado en el fondo del pozo, su función es aislar el fondo del pozo del yacimiento de aceite, para llevar a cabo esta operación, se desplaza un volumen calculado de cemento hacia el fondo del pozo y se espera su fraguado, posteriormente con la inyección de fluidos a presión se comprueba la hermeticidad.
- 2. Tubo Ranurado:** El cual permite el paso de aceite pozo hacia la cámara de propulsión evitando la entrada de sólidos.
- 3. Válvula de Pie o Antirretorno y Niple de Asiento:** Instalados arriba del tubo ranurado, que tienen la función de evitar ejercer contrapresión hacia la formación productora cuando se realiza la inyección de gas a alta presión.
- 4. Niple de Inyección con Conexión para Tubería de Inyección de Gas:** El cual permite el paso del gas de inyección hacia la cámara de propulsión para desplazar el aceite acumulado hacia la superficie.
- 5. Émbolo Viajero:** Evita el escurrimiento de aceite mientras es transportado a la superficie, es decir, permite separar las fases de aceite y gas de inyección.
- 6. Yacimiento de Aceite:** El cual aportará aceite a la cámara de producción, dependiendo de los mecanismos de empuje, presión, temperatura, espesor del yacimiento, porosidad, permeabilidad, propiedades de los fluidos, factor de daño, diámetro, etc.
- 7. Válvula de Desfogue de Gas de Producción Tipo Check:** Siendo su función de comunicar a la cámara de producción de aceite con la tubería de producción, dicha válvula mantendrá la presión atmosférica en la cámara de producción durante la etapa productiva del pozo.
- 8. Línea de Inyección de Gas:** Se utiliza la red de gas que se encuentra instalada alrededor de los pozos con bombeo neumático.
- 9. Empacador:** Aísla las cámaras de producción y acumulación de gas, pero permite el paso de las tuberías de producción e inyección.
- 10. Válvula para Bombeo Neumático:** Permite inyectar gas de alta presión hacia el fondo del pozo, a través de un sistema de monitoreo, el cual es alimentado con baterías y celda solar para garantizar su operación aún en sitios en los que no hay disponibilidad de energía eléctrica.
- 11. Tubería de Producción:** Por lo cual a través de ella serán transportados los hidrocarburos del fondo del pozo a la superficie.
- 12. Árbol de Válvulas:** Permite mantener el control de presión en el pozo, sus especificaciones técnicas dependerán del pozo.
- 13. Línea de Suministro de Gas y Válvula Solenoide:** Tiene la función de suministrar el gas de inyección requerido para desplazar el aceite acumulado en el pozo en los intervalos de tiempo calculados, sus especificaciones técnicas dependen del pozo.



CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS



- 14. Recuperador de Gas de Baja Presión y Válvula Solenoide:** Su función es separar los líquidos arrastrados por la corriente de gas proveniente de la tubería de producción, enviando el gas y los líquidos a la línea de descarga. Se tiene la opción de desfogar la cámara de propulsión hasta la presión atmosférica vía tubería de producción-línea de descarga, sus especificaciones técnicas dependerán del pozo.
- 15. Sensor de Flujo:** Su función es el monitorear en forma continua el flujo mediante el envío de una señal al sistema de instrumentación y control, determinando la conclusión del desplazamiento de los líquidos de la tubería de producción.
- 16. Línea de Descarga, Válvula Solenoide (optativa) y/o Válvula Tipo Check:** Cuya función es transportar los fluidos producidos desde el árbol de válvulas hacia el cabezal de recolección y/o separador, sus especificaciones técnicas dependen del pozo.
- 17. Lubricador y Receptor de Émbolo Viajero:** Permiten mantener el control sobre la llegada del émbolo a la superficie, sus especificaciones técnicas dependen del pozo.
- 18. Sistema de Automatización y Control:** Es un conjunto de elementos electrónicos y neumáticos que mantienen automatizado el sistema, es decir, controlan la inyección de gas al fondo del pozo, mediante el arranque y paro del compresor, apertura y cierre de válvulas de control y el desfogue de la cámara de producción.

El sistema gravitacional de la presente invención comprende de una válvula solenoide en la línea de suministro de gas para controlar el suministro de gas en intervalos de tiempo calculados y dispone de un recuperador de gas de baja presión y válvula solenoide conectados al lubricador, tienen la función de recuperar y separar los líquidos arrastrados por la corriente de gas proveniente de la cámara de producción enviando el gas y líquidos a la línea de descarga después de un ciclo de inyección.

El sistema tiene una válvula solenoide o tipo check en la línea de descarga y un lubricador y receptor de émbolo viajero conectado en la brida superior del árbol de válvulas para control del émbolo en la superficie.

El sistema ubica además un sistema de automatización y control fijado en la parte superior del árbol de válvulas, comunicada vía conexiones neumáticas con la línea de descarga y eléctricas con el sensor de flujo y válvulas solenoides.

El sistema gravitacional comprende de un sensor de flujo fijado al lubricador mediante una conexión roscada que permite al sensor de flujo, ubicarse en la superficie interior del lubricador para detectar el arribo del émbolo viajero al término de un ciclo de producción, así mismo envía una señal eléctrica continua vía cable al sistema de automatización.

El sistema gravitacional incluye un sistema de monitoreo fijado al sistema de automatización y con sensores de presión a la línea de descarga, lubricador y de inyección gas, que recolecta hasta 256 muestras a un intervalo de operación de 1000 psi y una resolución de 4 psi, el cual está alimentado con baterías y celda solar para que la línea de bombeo neumático opere en sitios en los que no hay energía eléctrica.



3.2.2. Componentes del Sistema con Bombeo Mecánico

El Sistema con Aporte Gravitacional con Bombeo Mecánico consta de un compresor no lubricado de doble acción, que es acoplado a la viga del balancín accionado por el movimiento de la viga, o al motor de la unidad de bombeo mecánico, su función primordial es desalojar el gas acumulado en el espacio anular y elevar su presión para descargarlo en la línea de producción. Al hacer esto el compresor reduce la contrapresión en la formación, permitiendo un mayor flujo de líquidos hacia la bomba sub-superficial.

Cuando se tiene una cantidad considerable de licuables en el gas, se utiliza un separador a la succión del compresor, con la finalidad de protegerlo. Este tipo de compresor, es de bajo costo, es relativamente fácil de instalar y requiere de poco mantenimiento.

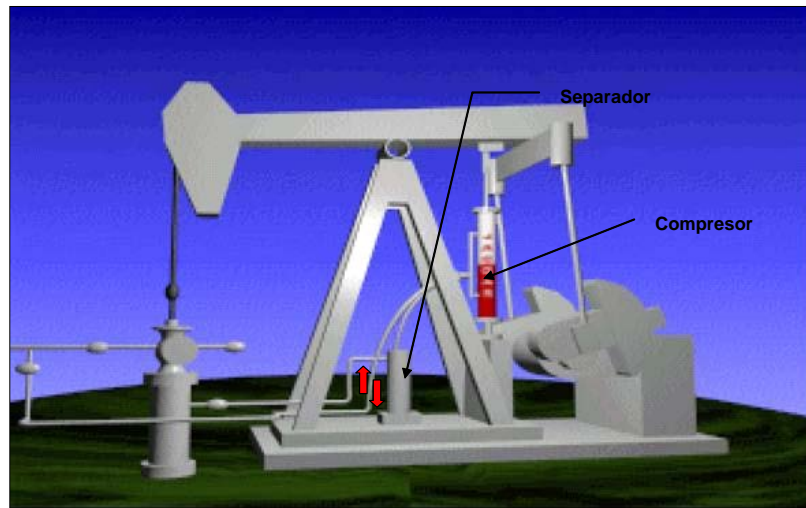


Fig.3.2b - Unidad de Bombeo Mecánico con Separador y Compresor no lubricado de doble acción.

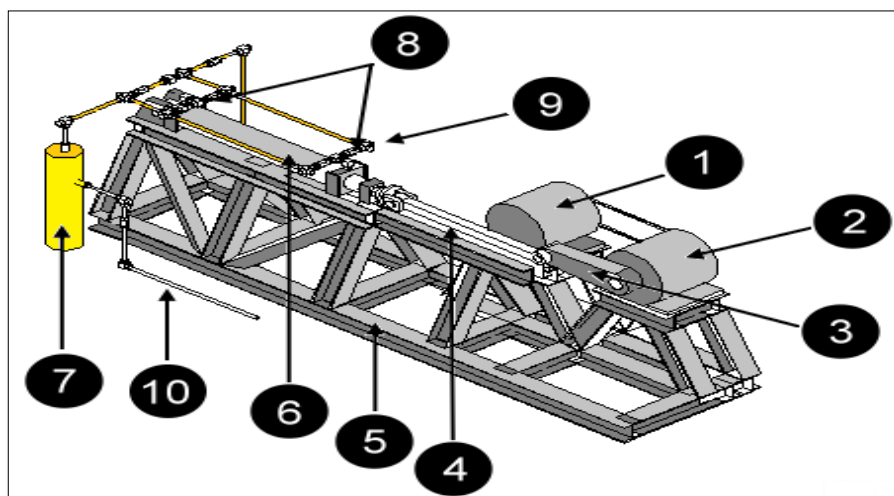


Fig.3.2c - Compresor para Unidad de Bombeo Mecánico.



CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS



Tabla 3.2a - Componentes de Compresor empleado en Sistema con Aporte Gravitacional con Bombeo Mecánico.

Componentes del Compresor para Unidad de Bombeo Mecánico			
1	Motor eléctrico del sistema.	6	Compresor reciprocante de doble acción.
2	Reductor de velocidad.	7	Separador de líquidos.
3	Manivela.	8	Arreglo de válvulas check.
4	Biela.	9	Salida del gas a la tubería de descarga del pozo.
5	Estructura de soporte.	10	Entrada de gas del espacio anular del pozo.

El sistema fue concebido para extraer gas del espacio anular en pozos que tengan instalada una Unidad de Bombeo Mecánico y así evitar que se formen candados de gas en esta Unidad, asimismo, evitar contrapresión en la formación productora del pozo, lo que influye negativamente en el aporte del mismo.

El sistema de compresión-extracción se monta en una zona cercana al pozo, desde el cual se tiende una tubería que conecte el espacio anular del pozo hasta la entrada del compresor del sistema, asimismo, se conecta la línea de descarga del pozo con la salida de gas del compresor.

Adicionalmente, se instala un transmisor de presión a la salida del espacio anular, el cual deberá conectarse al arrancador del motor del sistema, con la finalidad de arrancar o detener la operación de éste, de acuerdo al valor de la presión en el espacio anular.

Una vez que el sistema se encuentra conectado con el pozo, se acciona el botón de encendido del arrancador y el motor inicia su movimiento, haciendo que el reductor mueva la biela y manivela, con lo que el vástago del compresor inicia su recorrido extrayendo gas del pozo y al mismo tiempo comprimiéndolo para enviarlo a la línea de descarga del pozo, puntos 9 y 10 de la **Fig.3.2c**.

Este proceso continúa hasta que la presión en el espacio anular ha bajado hasta 50 psi; en este momento, el microprocesador del sistema le indica al arrancador que pare al motor eléctrico. A pesar de lo anterior, el microprocesador continúa recibiendo señal del transmisor de presión del espacio anular; cuando la presión del espacio anular sube nuevamente hasta 60 psi, el microprocesador le indica al arrancador que active la operación del motor eléctrico y la operación se inicia de nuevo hasta que la presión del espacio anular vuelva a bajar hasta 50 psi.

La secuencia de operación anterior continúa indefinidamente hasta que el sistema requiera de algún tipo de mantenimiento preventivo o correctivo.



CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS

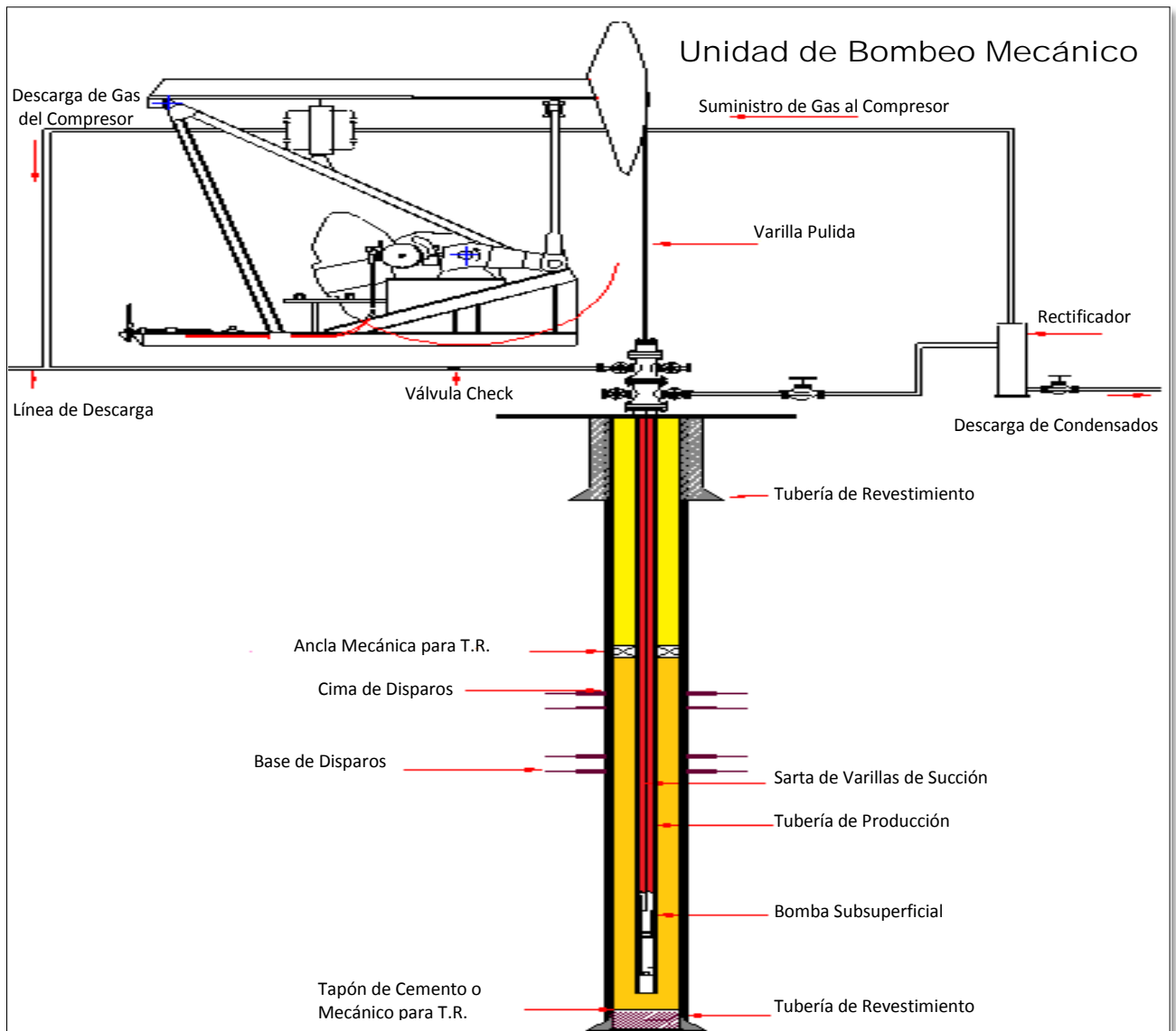


Fig.3.2d. Componentes del Sistema con Aporte Gravitacional con Bombeo Mecánico.

El resto de los componentes superficiales y subsuperficiales del Sistema con Aporte Gravitacional con Bombeo Mecánico son los mismos que los de un Sistema de Bombeo Mecánico Convencional, los cuales fueron descritos en el Capítulo II.

3.3. Software de simulación "GRAVSIM"

Con el objetivo de simular las condiciones de operación del Nuevo Sistema con Aporte Gravitacional con Émbolo Viajero, se desarrolló en el grupo SHAIP del IMP el Software "GRAVSIM", el cual se alimenta con datos de entrada que consisten en información general y datos del pozo, datos obtenidos de pruebas de producción previas, características de la línea de descarga, información del yacimiento y propiedades tanto del gas de inyección como del aceite producido, con estos datos de entrada el software realiza el cálculo de los distintos parámetros de diseño y operación requeridos para la implementación del Nuevo Sistema con Aporte Gravitacional con Émbolo Viajero.



**CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



3.3.1. Datos de Entrada

El Simulador “GRAVSIM” requiere de datos de entrada, los cuales podrán ser ingresados en diferentes sistemas de unidades, los cuales podrán ser seleccionados por el usuario del software. Los Datos de entrada requeridos por el software “GRAVSIM” se mencionan a continuación.

- a. **Información General:** Nombre del Activo, Campo, Pozo y la Fecha de Análisis.
- b. **Datos del Pozo:** La profundidad del empacador, cima de intervalo disparado, Profundidad Interior, Diámetro nominal de T.R. y T.P., Diámetro exterior e interior de la T.P. y su rugosidad.

Fig. 3.3a - Ventanas de simulador “GRAVSIM” de Ingreso de Información General y Datos del Pozo.

- c. **Pruebas de Producción:** Gasto (Q_o), Temperatura de Superficie (T_h), Presión de fondo fluyendo (P_{wf}), presión de fondo estática (P_{ws}), presión en cabeza (P_{wh}), presión de separación (P_s), presión de operación de gas de inyección (P_{op}), Volumen de inyección, Relación Gas Líquido (RGL), Nivel Estático (NE), Gradiente del Líquido (G_s).
- d. **Línea de Descarga:** Diámetro, Longitud, Altura, Presión de Separación.

Fig.3.3b -Ventanas de simulador “GRAVSIM” para el Ingreso de datos de Pruebas de Producción y características de la Línea de descarga.



**CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APOORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



- e. **Datos del Yacimiento:** Temperatura de Fondo (T), Presión de Fondo Estática (Pws), Presión de Fondo Fluyendo (Pwf), Presión de Saturación (Ps), Daño a la Formación, Permeabilidad (K), Cima de la Formación (h), Base de la Formación (h), Radio de Drene (rd), Radio del pozo (rw).

Datos del Yacimiento	
Temperatura de Fondo [T]	0.00 °F
Presión de Fondo Estática [Pws]	0.00 lb/pulg ²
Presión de Fondo Fluyendo [Pwf]	0.00 lb/pulg ²
Presión de Saturación [Ps]	0.00 lb/pulg ²
Daño a la Formación [S]	0.00
Permeabilidad [K]	0.00 MD
Cima de la Formación [h]	0.00 pies
Base de la Formación [h]	0.00 pies
Radio de Drene [RD]	0.00 pies
Radio del Pozo [Rw]	0.00 pies

Aceptar

Fig.3.3c - Ventana de Simulador "GRAVSIM" para el ingreso de Datos del Yacimiento.

- f. **Propiedades del Aceite:** La densidad del aceite (ρ_o), su viscosidad (μ_o), la Relación Gas Aceite (RGA) y el Factor de Volumen (B_o).

- g. **Propiedades del Gas:** La densidad relativa (γ_g) y su viscosidad (μ_g).

Propiedades del Aceite

Densidad [ρ_o]	0.00	
Viscosidad [μ_o]	0.00	cp
Relación Gas Aceite [RGA]	0.00	m ³ /m ³
Factor de Volumen [B_o]	0.00	

Aceptar

Propiedades del Gas

Densidad relativa [γ_g]	0.6000
Viscosidad [μ_g]	0.00

Aceptar

Fig.3.3d - Ventanas del Simulador "GRAVSIM" para el ingreso de las Propiedades del Aceite y del Gas.



CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS



3.3.2. Resultados Obtenidos

Una vez ingresados los datos de entrada, el simulador “GRAVSIM”, éste grafica la curva de IPR del pozo y realiza los cálculos para determinar los parámetros operativos y de diseño necesarios para implementar el Sistema con Aporte Gravitacional con Émbolo Viajero en un pozo específico.

Los parámetros de operación y de diseño para la implementación del Sistema con Aporte Gravitacional obtenidos como resultados de la simulación con el software “GRAVSIM” son:

- Curva de IPR del pozo
- Gasto del Compresor
- Volumen de Gas Inyectado por Ciclo
- Volumen de Gas Inyectado por día
- Presión de Apertura de la Válvula de Bombeo Neumático
- Presión de Cierre de la Válvula
- Profundidad de Válvula Operante
- Columna de Aceite
- Volumen de aceite en TP
- Profundidad del Punto de Inyección
- Gas Recuperado
- Gasto de Aceite Recuperado por Ciclo
- Ciclos por día
- Producción total

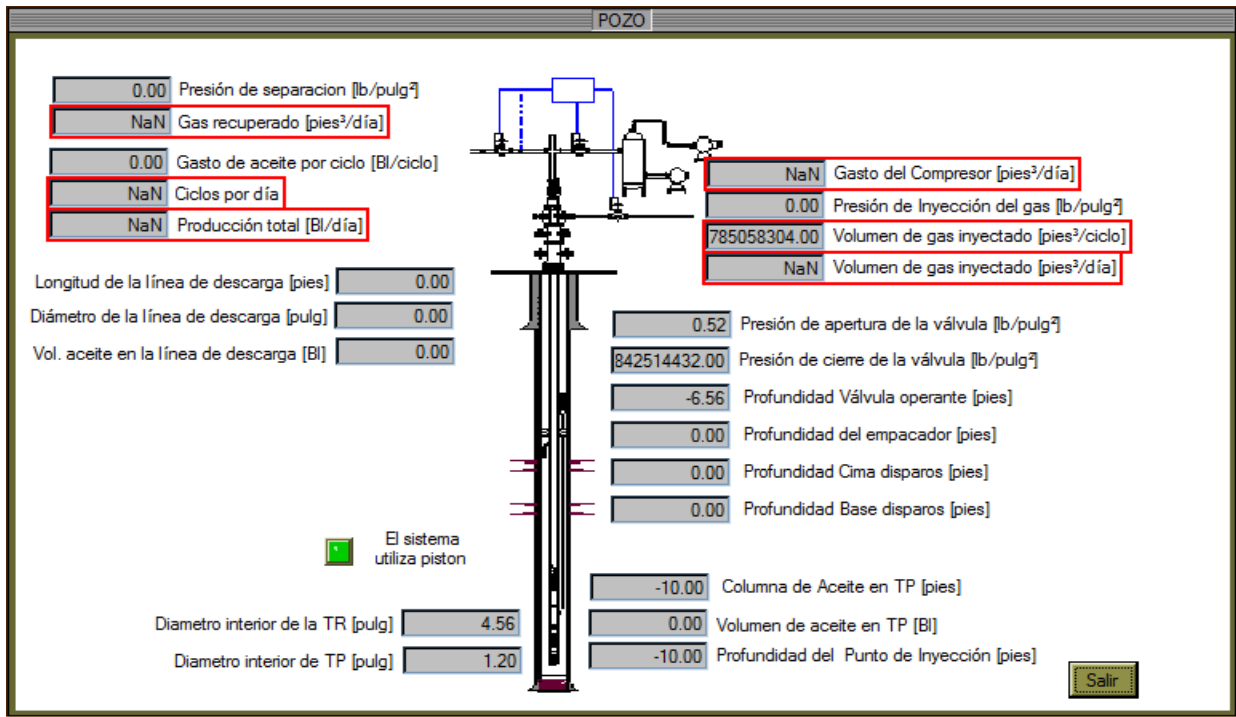


Fig.3.3e - Ventana del Software “GRAVSIM” que muestra los resultados de la simulación.



3.3.3 Fundamentos Teóricos del Software GRAVSIM

El fundamento teórico del software, está basado en la determinación de las caídas de presión por fricción y elevación provocadas por:

- El flujo de gas en el espacio anular (entre la tubería de revestimiento y producción).
- El flujo de aceite y gas a través de la tubería de producción.
- El flujo de aceite y gas a través de la línea de descarga.
- Conexiones superficiales.
- Presión de separación.

Para ello fue necesario realizar un análisis de la ecuación general de energía que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, esta se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema.

La ecuación general de energía se puede expresar como:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots(3.1)$$

Donde:

- Gradiente debido a la elevación

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = \gamma \Delta h \dots\dots\dots(3.2)$$

- Gradiente debido a la fricción:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \dots\dots\dots(3.3)$$

Considerando despreciable el efecto por aceleración, la caída de presión total será:

$$\Delta P_T = \gamma \Delta h + \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \dots\dots\dots(3.4)$$

El factor de fricción (f) es función de la rugosidad de la tubería (ε) y del número de Reynolds (N_{Re}).

$$f = f(\epsilon, N_{Re}) \dots\dots\dots(3.5)$$



**CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



El número de Reynolds se define como:

$$N_{Re} = \frac{dv\rho}{\mu} = \frac{92.2Q\rho_o}{\phi_{ITP}\mu_o} \dots\dots\dots(3.6)$$

ε = Rugosidad de la tubería (pg).
 Para tuberías de producción = 0.0006
 Para tuberías de escurrimiento = 0.0007

$$f = \left[1.4 - 2 \log \left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \dots\dots\dots(3.7)$$

Para $N_{Re} > 3100$ el error será de 1 % (flujo turbulento).
 Para $N_{Re} < 3100$ el error será de 3 % (flujo laminar).

1. CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN $(\Delta P_{TP})_T$:

$$(\Delta P_{TP})_T = (\Delta P_{TP})_o + (\Delta P_{TP})_g \dots\dots\dots(3.8)$$

$(\Delta P_{TP})_o$ = Caída de presión por fricción provocada por el flujo de aceite $(\Delta P_{TP})_{fo}$ a través de una longitud de la tubería de producción, más la presión generada por la columna de aceite en el interior de la tubería de producción $(\Delta P_{TP})_{ho}$.

$$(\Delta P_{TP})_o = (\Delta P_{TP})_{fo} + (\Delta P_{TP})_{ho} \dots\dots\dots(3.9)$$

$$(\Delta P_{TP})_o = 0.433\gamma_L \Delta h + 0.06056 \frac{f\gamma_o Q_o^2 \Delta h}{d^5} \dots\dots\dots(3.10)$$

$$f = \left[1.4 - 2 \log \left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \dots\dots\dots(3.11)$$

$(\Delta P_{TP})_g$ = Caída de presión por fricción provocada por el flujo de gas $(\Delta P_{TP})_{fg}$ a través de una longitud de la tubería de producción, más la presión generada por la columna de gas en el interior de la tubería de producción $(\Delta P_{TP})_{hg}$.

$$(\Delta P_{TP})_g = (\Delta P_{TP})_{fg} + (\Delta P_{TP})_{hg} \dots\dots\dots(3.12)$$

$$(\Delta P_{TP})_g = 0.01878 \frac{\bar{P}\gamma_g L_{gtp}}{Z(\bar{T} + 460)} + \frac{0.026382 f_g \gamma_g Q_g h_g (T_{sep} + 460)^2}{d_{tp}^5 P_{sep}} \dots\dots\dots(3.13)$$

$$\text{Presión media} = \bar{P} = \frac{P_{ig} + P_{sep}}{2} \dots\dots\dots(3.14)$$



**CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



$$\text{Temperatura media} = \bar{T} = \frac{T_{\text{fondo}} + T_{\text{superficie}}}{2} \dots\dots\dots(3.15)$$

El factor de compresibilidad Z, se calcula como sigue:

- Cálculo de la temperatura y presión críticas:

$$P_{pc} = 740 + 100\gamma_g \dots\dots\dots(3.16)$$

$$T_{pc} = 238 + 210\gamma_g \dots\dots\dots(3.17)$$

Donde:

γ_g - Densidad relativa del gas de inyección.

- Cálculo de la temperatura y presión pseudoreducidas:

$$T_{pr} = \frac{P + 460}{T_{pc}} \dots\dots\dots(3.18)$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \dots\dots\dots(3.19)$$

$$\rho_r = 0.27P_{pr}/ZT_{pr} \dots\dots\dots(3.20)$$

$$Z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \left(\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) (1 + A_8 \rho_r^2) \text{EXP}(-A_8 \rho_r^2) \dots\dots\dots(3.21)$$

$A_1 = 0.31506$	$A_5 = -0.6123$
$A_2 = -1.0467$	$A_6 = -0.10489$
$A_3 = -0.5783$	$A_7 = 0.68157$
$A_4 = 0.5353$	$A_8 = 0.68446$

Procedimiento para el cálculo de Z:

1. Suponer un valor de Z y obtener ρ_{r1} para este valor supuesto.
2. Calcular Z con la ecuación y se compara con el supuesto.
3. Realizar las iteraciones necesarias hasta que se obtenga una tolerancia menor o igual a 0.001.

Debido a que la viscosidad del gas es baja y el gasto es alto, el flujo que se espera es turbulento por lo que factor de fricción para gas se calcula como sigue:

$$f_g = \left(2 \log \left(3.715 \frac{d_{ip}}{\varepsilon} \right) \right)^{-2} \dots\dots\dots(3.22)$$



2. CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA LÍNEA DE DESCARGA (ΔP_{LD})_T:

$$(\Delta P_{LD})_T = (\Delta P_{LD})_o + (\Delta P_{LD})_g \dots \dots \dots (3.23)$$

$(\Delta P_{LD})_o$ = Caída de presión por fricción provocada por el flujo de aceite $(\Delta P_{LD})_{fo}$ a través de una longitud (L_{oLD}) de la línea de descarga, más la presión generada por la columna de aceite en el interior de la línea de descarga $(\Delta P_{LD}) \Delta H_o$.

$$(\Delta P_{LD})_o = (\Delta P_{LD})_{fo} + (\Delta P_{LD})_{L_{LD}o} \dots \dots \dots (3.24)$$

$$(\Delta P_{TP})_o = 0.433 \gamma_L \Delta H_{LD} + 0.06056 \frac{f \gamma_o Q_o^2 L_{LDO}}{d_5^5} \dots \dots \dots (3.25)$$

$(\Delta P_{LD})_g$ = Caída de presión por fricción provocada por el flujo de gas $(\Delta P_{LD})_{fg}$ a través de una longitud (L_{gLD}) de la línea de descarga, más la presión generada por la columna de gas en el interior de la línea de descarga $(\Delta P_{LD}) \Delta H_g$.

$$(\Delta P_{TP})_g = (\Delta P_{TP})_{fg} + (\Delta P_{TP})_{L_{LD}g} \dots \dots \dots (3.26)$$

$$\left(\Delta P_{tp} \right)_g = 0.01878 \frac{\bar{P} \gamma_g \Delta H_{LDg}}{\bar{Z} (T + 460)} + \frac{0.026382 f_g \gamma_g Q_g L_{LDg} (T_{sep} + 460)^2}{d_{tp}^5 P_{sep}} \dots \dots \dots (3.27)$$

3. CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR DEBIDO AL FLUJO DEL GAS DE INYECCIÓN (ΔP_{EA})_T:

$$\left(\Delta P_{EA} \right)_T = -0.01878 \frac{\bar{P} \gamma_g H_{VO}}{\bar{Z} (T + 460)} + \frac{0.026382 f_g \gamma_g Q_g H_{VO} (T_{sep} + 460)^2}{P_{sep} (d_{ETR}^2 - d_{ITR}^2)^2 (d_{ETR} - d_{ITR})} \dots \dots \dots (3.28)$$

Donde:

- H_{vo} = Profundidad de colocación de la válvula operante de B.N. (pies/5277)
- D_{ETR} = Diámetro exterior de la T.R. (pg)
- D_{ITR} = Diámetro interior de la T.R. (pg)
- Q_g = Gasto de inyección de gas (pie³/día C.S.)

4. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS DE INYECCIÓN (V_{GI}) POR CICLO:

El volumen de gas necesario para desplazar el volumen de aceite acumulado en el interior de la tubería de producción, se calcula con la siguiente ecuación empírica como sigue:

$$V_{GI} = P_{Ig} * \left(-1.59E - 8 * H_{VO}^2 + 9.47E - 4 H_{VO} \right) \dots \dots \dots (3.29)$$



**CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



Donde:

V_{gi} = Volumen de gas de inyección (pies³ C.S.)

H_{vo} = Profundidad de colocación de la válvula operante de B.N. (pies)

P_{ig} = Presión de inyección de gas (lb/pg²)

$$Q_g = V_{gi} / t_{ig} \dots\dots\dots(3.30)$$

Q_g = Gasto de inyección de gas (pies³/dia C.S.)

t_{ig} = Tiempo de inyección de gas

En el sistema gravitacional la presión del gas de inyección (P_{gi}) deberá ser suficiente para desplazar el aceite acumulado en el interior de la tubería de producción desde el fondo del pozo hasta el separador, representada por la siguiente expresión:

$$P_{gi} = 1.5((\Delta P_{TP})_T + (\Delta P_{LD})_T + (\Delta P_{EA})_T + P_{separación}) \dots\dots\dots(3.31)$$

De lo anterior se puede estimar el volumen de aceite que se puede desplazar con la inyección de gas a la presión disponible en superficie como sigue:

$$h_o + h_g = \text{Profundidad del punto de inyección} \dots\dots\dots(3.32)$$

h_g - Es la altura de la columna de gas en el interior de la tubería de producción, siendo esta en valor, la profundidad de la base de los disparos. Con esto se asegura que el yacimiento solo cargará la columna ejercida por el gas que se aloja en la tubería de producción a la presión atmosférica.

5. CÁLCULO DEL PUNTO DE INYECCIÓN

Para calcular el valor de la profundidad del punto de inyección se sigue el siguiente procedimiento:

1. Suponer un valor inicial de columna de aceite (h_o) menor o igual a 50 metros.
2. Calcular todas las caídas de presión.
3. A la suma de las caídas de presión sumar la presión de separación y multiplicar por 1.5.
4. Comparar el resultado obtenido con la presión de inyección disponible, si la diferencia es mayor de 0.001 entonces incrementar el valor de altura de columna de aceite (h_o) e iniciar nuevamente los cálculos hasta lograr la tolerancia marcada.
5. Con lo anterior conocemos la profundidad del punto de inyección, columna máxima de aceite a desplazar (h_o).

6. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ACEITE A DESPLAZAR (Vdo) CONOCIENDO LA PROFUNDIDAD DEL PUNTO DE INYECCIÓN:

Vdo = Capacidad de la tubería de producción * (Profundidad de la cima de disparos h_g + Columna de aceite a desplazar h_o).

$$Vdo = 0.003187441 * d_{iTP}^2 * (h_g + h_o) \dots\dots\dots(3.33)$$



**CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



Donde:

V_{do} = volumen de aceite a desplazar (barriles)

d_{ITP} = diámetro interior de la tubería de producción (pulgadas)

h_g = profundidad de la base de los disparos (metros)

h_o = columna de aceite a desplazar (metros)

P_{pig} = (h_g + h_o) = profundidad del punto de inyección de gas (metros)

Se considera un escurrimiento = 0 (de información del fabricante), por lo que el volumen de aceite a desplazar es el mismo volumen que llega a superficie (volumen de aceite desplazado a superficie V_{ODS}).

7. CÁLCULO DEL TIEMPO DE INYECCIÓN DE GAS (T_{IG}) :

$$t_{ig} \text{ (min)} = \frac{P_{pig}}{304.8} * 1.5 \dots\dots\dots (3.34)$$

8. CÁLCULO DEL GASTO DE ACEITE POR CICLO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (Q_{OTP}) :

$$Q_{OTP} \text{ (bpd)} = V_{do} / t_{ig} \dots\dots\dots (3.35)$$

Es decir, el aceite (v_{OTP}) y el gas (v_{gTP}) tendrán una velocidad en el interior de la tubería de producción de:

$$v_{gTP}, v_{OTP} \text{ (metros/minuto)} = P_{pig} / t_{ig}$$

9. CÁLCULO DEL GASTO DE ACEITE (Q_{OLD} = V_{OLD} / T_{IG}) Y GAS (Q_{GLD} = V_{GLD} / T_{IG}) POR CICLO EN LA LÍNEA DE DESCARGA:

Capacidad de la línea de descarga (C_{LD}):

$$C_{LD} \text{ (barriles)} = 0.003187441 * d_{LD}^2 \text{ (pulgadas)} \dots\dots\dots (3.36)$$

Volumen de gas en la línea de descarga (V_{gLD}):

$$V_{gLD} = 0.017894206 * d_{ILD}^2 * LLD * \left(\frac{V'_{gLD}}{(V'_{gLD} + V'_{OLD})} \right) \dots\dots\dots (3.37)$$

$$V'_{gLD} = 0.017894206 * d_{ITP}^2 * P_{pig} * \left(\frac{P_{atm}}{P_{sep}} \right) \dots\dots\dots (3.38)$$

10. GASTO DE ACEITE EN LA LÍNEA DE DESCARGA:

$$Q_{gLD} = V_{gLD} / t_{ig} \dots\dots\dots (3.39)$$

V_{gLD} (pies cúbicos)

d_{ITP} (pulgadas)

P_{pig} (metros)

t_{ig} (días)



**CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



Volumen de aceite en la línea de descarga (V_{OLD}):

$$V'_{OLD} = 0.017894206 * d_{ITP}^2 * h_o \dots \dots \dots (3.40)$$

$$V_{OLD} = 0.003187441 * d_{ILD}^2 * LLD * \left(\frac{V'_{OLD}}{(V'_{gLD} + V'_{OLD})} \right) \dots \dots \dots (3.41)$$

Gasto de Aceite en la Línea De Descarga:

- $Q_{OLD} = V_{OLD} / t_{ig}$
- V_{gLD} (en barriles)
- d_{ITP} (en pulgadas)
- h_o (en metros)
- t_{ig} (en días)

11. CÁLCULO DEL NÚMERO DE CICLOS POR DÍA:

Considerando que la presión existente frente a los disparos en la zona productora cuando el pozo se encuentre en condiciones dinámicas, en el sistema gravitacional se pretende alcanzar presión de fondo fluyendo cero, esta presión se puede interpretar como la ausencia de restricciones que tienen que vencer los fluidos para llegar a la superficie, es decir no se ejerce presión sobre la cara de la formación con lo que se puede obtener el gasto máximo del pozo.

El software emplea información sobre el comportamiento del yacimiento, mismo que aportará aceite a la cámara de producción, dependiendo de los mecanismo de empuje, presión, temperatura, espesor del yacimiento, porosidad, permeabilidad, propiedades de los fluidos, factor de daño, radio de drene, etc.

El aporte de fluidos del yacimiento al pozo, puede ser determinado con la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{K * H * (P_{ws} - P_{wf})}{141.2 * \mu_o * Bo * \left(\ln \frac{RD}{RW} - 0.75 + S \right)} \dots \dots \dots (3.42)$$

Es factible suponer que al liberar la presión ejercida sobre la cara de la formación, el yacimiento tiende a aportar el gasto máximo, este gasto puede obtenerse a través de una prueba de producción y con esta información el software determinará la curva IPR y con ello el potencial o la capacidad de aporte del pozo.

Con los métodos de Vogel, explicado en el Capítulo I, es posible determinar la curva IPR y el gasto máximo.

Considerando que en la prueba piloto se estará monitoreando en nivel del pozo, se conocerá con exactitud la capacidad de aporte del pozo, para nuestros fines es válido emplear el método de Vogel para estimar el gasto máximo basados en una prueba de presión.



**CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



El error máximo de este método es del 10 %, ante esta circunstancia y considerando que se tendrá ejerciendo sobre la cara de la formación la columna de gas presente en el interior de la formación, se determinó que el gasto de aceite que aportará el pozo, será el 85 % del gasto máximo. Situación que será comprobable al realizar la prueba.

Conociendo el valor del gasto de aceite que aportará el pozo Q_o (bpd) = 0.85 q_{max} se calcula el número de desplazamientos que deberán realizarse mediante la inyección de gas a alta presión.

$$No. Ciclos/ día = Q_o/V_{do} \dots\dots\dots(3.43)$$

V_{do} = Volumen de aceite desplazado por ciclo (barriles)

12. CÁLCULO DEL TIEMPO DE CAÍDA DEL ÉMBOLO VIAJERO:

De información del fabricante, se determina el tiempo de caída del émbolo (t_{ce}) desde el lubricador en superficie hasta el fondo del pozo (tubing stop), como sigue:

$$t_{ce} = \frac{P_{pig}}{304.8} \dots\dots\dots(3.44)$$

Donde:

P_{pig} = Profundidad del punto de inyección de gas (metros)

t_{ce} = Tiempo de caída del émbolo (minutos)

13. CÁLCULO DEL TIEMPO LLENADO DE LA CÁMARA DE ACUMULACIÓN DE ACEITE (T_{LLCA}):

$$t_{LLCA} = \frac{1440}{No.ciclos / dia} \dots\dots\dots(3.45)$$

t_{LLCA} = Tiempo de llenado de la cámara de acumulación (minutos)

Condiciona para el uso del émbolo viajero en el sistema gravitacional para pozos:

Si $t_{ce} > t_{LLCA}$; entonces no es posible emplear émbolo viajero y se procede a considerar un escurrimiento de aceite (EA_{ITP}) en el interior de la tubería de producción como sigue:

$$EA_{ITP} = \frac{0.07 * V_{do} * P_{pig}}{304.8} \dots\dots\dots(3.46)$$

Donde:

EA_{ITP} = Volumen de aceite que escurre al fondo del pozo durante un desplazamiento (barriles)

V_{do} = Volumen de aceite a desplazar de la cámara de acumulación (barriles)

P_{pig} = Profundidad del punto de inyección de gas (metros)



**CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



14. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ACEITE DESPLAZADO A SUPERFICIE (V_{ODS}) CUANDO NO SE EMPLEA ÉMBOLO VIAJERO:

$$V_{ODS} = V_{do} - EA_{ITP} \dots \dots \dots (3.47)$$

$$\text{No. Ciclos/ día} = Q_o / V_{ODS} \dots \dots \dots (3.48)$$

Donde:

Q_o = Es el gasto de aceite que aporta el pozo (bpd)

V_{ODS} = Es el volumen de aceite desplazado del fondo del pozo a superficie (barriles)

15. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE APERTURA DE LA VÁLVULA OPERANTE (P_{AVO}):

$$P_{AVO} = P_{ig} + 0.25 \left(0.01878 \frac{\bar{P}_g H_{vg}}{Z(T + 460)} \right) \dots \dots \dots (3.49)$$

Donde:

P_{AVO} = Presión de apertura de la válvula operante (lb/pg²)

H_{vo} = Profundidad de colocación de la válvula operante de B.N. (pies/5277)

P_{ig} = Presión de inyección de gas (lb/pg²)

16. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE CIERRE DE LA VÁLVULA OPERANTE (P_{CVO}):

La presión de cierre de la válvula operante estará en función del depresionamiento necesario del espacio anular (cámara de acumulación de gas) para desplazar el volumen de aceite del fondo del pozo a la superficie aunado a la inyección de gas, y de una relación empírica se calcula como sigue:

$$P_{CVO} = P_{AVO} - 23.64 + \frac{2.39 * H_{VO} * (d_{ITR}^2 + d_{ETP}^2)}{P_{ig}} \dots \dots \dots (3.50)$$

Donde:

P_{AVO} = Presión de apertura de la válvula operante (lb/pg²)

P_{CVO} = Presión de cierre de la válvula operante (lb/pg²)

H_{vo} = Profundidad de colocación de la válvula operante de B.N. (metros)

P_{ig} = Presión de inyección de gas (lb/pg²)

D_{ITR} = Diámetro interior de la tubería de revestimiento (pg)

D_{ETP} = Diámetro exterior de la tubería de producción (pg)



**CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA CON APOORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



17. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS PARA INYECCIÓN (V_{GI}) POR CICLO:

El volumen de gas necesario para desplazar el volumen de aceite acumulado en el interior de la tubería de producción, se calcula con la siguiente ecuación empírica como sigue:

$$V_{GI} = P_{ig} * (-1.59E - 8 * H_{VO}^2 + 9.47E - 4H_{VO}) \dots\dots\dots(3.51)$$

Donde:

V_{GI} = Volumen de gas de inyección (pies³ C.S.)

H_{VO} = Profundidad de colocación de la válvula operante de B.N. (pies)

P_{ig} = Presión de inyección de gas (lb/pg²)

18. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DEL RECUPERADOR DE GAS A BAJA PRESIÓN (QGC):

$$Qgc = RGA * Qo + V_{gITP} = (RGA * Qo + 0.005454 * d_{ITP} * Ppig * (0.068 / Psep) * No.ciclos) / tig \dots\dots\dots(3.52)$$

Donde:

RGA = Relación gas aceite (pie³/barril)

Qo = Gasto de aceite producido por el pozo (barriles)

d_{ITP} = Diámetro interior de la tubería de producción (pulgadas)

$Ppig$ = Profundidad del punto de inyección de gas (pies)

tig = Tiempo de inyección de gas (días)

Qgc = Gasto de gas que manejará el compresor (pie³/día)

19. DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA DE LOS FLUIDOS EN LAS TUBERÍAS

La temperatura a lo largo de un pozo puede determinarse mediante el procedimiento Romero Juárez, que se basa en la ecuación de Ramey.

$$T(D,t) = g_G D + T_{es} - g_G A + (T_{es} + g_G A - T_{es}) \exp(-D / A) \dots\dots\dots(3.53)$$

$$A = \frac{[q_o MC_{fm} (d_{ci} - d_{te}) (33.6 + d_{ti} k_{han} f(t) / (d_{ci} - d_{te}))]}{211.11 d_{ti} k_{han}} \dots\dots\dots(3.54)$$

$$A = \frac{W_m C_{fm} (K_{he} + r_{ti} U f(t))}{2\pi r_{ti} K_{he} U} \dots\dots\dots(3.55)$$

Donde:

$$C_{fm} = \frac{(C_{fo} W_o + C_{fw} W_w + C_{fg} W_g)}{W_m} \dots\dots\dots(3.56)$$

$$W_m = q_o M_o + q_w M_w + q_g M_g \dots\dots\dots(3.57)$$



**CAPÍTULO III. DESCRIPCION DEL NUEVO SISTEMA CON APORTE GRAVITACIONAL
PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS**



C_{fm} = Calor específico de la mezcla (Btu/ lb_m·°F)

$M_{o,w,g}$ = Masa de aceite, agua y gas (lb_m/bl_o @ c.s.)

$$r_{ii} = \frac{d_{ii}}{24} \dots\dots\dots(3.58)$$

$$x = 0.31333 \log(Y) - 0.06(\log Y)^2 + 0.006666(\log Y)^3 \dots\dots\dots(3.59)$$

$$f(t) = 10^x \dots\dots\dots(3.60)$$

$$Y = 552t / d_{ce}^2 \dots\dots\dots(.3.61)$$

Donde:

D = Profundidad (pies)

d_{ti} = Diámetro interior de la tubería de producción (pulgadas)

t = Espesor de pared (pulgadas)

d_{ce} = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento (pulgadas)

g_G = Gradiente geotérmico local 8(°F/pie)

El software "GRAVSIM" tiene programados estos modelos matemáticos y sus respectivos procedimientos de solución, algunos de los cuales son iterativos. El software "GRAVSIM" es una herramienta muy valiosa, que nos ayudara ha determinar los parámetros operativos y de diseño requeridos para la implementación de un Sistema con Aporte Gravitacional con Émbolo Viajero, dadas las características específicas de un pozo candidato para la implementación de este sistema.



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



CAPÍTULO IV

SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL

Para realizar la selección de un pozo candidato para la aplicación del Sistema con Aporte Gravitacional con Émbolo Viajero se debe recopilar la mayor cantidad de información posible, tal como información del campo y yacimiento en el cual se encuentran los posibles candidatos, sus estados mecánicos, si son fluyentes u operan con algún sistema artificial de producción, sus históricos de producción, así como las propiedades de los fluidos producidos y datos de la línea de descarga, entre otros. Los parámetros preestablecidos que debe cumplir un pozo candidato para la implementación del Nuevo Sistema con Aporte Gravitacional con Émbolo Viajero son:

- 1) Pozos localizados en Yacimientos Maduros, depresionados y con bajo índice de productividad.
- 2) Disponer de línea de suministro de gas (anillo de B.N.)
- 3) Profundidad Interior menor a 3000 mts.
- 4) Tener entre 150 y 200 metros de espacio disponible abajo de la base de los disparos
- 5) °API > 25 (no determinante)
- 6) RGA < 100



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



producción) y por recuperación secundaria (inyección de agua), y se encuentra actualmente en una etapa de declinación de su producción, por lo que es correcto considerarlo un Yacimiento Maduro. Las propiedades promedio del yacimiento FI-A y sus pozos productores se muestran en la **Tabla 4.1a**.

Tabla 4.1a. Propiedades promedio del Yacimiento FI y sus pozos productores.

Temperatura de Fondo T (°F)	Presión de Fondo Estática Pws (lb/pg2)	Daño a la Formación S	Permeabilidad K (md)	Cima de la Formación h(metros)	Base de la Formación h(metros)	Radio de Drene Rd(metros)	Radio del pozo Rw(metros)
180	711	0.35	7	1869.95	2020.21	30.48	0.17

Para los análisis posteriores se tomaran los mismos datos de las instalaciones superficiales, tales como el diámetro, longitud y elevación de la línea de descarga que va de la boca de los pozos al separador, presión disponible para el gas de inyección y presión de separación. Estas consideraciones son validas ya que las variaciones no son tan fuertes de pozo a pozo y debido a que no se pudo contar con la información exacta para los siete pozos preseleccionados. Esta información se muestra en la **Tabla 4.1b**.

Tabla 4.1b. Datos de Línea de Descarga, Presión de Separación y Presión disponible en el Anillo de BN.

Diámetro Línea de descarga Φ LD (pulgadas)	Longitud de la Línea de descarga LLD (metros)	Altura de la Línea de descarga (metros)	Presión de Separación (lb/pg2)	Presión Disponible en el Anillo de BN (lb/pg2)
4	2000	0	56.9	720

El valor de la presión disponible en el anillo de bombeo neumático se tomo como un valor promedio del comportamiento de esta presión a diferentes tiempos. El comportamiento de la presión en el anillo de Bombeo Neumático fue medido y registrado, y se muestra en la **Fig.4.1a**.

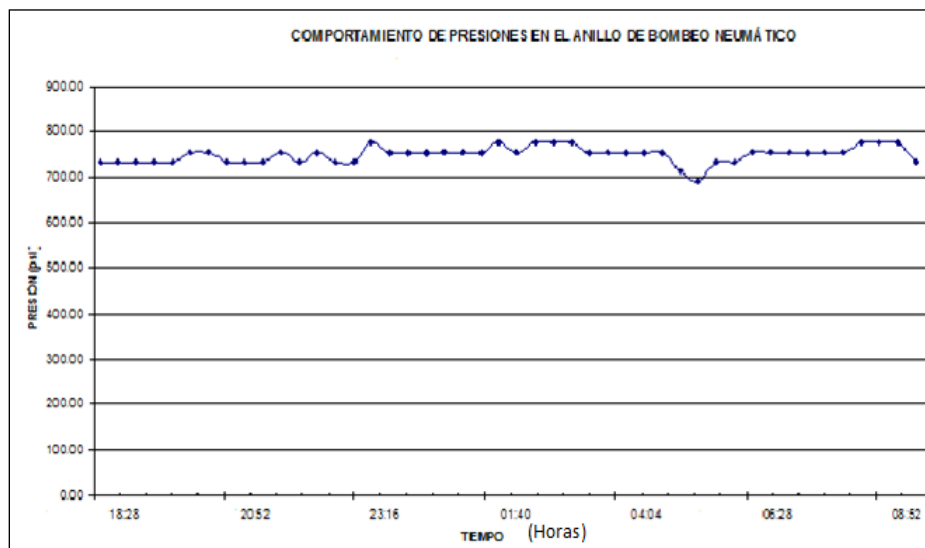


Fig.4.1a. Comportamiento de la presión en el anillo de BN a diferentes tiempos



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



4.1.1 Datos de estados mecánicos

Una vez preseleccionados los siete pozos productores del Yacimiento FI-A, se procedió a la recopilación y análisis de la información de sus estados mecánicos. Seis de estos siete pozos se encontraban terminados con un aparejo de producción de Bombeo Neumático y uno con un aparejo de producción de Bombeo Mecánico. Los datos recopilados de estos estados mecánicos se muestra en la **Tabla 4.1c.**

Tabla 4.1c. Información recopilada de Estados Mecánicos de pozos del Campo FI.

POZO	Prof. del empacador he. (metros)	Cima del Intervalo disparado Cid. (metros)	Base del Intervalo disparado Bid. (metros)	Prof. Interior Pi. (metros)	Diámetro Nominal T.R. (pulgadas)	Diámetro Nominal T.P. (pulgadas)	Diámetro exterior T.P. Φ_{etp} . (pulgadas)	Diámetro Interior T.P. (Φ_{itp}). (pulgadas)	Rugosidad de la tubería(€)
FI-101	1422	1422	1520	2132	6 5/8"	2 7/8"	2.88	2.44	0.0007
FI-102	1392	1412	1476	1600	6 5/8"	2 7/8"	2.88	2.44	0.0007
FI-106	1428	1438	1475	1862	6 5/8"	2 7/8"	2.88	2.44	0.0007
FI-123	1395	1415	1450	1600	6 5/8"	2 7/8"	2.88	2.44	0.0007
FI-162	1425	1445	1509	1737	6 5/8"	2 7/8"	2.88	2.44	0.0007
FI-188	1399	1419	1470	1737	6 5/8"	2 7/8"	2.88	2.44	0.0007
FI-198	1399	1419	1470	1600	6 5/8"	2 7/8"	2.88	2.44	0.0007

Estos datos nos ayudaran a determinar el espacio del cual se dispone por debajo de la base del intervalo productor, el cual es igual a la diferencia entre la profundidad interior del pozo y la base del intervalo disparado y que debe ser de entre 150 y 200 metros. Además confirmaremos que ninguno de estos pozos supere los 3000 metros de profundidad interior.

Tabla 4.1d. Profundidad interior y espacio disponible de pozos candidatos

POZO	Profundidad de Base del Intervalo (metros)	Profundidad Interior (metros)	Espacio Disponible (metros)
FI-101	1520	2132	612
FI-102	1476	1600	124
FI-106	1475	1862	387
FI-123	1450	1600	150
FI-162	1509	1737	228
FI-188	1470	1737	267
FI-198	1470	1600	130

Como se puede apreciar en la **Tabla 4.1d**, ninguno de estos pozos tiene más de 3000 metros de profundidad interior, pero no todos cuentan con más de 150 metros de espacio por debajo del intervalo productor.

4.1.2. Historia de Producción

Los pozos preseleccionados son pozos no fluyentes, que se encuentran en una etapa de declinación de su producción. Como ya se menciona los siete pozos operan actualmente con un Sistema Artificial de Producción, seis de ellos operan con un sistema de Bombeo Neumático y uno,



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



el pozo FI-101, opera con un sistema de Bombeo Mecánico. Se pudo contar con información de la producción actual de cada uno de los pozos, operando con dichos sistemas artificiales de producción. La información de la producción actual de los pozos con la que se pudo contar se muestra en la **Tabla 4.1e**.

Tabla 4.1e. Datos de producción de los siete pozos preseleccionados

POZO	Ac.Bruto bpd	% Agua	Ac. Neto bpd	RGA ft3/bls	Gas Yac. Ft3	Gas Iny. FT3	RGIL	Gas Total FT3
FI-101	40.05	56.5	17.44	475.73	8,294.33	0.00	0.0	8,294.33
FI-102	69.48	58.9	28.54	167.18	4,770.82	232,149.86	3,341.32	236,920.67
FI-106	18.15	25.5	13.52	280.50	3,791.43	225,275.47	12,413.25	229,066.90
FI-123	15.50	34.2	10.20	1219.05	12,434.10	203,831.22	13,150.40	216,265.31
FI-162	78.77	81.5	14.57	521.73	7,604.00	223,246.47	2,834.17	230,850.47
FI-188	25.16	76.0	6.04	1142.20	6,902.57	157,896.80	6,275.91	164,799.37
FI-198	68.65	3.6	66.20	62.83	4,159.26	259,532.10	3,780.58	263,691.36

Esta información nos ayudara a contrastar los beneficios esperados con la implementación del Nuevo Sistema con Aporte Gravitacional y los ya obtenidos con un sistema artificial de producción convencional. Algunos de estos beneficios esperados, entre otros, son:

- Aumento sustancial en la producción.
- Disminución en los requerimientos de gas de inyección (pozos con Bombeo Neumático)
- Prolongación de la vida productiva de los pozos.
- Menores requerimientos de separación en superficie.

4.1.1.3. Propiedades de los Fluidos Producidos

Se tomó muestra de aceite de cuatro de los pozos preseleccionados, estos pozos fueron los pozos FI-102, FI-123, FI-162 y FI-198, para análisis físico-químico, los resultados obtenidos se muestran a continuación.

Tabla 4.1f. Propiedades promedio del Aceite y del Gas del Yacimiento FI-A.

Densidad	Viscosidad	Relación Gas Aceite RGA	Factor de Volumen	°API (Mezcla)	% Agua	Densidad relativa	Viscosidad
0.95	300	40	1.1	14	15	0.65	0.01

Se usaran estos valores promedio de las propiedades de los fluidos producidos para el análisis de los siete pozos. Esta consideración es valida dado que estos pozos producen de un mismo yacimiento y que no se pudo contar con esta información para los siete pozos.



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



4.2. Toma de Información en el Pozo con Ecómetro

Cuando se desea hacer producir un pozo con el Sistema con Aporte Gravitacional ya sea con Bombeo Mecánico o Émbolo Viajero, uno de los datos indispensables para el diseño del equipo es el índice de productividad. Éste se puede determinar fácilmente si el pozo se encuentra fluyendo, ya que se conoce la producción, la presión de fondo fluyendo y la presión estática del yacimiento, ya que el índice de productividad es por definición.



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



4.2.1.1. Principio de operación del Ecómetro.

Su principio de operación está basado en la acústica. Se genera un pulso de presión (mediante la inyección de un gas a alta presión), el cual viaja a través del espacio anular, al “chocar” con los coples, fluidos o alguna otra obstrucción genera un eco el cual es captado por un micrófono que lo convierte de un pulso de presión a un pulso eléctrico, éste es amplificado, filtrado y finalmente grabado en un papel térmico o en la computadora para realizar su análisis e interpretación.

El registro con ecómetro no registra profundidades, pero ya que se conoce la distancia entre cople y cople es posible determinar la profundidad de los contactos gas-liquido de forma indirecta.

Es muy importante recordar que la velocidad del sonido depende de las condiciones del medio en las que se propaga (medio Acústico) temperatura, presión, densidad, etc. Esto porque las condiciones del medio acústico varían de pozo a pozo.

Por ejemplo la velocidad del sonido en el aire a una temperatura de 8 °C es de 336 m/s y en el agua sería aproximadamente 4 veces más veloz.

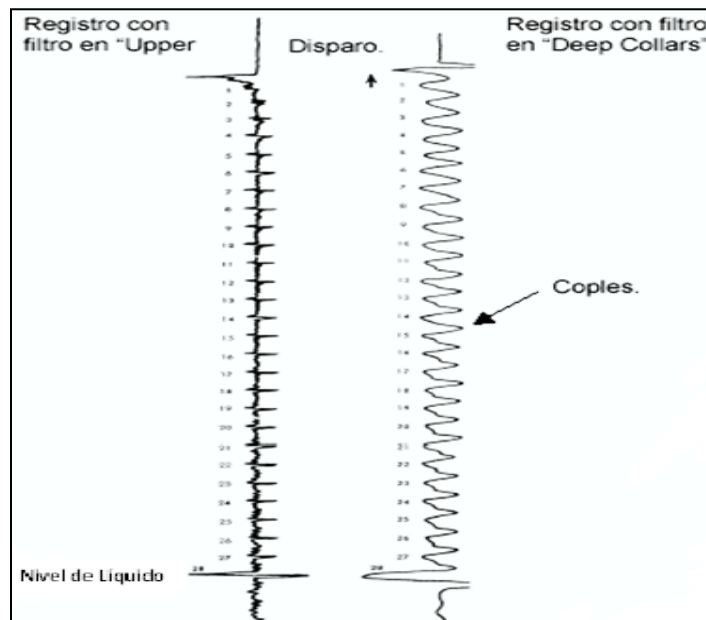


Fig. 4.2a - Registro de pozo con Ecómetro.

4.2.1.2. Partes del ecómetro.

Las partes principales que integran el Ecómetro son:

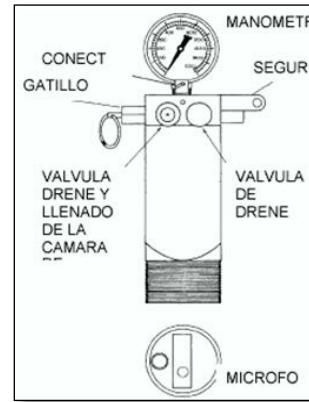
- A. **Pistola:** Su función es la de emitir y recibir el pulso de presión y transformarlo a pulso eléctrico. Existen diferentes tipos de pistolas dependiendo del equipo y de la presión de trabajo, pero en sí las partes principales son básicamente las mismas.



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



(A) Pistola del Ecómetro



(A-1) Diagrama de las partes de la pistola

Fig. 4.2b - Pistola del Ecómetro y esquema de las partes que la conforman.

- B. **Graficador:** Su función es la de amplificar, filtrar y graficar el pulso eléctrico. En el caso del analizador de pozos empleado, se tiene una unidad electrónica controlada por una computadora portátil. La unidad electrónica adquiere y digita la señal del micrófono y del transductor de presión. Estas señales son enviadas a la computadora para su proceso. Normalmente solo se requieren 3 minutos para la prueba.



(B) Graficador



(C) Transductor de Presión

Fig. 4.2c. Graficador y Transductor de presión del Ecómetro.

- C. **Transductor de presión:** El transductor de presión utiliza un sensor con tecnología de película delgada con diafragma de acero inoxidable. Éste tipo son durables y ofrecen buena exactitud sobre un amplio rango de temperaturas cuando estas son compensadas. La electrónica asociada al transductor realiza medidas con una resolución mayor a 0.1 psi en los de 1500 psi. Se necesita una medición precisa cuando se mide el incremento de presión en la TR. Se necesita medir un incremento de presión de décimas de psi en un período de unos segundos para poder realizar un análisis del gasto de gas así como del gradiente de la columna de gas en el líquido.



4.2.2. Determinación del IP en Pozos No Fluientes (pozos sin presión manométrica en la boca)

En el cálculo del IP para pozos que no fluyen a la superficie y que además carecen de presión manométrica en la boca del pozo, se usaría la misma Ecu. 4.2, si es que se conocen todos los datos que intervienen en dicha ecuación, pero en el supuesto caso de que se desconozca alguno de ellos se podrá proceder de la siguiente manera:

1. Se sondea el pozo, al que se trata de determinar su IP, hasta una profundidad cualquiera.
2. Por medio de un ecómetro se determina los diferentes niveles que va teniendo el aceite detrás de la tubería, después de dejar de sondear, además se registran los tiempos para cada una de las determinaciones efectuadas.
3. Se hace una tabla con los pares de valores observados de profundidad contra tiempos.
4. Se espera un tiempo suficiente para que el pozo se estabilice, dependiendo este tiempo de varios factores, pero principalmente de la permeabilidad de la formación. Al tener el pozo ya estabilizado, se mide el nivel de aceite (h_e). Se recomienda hacer esta medición antes de iniciar el sondeo, debido a que normalmente los pozos han estado cerrados por un tiempo prolongado antes de recurrir a este método de explotación y por lo tanto el tiempo ha sido suficiente para lograr dicha estabilización. Con todos los datos obtenidos se está en condiciones de calcular el IP empleando la Ecu. 4.1.

4.2.2.1. Cálculo del Gasto de Aceite (Q_o)

El gasto de aceite (Q_o) se puede valorar en función del diámetro de la tubería de producción, de los diferentes niveles de aceite y de los tiempos correspondientes a esos niveles; debe recordarse que la velocidad es la derivada con respecto al tiempo (t) del espacio recorrido por el aceite dentro de la tubería (h). Las presiones P_{ws} y P_{wf} se valúan en función de las columnas de aceite dentro de la tubería, por lo que basta conocer la longitud de las columnas a diferentes tiempos para determinar el índice de productividad.

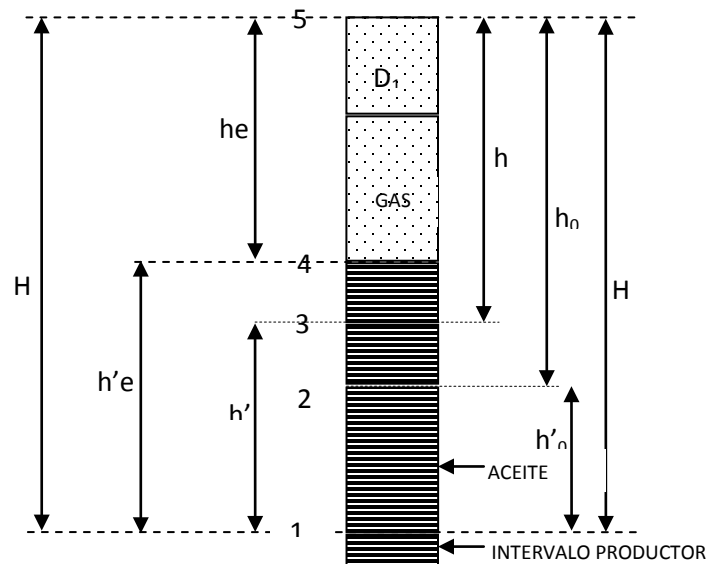


Fig. 4.2d. Niveles de referencia tomados en un sondeo con Ecómetro.



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



Nivel 1: Nivel medio del intervalo productor, con profundidad H .

Nivel 2: Nivel de aceite al terminar el sondeo, con profundidad h_o y altura $h'o$ con respecto al nivel 1.

Nivel 3: Nivel del aceite en un instante cualquiera posterior a la determinación del sondeo, con profundidad h y altura h' con respecto al nivel 1. Éste nivel asciende con el tiempo.

Nivel 4: Nivel con profundidad mínima h_e y altura máxima $h'e$, con respecto al nivel 1, que puede alcanzar el aceite al estabilizarse totalmente el pozo.

Nivel 5: Superficie del terreno, con altura H sobre el nivel 1. Es el nivel de referencia para medir las profundidades.

Para valuar Q_o de la **Ecu. 4.2** en función de las columnas de aceite, se procede como sigue:



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



4.2.3. Determinación del IP en Pozos No Fluyentes (pozos que tienen presión manométrica en la boca)

Cuando los pozos no son fluyentes y que además se les registra una presión manométrica mayor que cero en la boca, es decir, que la presión a boca de pozo sea mayor que la atmosférica, la determinación de su índice de productividad resulta un poco más difícil que para la Parte 1 en donde se consideraba que los pozos carecían de presión manométrica en la boca y esto debido a que arriba del aceite no se encontraba una columna de gas como en el presente caso.

Las ecuaciones empleadas serán las mismas que las usadas en la Parte 1; y los datos adicionales serán únicamente las diferentes presiones que se registren en la boca de los pozos.

El gasto se determina como en el caso anterior.

4.2.3.1. Cálculo de la presión de fondo

Para calcular P_{ws} y P_{wf} se hace lo siguiente:

Se parte de la identidad:



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



Recordando que:



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL

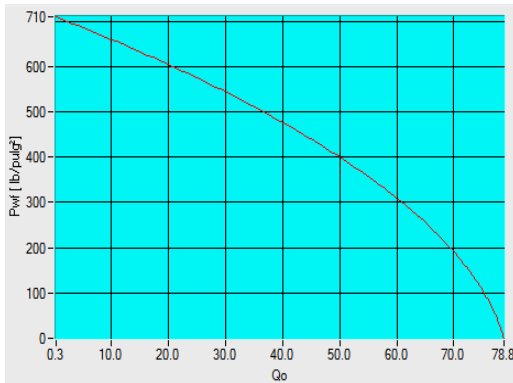


Figura 4.2e. IPR del pozo FI-101 (Software “GRAVSIM”)

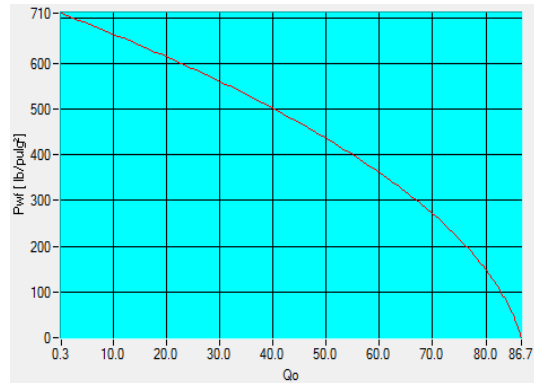


Figura 4.2f. IPR del pozo FI-102 (Software “GRAVSIM”)

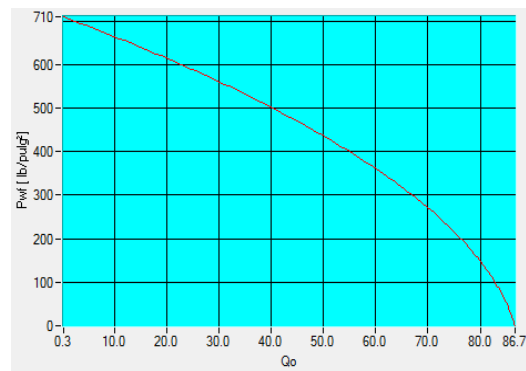


Figura 4.2g. IPR del pozo FI-106 (Software “GRAVSIM”)

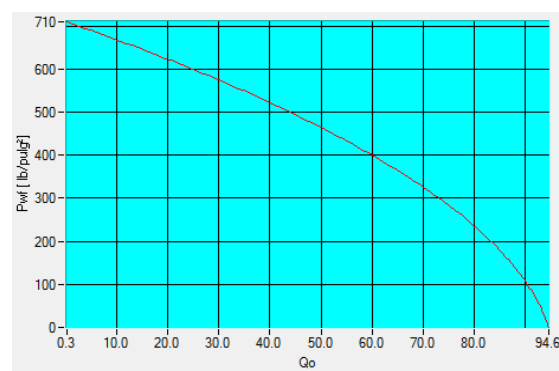


Figura 4.2h. IPR del pozo FI-123 (Software “GRAVSIM”)

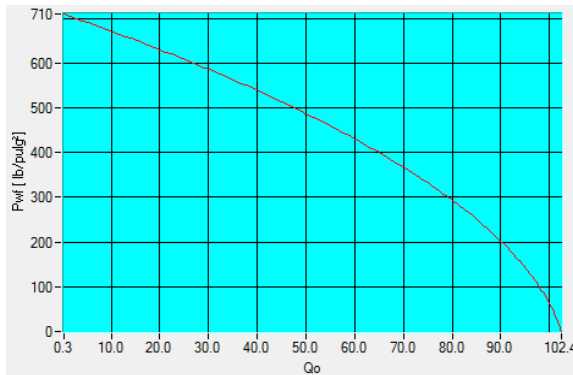


Figura 4.2i. IPR del pozo FI-162 (Software “GRAVSIM”)

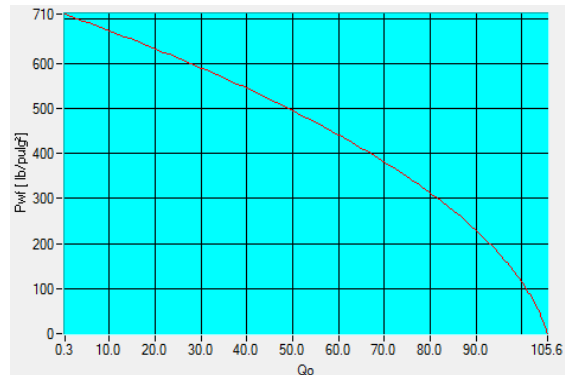


Figura 4.2j. IPR del pozo FI-188 (Software “GRAVSIM”)

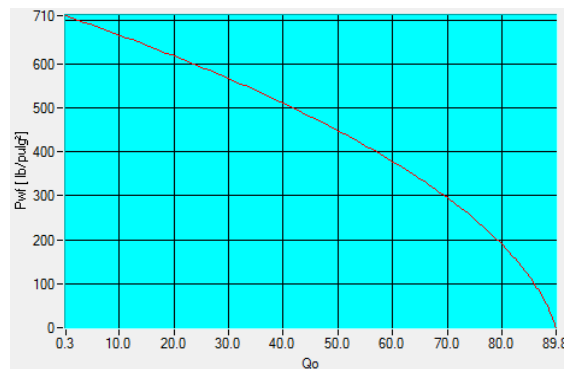


Figura 4.2k. IPR del pozo FI-198 (Software “GRAVSIM”)



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL

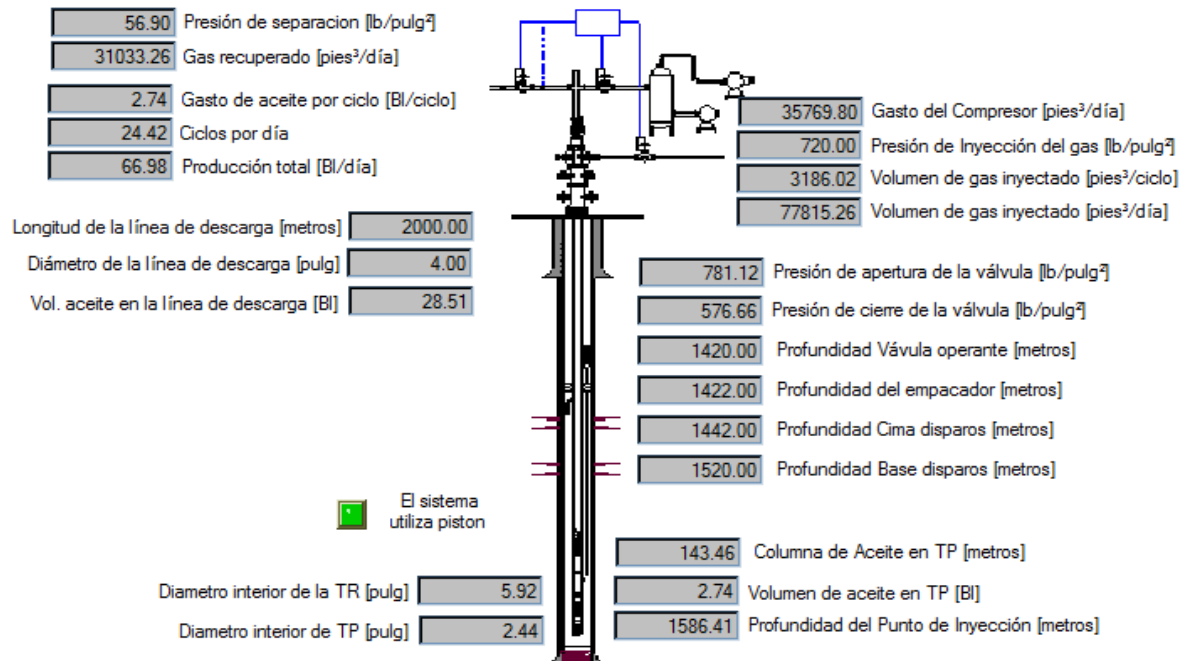


4.3. Simulación de Pozos con Software “GRAVSIM”

Con la información recopilada y con ayuda del software “GRAVSIM” se procedio a realizar la simulación de los siete pozos. Los resultados de la simulacion de los pozos se muestran a continuación .

4.3.1. Resultados de la simulación con software “GRAVSIM” Pozo FI-101.

Como resultado de la simulación se obtuvo la curva de IPR del pozo FI-101, de la cual, se puede observar que el gasto máximo es de 78.8 BPD, el cual se obtendría con una presión de fondo fluyendo de cero. La simulación del pozo FI-101 arroja que al implementar el sistema con aporte gravitacional se espera obtener una producción de 66.98 BPD de aceite, inyectando 77,815.26 (



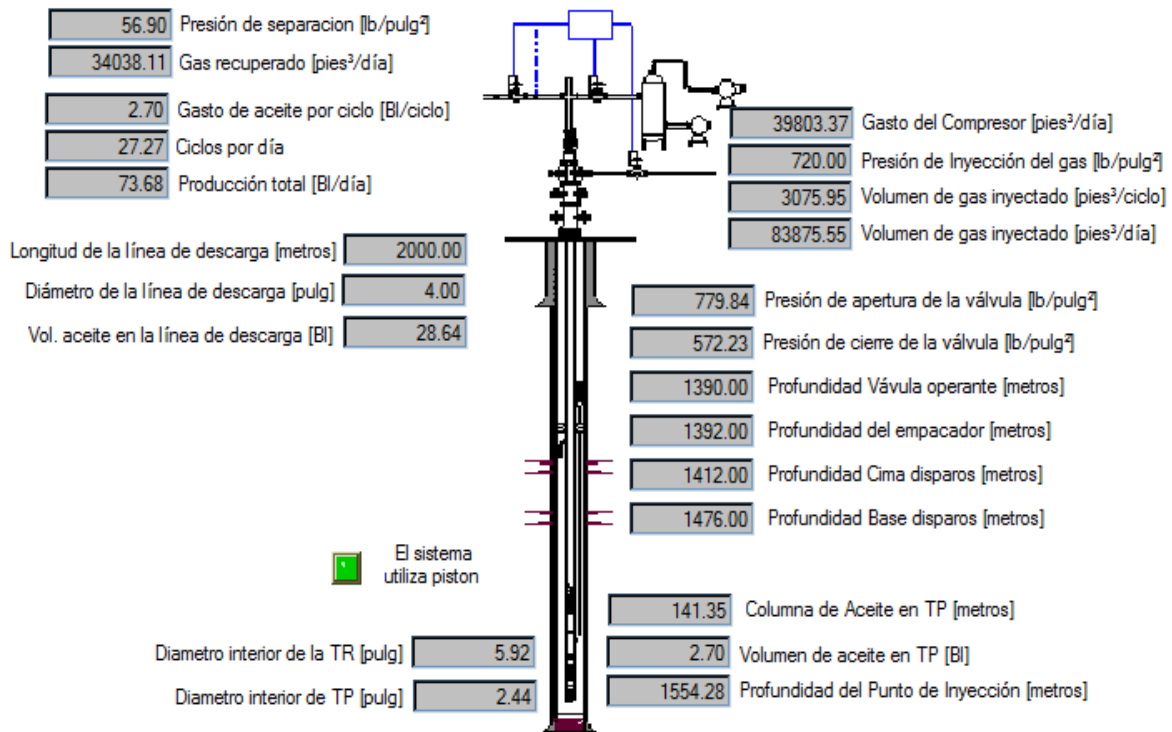


CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



4.3.2. Resultados de la Simulación con software “GRAVSIM” pozo FI-102

Como resultado de la simulación se obtuvo la curva de IPR del pozo FI-102, de la cual se puede observar que el gasto máximo o potencial del pozo es de 86.7 BPD. La simulación del pozo FI-102 arroja que al implementar el sistema con aporte gravitacional se espera obtener un gasto de 73.68 BPD, inyectando 83,875.55 (





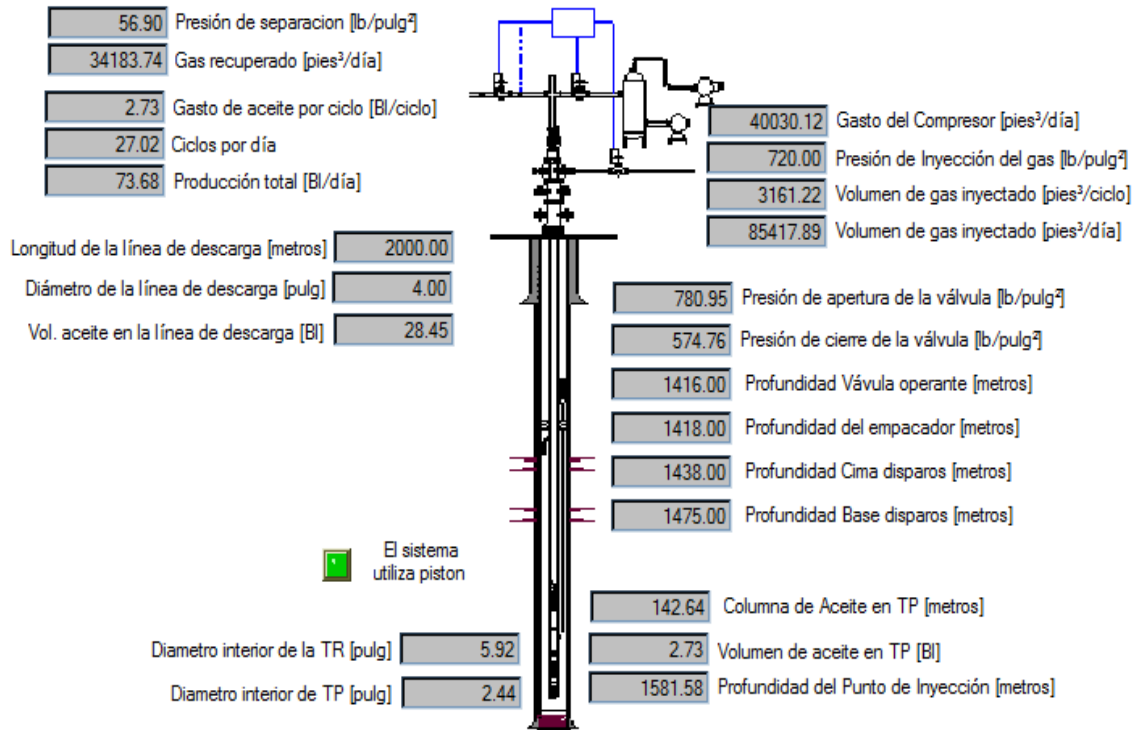
CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



4.3.3. Resultado de Simulación con software “GRAVSIM” pozo FI-106

Como resultado de la simulación se obtuvo la curva de IPR del pozo, de la cual, se puede observar que el gasto máximo o potencial del pozo es de 86.7 BPD.

La simulación del pozo FI-102 arroja que al implementar el sistema con aporte gravitacional se espera obtener un gasto de 73.68 BPD, inyectando 85,417.89 (



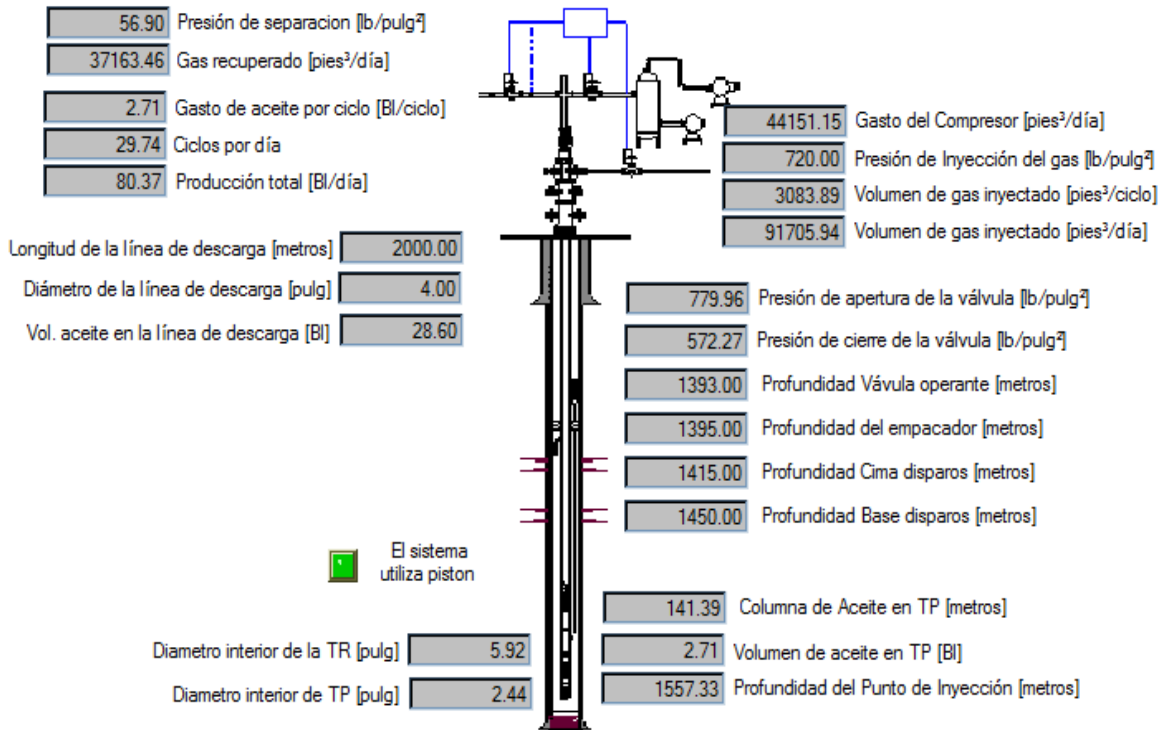


CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



4.3.4. Resultados de la Simulación con Software “GRAVSIM” pozo FI-123

Como resultado de la simulación se obtuvo la curva de IPR del pozo, de la cual, se puede observar que el gasto máximo o potencial del pozo es de 94.6 BPD. La simulación del pozo FI-102 arroja que al implementar el sistema con aporte gravitacional se espera obtener un gasto de 80.37 BPD, inyectando 91,705.94 (



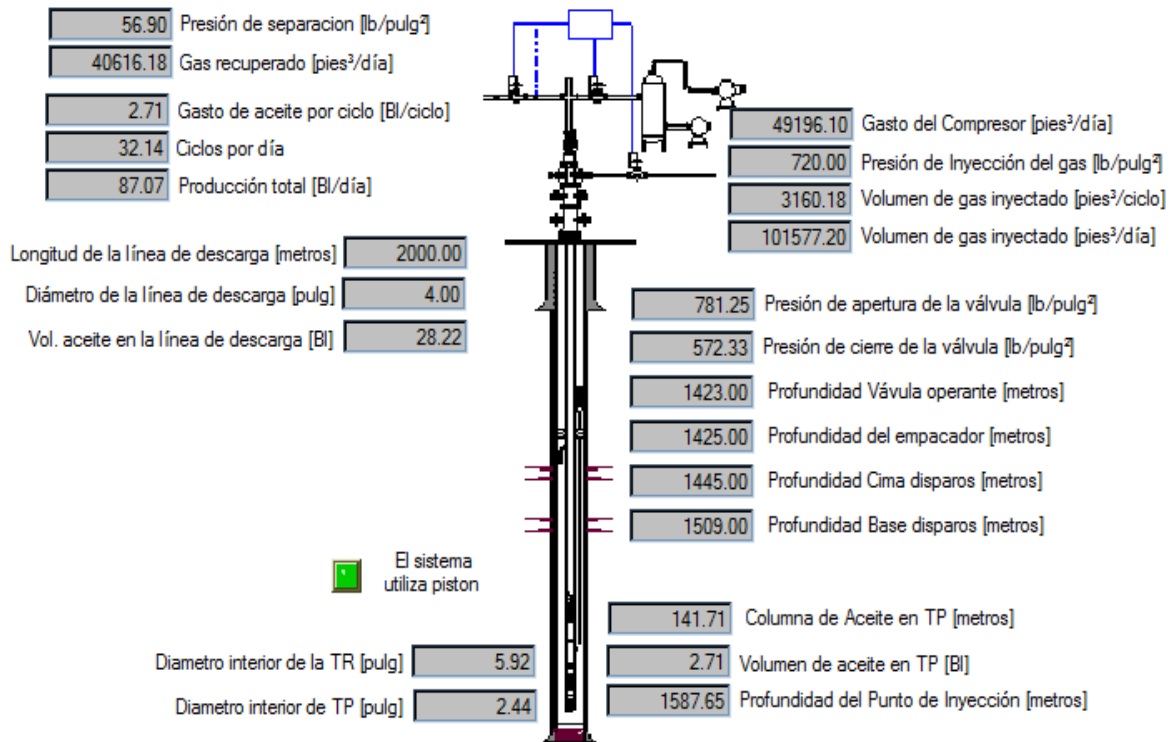


CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



4.3.5. Resultados de la Simulación con software “GRAVSIM” pozo FI-162

Como resultado de la simulación se obtuvo la curva de IPR del pozo, de la cual, se puede observar que el gasto máximo o potencial del pozo es de 102.4 BPD. La simulación del pozo FI-102 arroja que al implementar el sistema con aporte gravitacional se espera obtener un gasto de 87.07 BPD, inyectando 101,577.20 (





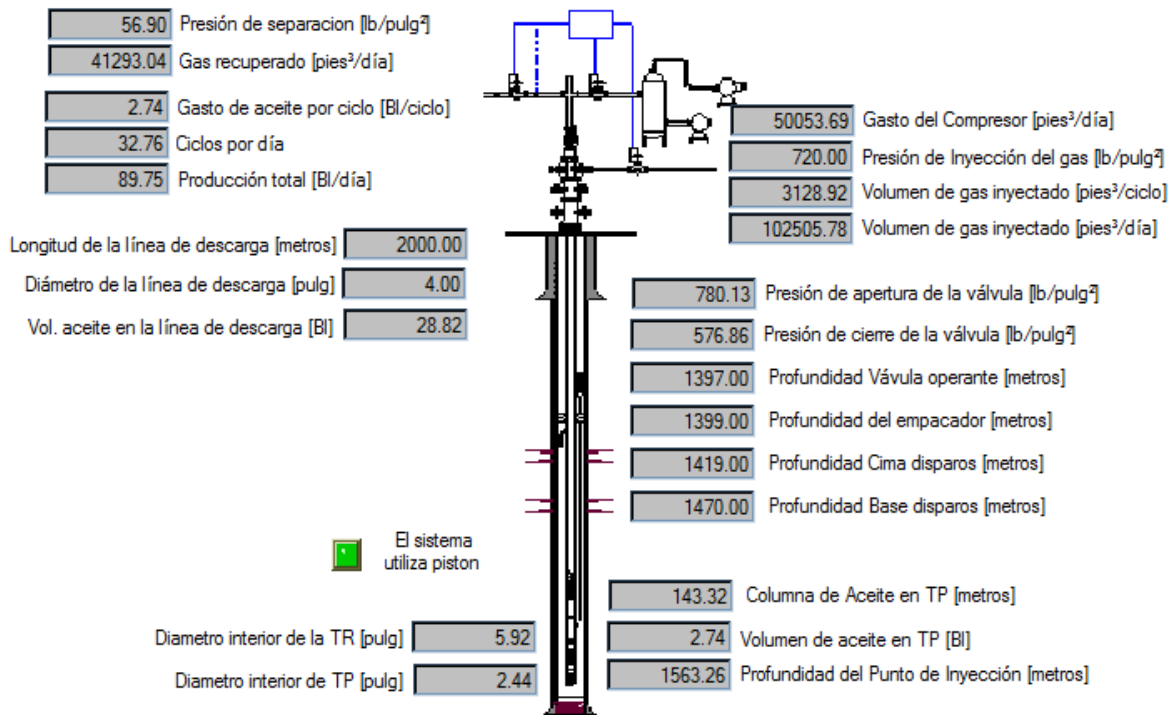
CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



3.4.6. Resultados de la simulación con Software “GRAVSIM” pozo FI-188

Como resultado de la simulación se obtuvo la curva de IPR del pozo, de la cual, se puede observar que el gasto máximo o potencial del pozo es de 105.6 BPD.

La simulación del pozo FI-102 arroja que al implementar el sistema con aporte gravitacional se espera obtener un gasto de 89.75 BPD, inyectando 102,505.78 (





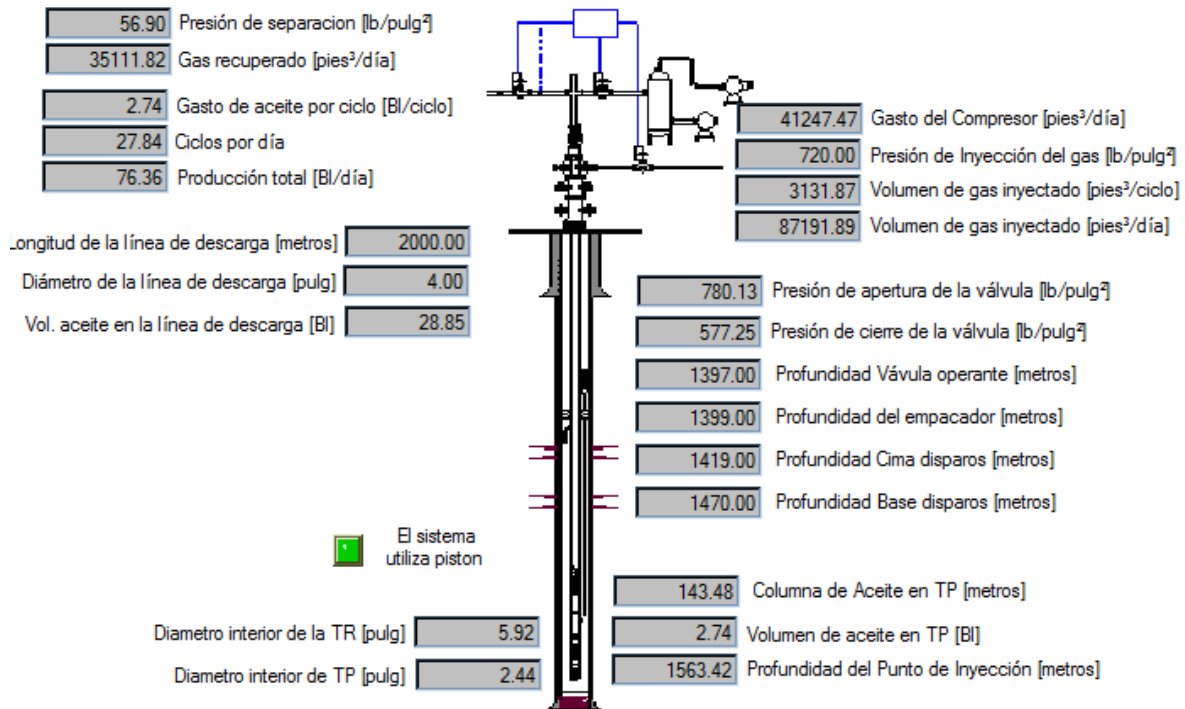
CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



4.3.7. Resultados de la Simulación con el Software “GRAVSIM” pozo FI-198

Como resultado de la simulación se obtuvo la curva de IPR del pozo, de la cual se puede observar que el gasto máximo o potencial del pozo es de 89.8 BPD.

La simulación del pozo FI-102 arroja que al implementar el sistema con aporte gravitacional se espera obtener un gasto de 76.36 BPD, inyectando 87,191.89 (





4.4. Selección del Pozo Candidato

Después de haber recopilado la información de los pozos, las propiedades de los fluidos producidos, y contando con los resultados de la simulación del software “GRAVSIM”, podemos realizar la selección del pozo candidato.

Sabemos que los siete pozos son productores del Yacimiento FI-A, el cual es un yacimiento maduro en etapa de declinación, los pozos tienen bajo Índice de Productividad de $0.1 \text{ (bl/día)/(lb/pg}^2)$ aproximadamente, todos los pozos preseleccionados tienen menos de 3000 metros de profundidad interior, pero dos no cuentan con más de 150 metros de espacio disponible por debajo del intervalo productor.

El pozo FI-101 opera actualmente con un sistema de Bombeo Mecánico y suministrar el gas del anillo de B.N. cercano significaría un costo adicional, por lo cual este pozo podría ser candidato para implementar el sistema gravitacional con Bombeo Mecánico descrito en el Capítulo III.

Se seleccionará al pozo FI-123 como el candidato para la implementación del nuevo sistema gravitacional con base en los siguientes razonamientos

- Es un pozo productor del yacimiento FI-A, el cual es un yacimiento maduro.
- Dispone de suministro de gas de anillo de B.N. con una presión disponible de 720 psi.
- Cuenta con 150 metros de espacio disponible por debajo del intervalo disparado.
- Es el pozo en el cual se tienen las mayores expectativas de incremento de la producción (65 bpd) con respecto a la ya obtenida con bombeo neumático.
- Se espera una disminución en el volumen de gas de inyección requerido de 112,125.00



CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL



El 2 de septiembre de 1992, coloca tapón a 1600 y aísla el intervalo 1808-1835m. Se disparó y se estimuló con ácido el intervalo 1415-1450 m, aportando una producción de 50 bpd de aceite limpio.

En abril de 2001, se efectuó fracturamiento con ácido al intervalo 1415-1450 m. El pozo aportó una producción de 38 bpd, neta con 14 % de agua.

El agua que se presentó en el intervalo, muy probablemente provenga de los pozos inyectoros cercanos. Presenta un perfil de temperatura con mayor enfriamiento en la base del intervalo.

Antes de la implementación del sistema gravitacional el pozo se encontraba produciendo 15 bpd de aceite bruto con un corte de agua de 34% con Bombeo Neumático. Estando el pozo como se muestra en su estado mecánico **Fig.5.1a**.

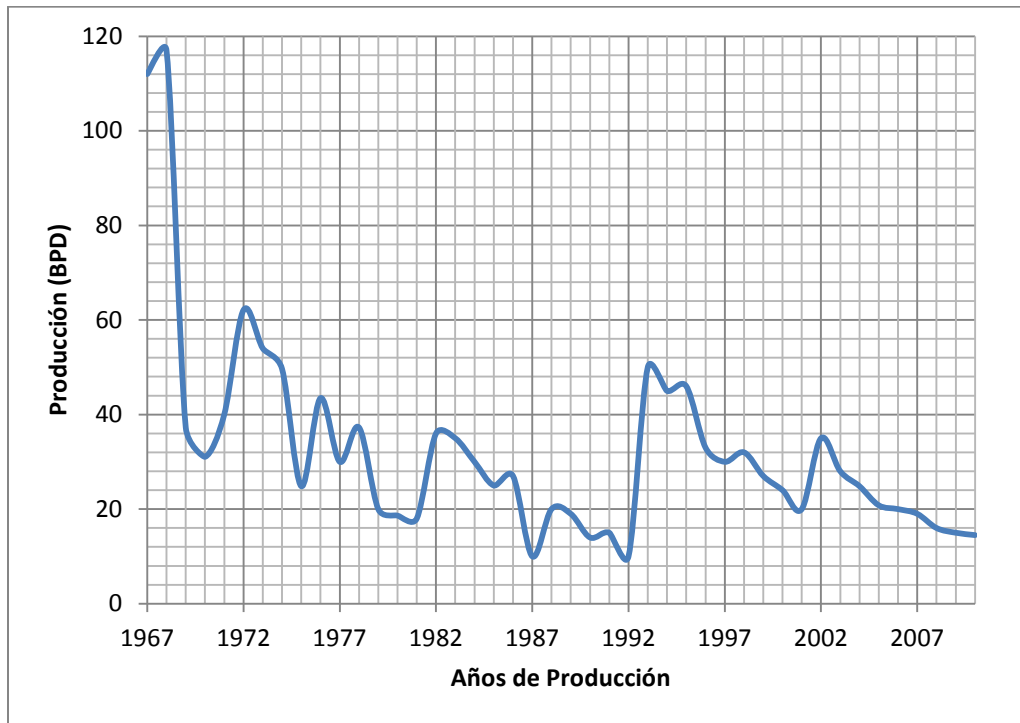


Figura 4.4a. Grafico del Histórico de producción del pozo FI-123.



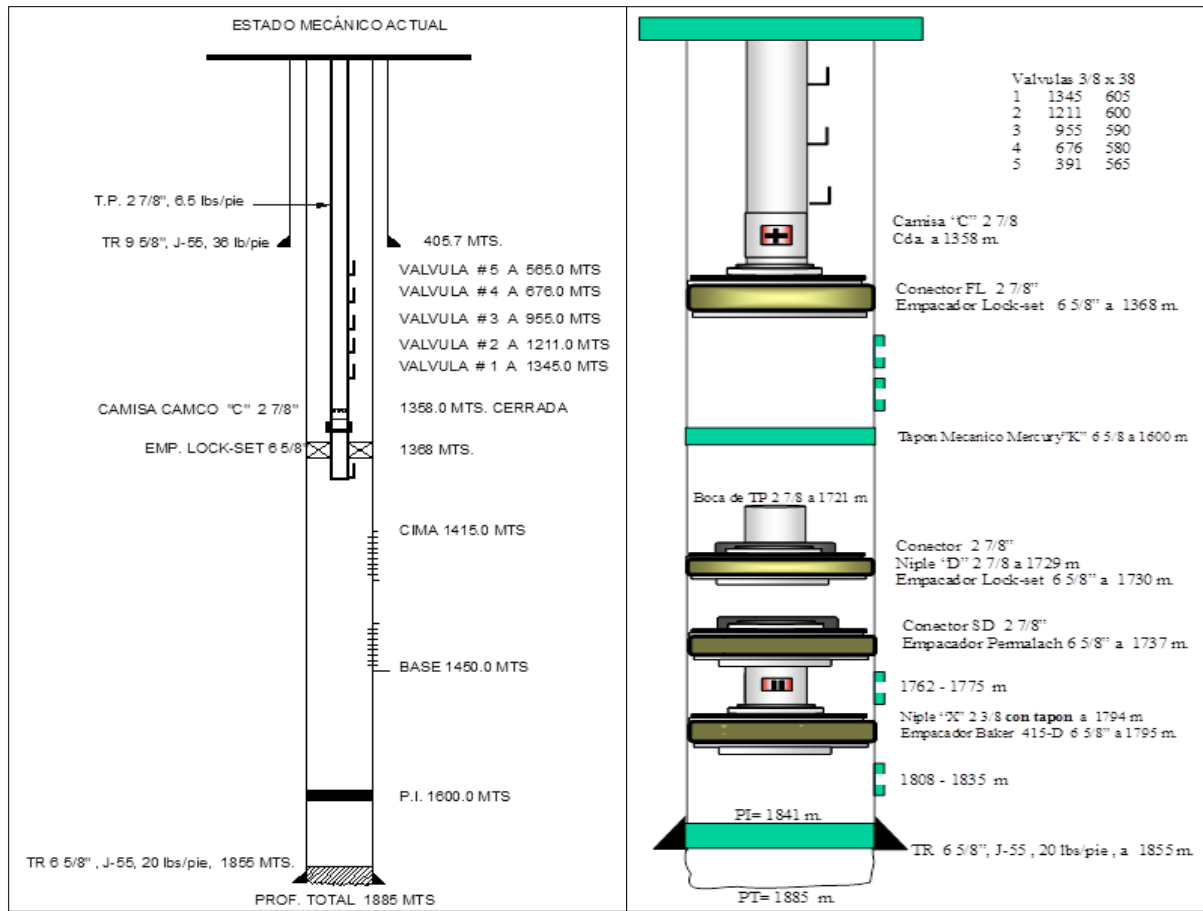
CAPÍTULO V

INSTALACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL EN EL POZO FI-123

El pozo FI-123, fue el pozo seleccionado para la implementación del Nuevo Sistema Gravitacional. Como se menciona en el capítulo anterior, este pozo operaba con Bombeo Neumático. La Fig.5.1a (A) muestra el estado mecánico del pozo FI-123 antes de instalar el Sistema Gravitacional.

5.1. Componentes Previos

El pozo contaba con una tubería de revestimiento de 6 5/8" de diámetro nominal, una tubería de producción de 2 7/8" de diámetro nominal con empacador a 1368 metros de profundidad y 5 válvulas de bombeo neumático. La válvula operante se encuentra a 1345 metros de profundidad. El pozo tiene una profundidad interior de 1600 metros, limitada por un tapón mecánico.



(A)

(B)

Figura 5.1a. Estado Mecánico del Pozo FI-123 antes de la instalación del Sistema Gravitacional

Como se menciona en el capítulo anterior, el pozo FI-123 fue productor de los intervalos de 1808 a 1835 y de 1762 a 1775 metros de profundidad, los cuales fueron sellados y aislados debido al abatimiento de su producción de aceite y su alto corte de agua. La figura 5.a.(B) muestra el estado actual del pozo.



5.2. Mediciones previas

Previo a la instalación del Sistema Gravitacional se contaba ya con la siguiente información:

- Estado Mecánico del Pozo
- Resultados del análisis fisicoquímico de los fluidos del yacimiento
- Datos de la producción del pozo con Bombeo Neumático
- Resultados de la toma de información con ecómetro (presión de fondo estática y curva índice de productividad del pozo)
- Resultados de la Simulación con software "GRAVSIM"
- Historia de producción

Adicionalmente a la información con la que ya se contaba antes de la instalación del sistema gravitacional, se llevo acabo la toma de un registro de presiones de fondo en el pozo FI-123 cerrado, para lo cual fue necesario contar con la unidad de línea de acero. Los datos obtenidos con la toma de éste registro se muestran en la tabla 5.2a.

Tabla. 5.2a. Datos de registro de presiones de fondo en el pozo FI-123

Profundidad Vertical (Mts)	Presión (lb/pg2)	Gradiente (gr/cm3)
0	170.64	0.000
100	174.906	0.030
300	186.282	0.040
600	203.346	0.040
900	221.832	0.043
1260	446.508	0.439
1310	500.544	0.760
1360	558.846	0.820

Del registro de presión de fondo se observa que la presión a la profundidad media a los disparos es de 682 lb/pg2, que es menor a la presión de fondo estática de 711 lb/pg determinada con la toma de información con ecómetro, esto se puede deber a que el pozo aun no estaba estabilizado al tomar el registro de presión.

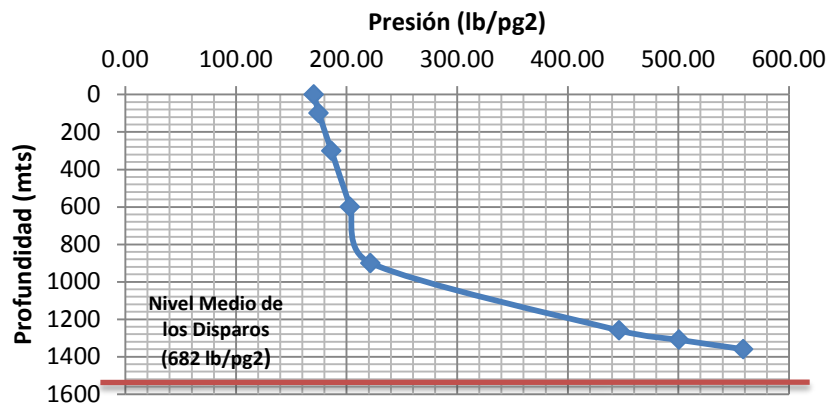


Fig.5.2a - Comportamiento de la presión en el pozo FI-123.



De este registro de presiones se puede apreciar el comportamiento del gradiente de presión en la columna de gas producido y el comportamiento del gradiente de presión en la columna de aceite del yacimiento en el pozo, de la intersección de estos comportamientos se estima el Nivel Dinámico a 1066 metros de profundidad.

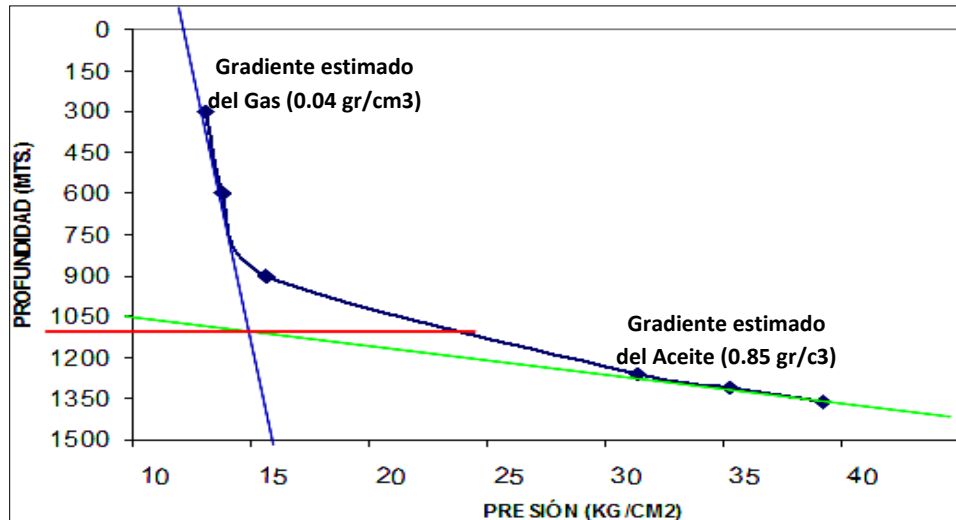


Fig.5.2b - Gradientes de presión en el pozo FI-123 cerrado.

De la Fig.5.2c se puede apreciar que el pozo FI-123 es un pozo con baja presión de fondo, ya que la columna de aceite que es elevada por la energía propia del yacimiento es menor a la mitad de la longitud de la tubería de producción.

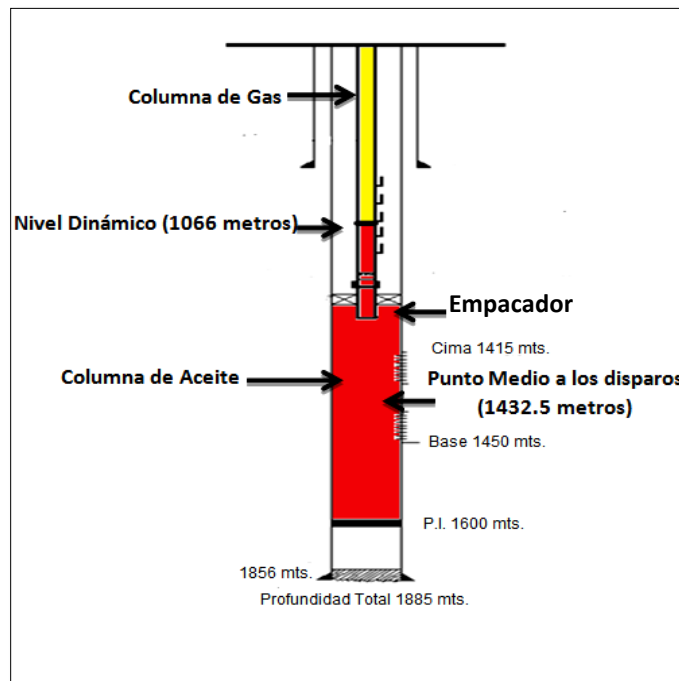


Fig.5.2c - Distribución de fluidos producidos en pozo FI-123 cerrado antes de la implementación del Sistema con Aporte Gravitacional.



CAPÍTULO V: INSTALACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL EN EL POZO FI-123



Al instalar el Nuevo Sistema con Aporte Gravitacional se espera quitarle al yacimiento la contrapresión generada por la columna de aceite que va del nivel medio de los disparos a el nivel dinámico, es decir una columna de 366 metros de aceite, dejando a la formación con una contrapresión debida únicamente a la columna de gas dentro del pozo, lo cual permitirá que el yacimiento continúe aportando fluidos al pozo con una presión de fondo fluyendo generada solo por la columna de gas.

5.3. Componentes Finales

Los componentes finales del Sistema Gravitacional para el pozo FI-123 se muestran en la Figura 5.3a. La función y características de cada uno de los componentes del sistema se describieron en el Capítulo III. Varios de los componentes del Sistema Gravitacional fueron diseñados, construidos o adaptados en los talleres del IMP.

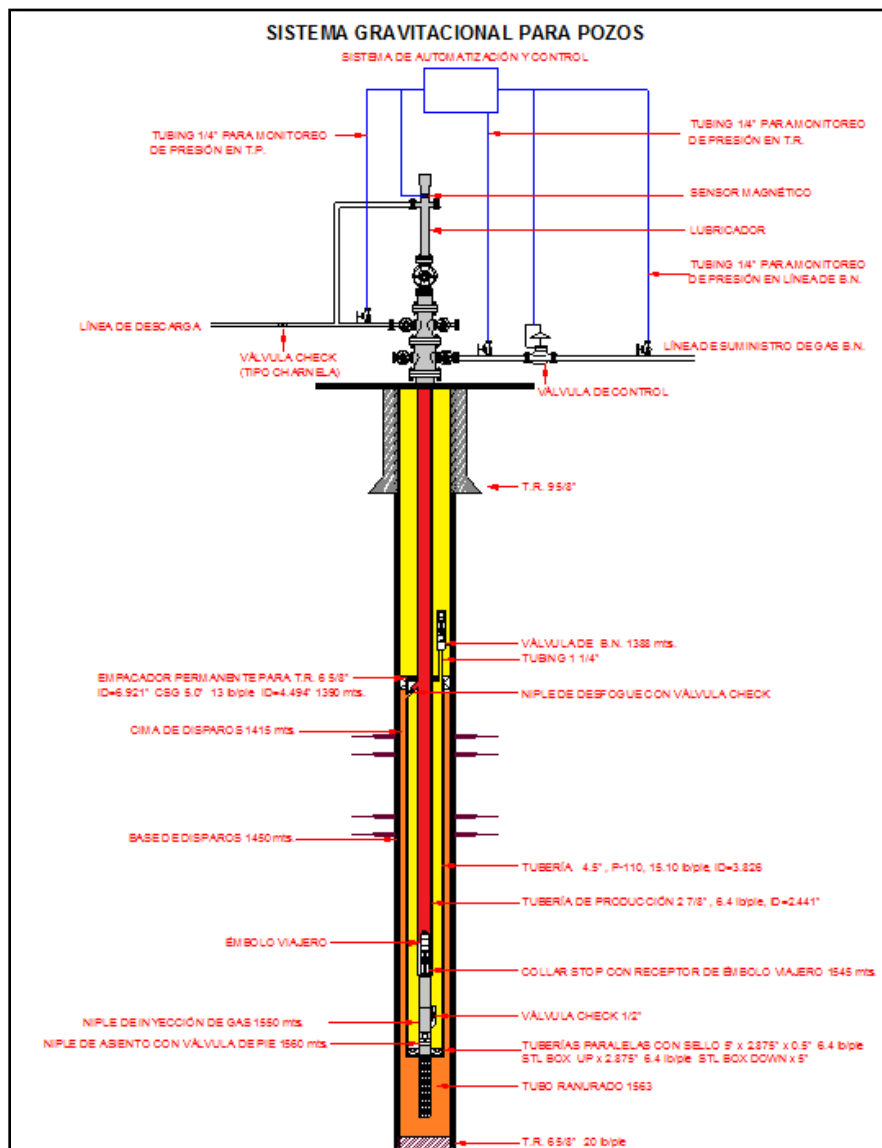


Figura 5.3a. Componentes finales del Sistema Gravitacional en el pozo FI-123



CAPÍTULO V: INSTALACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL EN EL POZO FI-123



La función de la línea de inyección de gas del diseño original (Componente 8, Figura 3.2a) fue sustituida por una tubería concéntrica externa a la T.P. de 4.5'', con un diámetro interno de 3.826'', la cual se encontrará sellada para permitir el flujo de gas desde la válvula de B.N. hasta la válvula Check de ½''.

Si bien la función de cada uno de los componentes del sistema fue descrita en el capítulo III a continuación ahondaremos en la descripción de las características, la operación y las funciones específicas del equipo de automatización y control que se instaló en el pozo.

5.3.1. Equipo de Automatización y control para pozo FI-123

Como se menciona en el Capítulo III, uno de los componentes superficiales del Sistema Gravitacional es el equipo de automatización y control. El controlador electrónico instalado en el pozo FI-123 es el elemento que nos permitirá indicarle al sistema los parámetros de tiempos y presiones bajo los cuales operará, los cuales fueron previamente calculados con el software "GRAVSIM".



Figura 5.3b. Controlador electrónico instalado en el pozo FI-123

5.3.1.2. Características.

El controlador está constituido por cuatro módulos, el primero es propiamente el corazón del controlador, contiene la fuente de alimentación y un controlador electrónico; el segundo es un módulo actuador y contiene las válvulas para operar las válvulas motoras y los transmisores de presión y temperatura. El tercer módulo es un panel solar que garantiza la operación del controlador. El último módulo constitutivo es el detector de arribo del embolo.

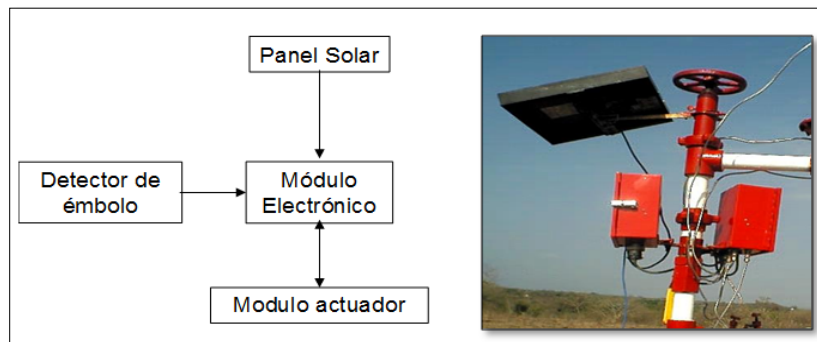


Figura 5.3c Módulos del controlador del Sistema Gravitacional instalado en el pozo FI-123



CAPÍTULO V: INSTALACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL EN EL POZO FI-123



La fuente de alimentación del controlador es una batería sellada de plomo recargable, que se recarga por medio del panel solar, el controlador electrónico mantiene el control sobre el nivel de carga.

El controlador electrónico tiene cuatro entradas analógicas, tres de ellas están ocupadas por los sensores de presión analógicos que permiten monitorear el comportamiento de la presión en la tubería de B.N., en la tubería de producción así como en la tubería de revestimiento; la cuarta entrada analógica está disponible para una futura expansión. Los datos que los sensores entregan pueden ser almacenados en el módulo. La apertura y cierre de las válvulas motoras se realiza por medio de 2 salidas digitales.

El módulo actuador contiene tres transmisores de presión analógicos y 2 válvulas solenoides para operar las válvulas motoras.

El detector del embolo es un sensor de tipo magnético, el cual se alimenta con 6 Volts de corriente directa. El sensor genera un campo magnético el cual al ser interrumpido por el paso del émbolo genera un cambio en este campo, el detector es capaz de discernir este campo y cambia su salida en proporción al mismo.

El panel solar está montado en un substrato de aluminio con una cubierta de Mylar. El substrato esta barrenado para que pueda sujetarse por medio de tornillos a la base, la base puede inclinarse para lograr una exposición máxima al sol.

5.3.1.3. Operación

El controlador puede operar en base a un cronómetro así como por las presiones de operación en alguna de sus ramas, ya sea por límites o por diferenciales de presión. El sistema tiene un control sobre el tiempo que las válvulas motoras están abiertas o cerradas. Su operación también es afectada por la detección del embolo.

El controlador admite siete tipos de comando:

1. Tiempo y retardo.- Comandos para apertura y cierre de válvulas, tiempos de lectura, retardos de apertura de válvulas y tiempo de bajada del embolo
2. Reloj.- Establecen la hora y el día
3. Opciones.- Comandos para seleccionar opciones para apertura de válvulas, inicio automático en caso de perdida de energía, opciones de sensores y opciones para la operación por presión diferencial
4. Estado.- Relativos a presiones y configuración de los sensores de presión.
5. Registro.- Relativo al almacenamiento de información
6. Inicio y Paro.- Comandos para iniciar o detener el ciclo de operación del controlador
7. Especiales.- Comandos que no se pueden incluir en ninguna de las categorías anteriores.

El módulo electrónico tiene capacidad para almacenar hasta 255 registros.



Equipo de superficie que incluye:

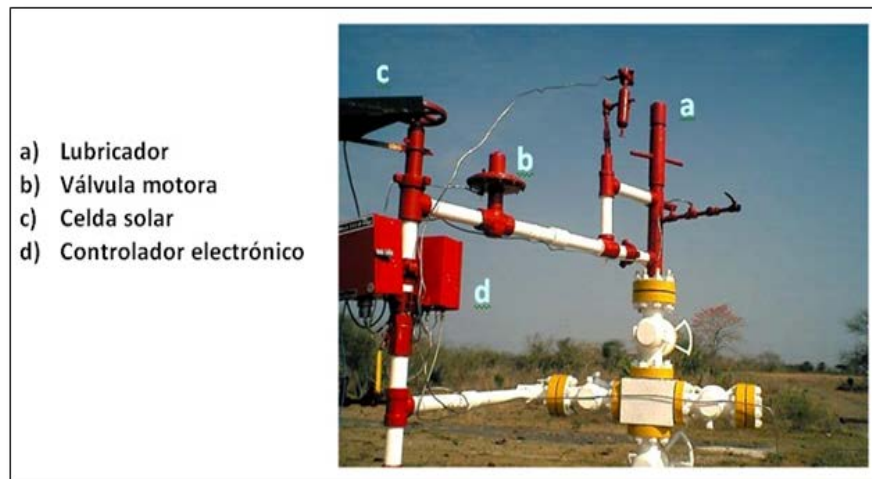


Figura 5.3d. Componentes superficiales del Equipo de Automatización y control para pozo FI-123

5.4. Programa Operativo de Instalación

Para llevar a cabo la instalación del sistema gravitacional en el pozo FI-123 se propuso una secuencia de operaciones a realizar, la cual se menciona a continuación.

- I. Movimiento de equipo de reparación al pozo
- II. Inyectar fluido de control
- III. Recuperación del aparejo de producción actual
 1. Retirar conexiones definitivas
 2. Instalar preventores y conexiones superficiales de control
 3. Desanclar empacador y extraer aparejo de producción
- IV. Acondicionamiento del pozo:
 4. Probar consistencia del tapón de cemento (hermeticidad)
 5. Escarear tubería de revestimiento
 6. Redisparar el intervalo productor (opcional)
 7. Realizar limpieza con químicos (opcional)
- V. Instalación del aparejo de producción gravitacional
 8. Anclar Empacador Mca. Baker para T.R. 6 5/8" # 24 lb/pie
 9. Introducir aparejo de producción que incluye:
 - 9.1. Tubo ranurado.
 - 9.2. Niple de asiento para válvula de pie (retención) de 2 7/8"
 - 9.3. 200 mts. de tubería lisa rosca hy Dril de 4 1/2" en paralelo con 200 mts. de tubería lisa de 2 7/8" con # 6.4 lbs/pie
 - 9.4. Niple de inyección de 2 7/8" con conexión lateral para válvula check a inyección de gas por espacio anular, un tramo de tuberías paralelas después del niple de asiento.



CAPÍTULO V: INSTALACIÓN DEL SISTEMA GRAVITACIONAL EN EL POZO FI-123

- 9.5. Niple de desfogue para válvula de pie (retención) de 2 7/8", un tramo de tubería antes del empacador.
- 9.6. Válvula operante con presiones de apertura y cierre calculadas con el programa GAVSIM. 1 tramo tubería de producción de 2 7/8" # 6.4 lbs/pie, 8 hrr, después del empacador.
- 9.7. Tubería de Producción de 2 7/8" # 6.4 lbs/pie, 8 hrr.
10. Conexiones definitivas y lubricador para émbolo viajero.
11. Probar conexiones definitivas y lubricador.
12. Conexiones superficiales.
13. Sistema de automatización y programar de acuerdo a los resultados arrojados por el simulador GRAVSIM.
14. Probar conexiones superficiales y de automatización.
15. Válvula de pie para T.P. 2 7/8" 2 7/8" # 6.4 lbs/pie.
16. Desplazar fluido de control con nitrógeno con unidad de alta presión.
17. Tubing stop.
18. Émbolo viajero.
19. Poner en marcha el sistema.

5.5. Operación del Sistema Gravitacional

El proceso seguido para poner en marcha el Sistema Gravitacional en el pozo FI-123 se describe a continuación.

- I. Desplazar fluidos de control mediante la inyección de nitrógeno con la unidad de alta presión.
- II. Con base a la capacidad de aporte del yacimiento se alcanzará el nivel de líquido deseado en el interior de la tubería de producción.
- III. Inicia la inyección de gas con la apertura de la válvula operante.
- IV. Una vez desplazado el aceite a la superficie, el sensor detecta el arribo del émbolo y manda una señal para el corte de inyección de gas.
- V. Al abatirse la presión se cierra la válvula operante, quedando presionado el espacio anular, a la presión de cierre de la válvula operante.
- VI. Inicia la caída del émbolo, mientras se iguala la presión en la tubería de producción con la de la línea de descarga.
- VII. El pozo continúa aportando y el aceite acumulado en el espacio anular se introduce a la tubería de producción.
- VIII. Una vez que las presiones de la tubería de producción se han igualado, se cierra la válvula de control de la línea de descarga.
- IX. Se inicia el depresionamiento del yacimiento mediante el recuperador de gas a baja presión hasta alcanzar la presión cercana a la atmosférica en el sistema.
- X. El émbolo viajero llega al fondo de la tubería de producción donde se aloja.
- XI. Se alcanza el nivel deseado de aceite en el interior de la tubería de producción.
- XII. Se inicia un nuevo ciclo.



5.6. Resultados Obtenidos

El Sistema Gravitacional fue puesto en operación tomando en cuenta los resultados de la simulación con el software “GRAVSIM”. En el controlador electrónico del sistema se ingreso el tiempo entre cada ciclo y el volumen de gas inyectado por ciclo.

Tabla 5.6a. Datos de la producción esperada como resultado de la simulación con software “GRAVSIM”

Producción Aceite (bls/día)	Producción Gas del Yac. (ft3/día)	Ciclos (Ciclos/día)	Tiempo por ciclo (min)	Gas por ciclo (ft3/ciclo)	Gas de inyección (ft3/día)	Producción por Ciclo (Bls/ciclo)
80	37163	30	48	3084	91715	2.7

Durante los primeros días de producción se observó que la producción fue menor a la esperada. El pozo aportó 72 bpd de aceite bruto, con un corte de agua de 32%, es decir 2.4 (bls/ciclo).

Tabla 5.6b. Datos de producción obtenida en el pozo FI-123 operando con el sistema gravitacional

Producción Aceite (bls/día)	Producción Gas del Yac. (ft3/día)	Ciclos (ciclos/ día)	Tiempo de ciclo (min)	Gas por Ciclo (ft3/ciclo)	Gas de Inyección (ft3/día)	Producción por ciclo (Bls/ciclo)
72	29376	30	48	3084	91714.9	2.40

En vista de que la producción obtenida fue menor a la esperada, se tomó la decisión de disminuir el número de ciclos por día de 30 a 27, con lo cual se producirán los 2.7 (bls/ciclo), que pueden ser elevados con la presión de inyección disponible. Una vez ajustado el número de ciclos en el controlador electrónico el sistema continuó operando satisfactoriamente.

Tabla 5.6c. Datos de producción del pozo FI-123 operando con el sistema gravitacional ajustado.

Producción Aceite (bls/día)	Producción Gas del Yac. (ft3/día)	Ciclos (ciclos /día)	Tiempo de ciclo (min)	Gas por Ciclo (ft3/ciclo)	Gas de Inyección (ft3/día)	Producción por ciclo (Bls/ciclo)
81	29376	27	53	3084	83265.0	2.7

Se midió y registró la producción promedio del pozo FI-123 durante los primeros 80 días de operación con el sistema gravitacional. Estos valores se muestran en la **Tabla 5.6d.**

Tabla 5.6d. Producción del pozo FI-123 durante primeros 80 días de operación

Periodo de Tiempo (Días)	Aceite Bruto promedio (bls/días)	Agua (bls/día)	Agua %	Aceite Neto (bls/día)
1-10	72	23	32	49
11-20	72	23	33	48
21-30	71	24	33	47
31-40	71	24	34	47
41-50	69	24	35	45
51-60	69	24	35	45
61-70	68	25	36	43
71-80	68	25	37	43



La figura 5.6a muestra el comportamiento de la producción bruta , la producción de agua y la producción de aceite neto del pozo FI-123 operando con el sistema gravitacional.

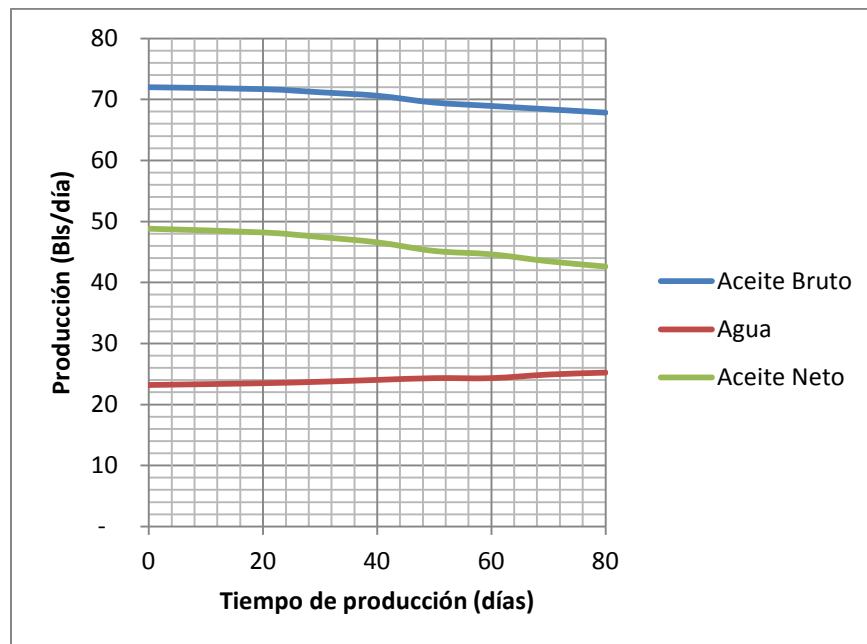


Figura 5.6a. Grafico de producción del pozo FI-123 operando con el Sistema Gravitacional.

5.7. Análisis de resultados

Aun cuando la producción obtenida fue menor a la esperada se tuvo un incremento en la producción bruta de 57 bls/día con respecto a la producción obtenida con Bombeo Neumático.

El número de ciclos por día fue ajustado de acuerdo al aporte real del pozo (de 30 a 27 ciclos/día), esto deberá hacerse posteriormente, dependiendo de la declinación de la producción, con el fin de optimizar el sistema.

El Sistema Gravitacional ajustado requirió de 120,566.00 (ft³/día) menos gas de inyección con respecto al gas que se inyectaba al producir con Bombeo Neumático.

De la **Fig.5.6a** podemos observar que la producción de agua aumento de 23 a 25 bls/día durante este periodo de producción. De continuar, el aumento en el corte de agua podría representar un problema en el futuro. El agua producida proviene muy probablemente de los pozos inyectores cercanos.

El pozo FI-123 producía 10 bls/día de aceite neto operando con Bombeo Neumático, al implementar el sistema gravitacional esta producción neta aumento a 49 bls/día, siendo éste aumento el que determina realmente la rentabilidad de transformar el pozo de Bombeo Neumático a el Sistema con Aporte Gravitacional.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

1. Se probó en campo con éxito una Nueva Alternativa para la Explotación de Yacimientos Maduros y/o depresionados.
2. Esta prueba permitió evaluar y afinar el sistema gravitacional como sistema de producción.
3. La aplicación de esta tecnología permitirá revitalizar pozos que operan con muy bajos rendimientos.
4. Se presenta como una alternativa viable para aplicarse en yacimientos maduros o con bajo índice de productividad ya que permite incrementar el N_p y por consiguiente el factor de recuperación, que con los sistemas actuales de explotación no es posible obtener.
5. El sistema gravitacional aprovecha la infraestructura existente de los pozos.
6. El sistema de producción con aporte gravitacional planteado, tiene como valor agregado respecto a los sistemas artificiales convencionales como el bombeo neumático, el bombeo mecánico o el bombeo electrocentrífugo, mantener una presión de fondo fluyendo cercana a la atmosférica durante toda la vida productiva del pozo al eliminar la contrapresión ejercida en la cara de la formación, incrementando con ello la capacidad de aporte del pozo
7. El sistema gravitacional con embolo viajero tiene como benéfico la optimización del consumo de gas de inyección que es controlado por un sistema automatizado que opera en superficie con energía proveniente de la celda solar.
8. El software "GRAVSIM" es una herramienta muy valiosa, ayudara ha determinar los parámetros operativos y de diseño requeridos para la implementación de un Sistema con Aporte Gravitacional con Émbolo Viajero
9. Esta tecnología está disponible como un sistema alternativo de producción que disminuye costos e incrementa el factor de recuperación de aceite en pozos depresionados, comparado con los sistemas empleados en la actualidad, lo que permitirá a Pemex la optimización en la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento.

6.2. Recomendaciones

1. Se recomienda realizar el muestreo de aceite a boca de pozo, en cada uno de los pozos candidatos, con el objetivo de realizar el análisis composicional y tener caracterizado el aceite, como parte de la selección de pozos candidatos para la implantación del sistema gravitacional para pozos.
2. Se recomienda dar seguimiento estricto al comportamiento de los pozos con sistema gravitacional determinando el nivel dinámico del pozo a través de un ecómetro, con el objetivo de ajustar los tiempos de inyección.
3. Se recomienda monitorear el comportamiento de la presión de inyección del gas con el objetivo de ajustar los tiempos de inyección mediante el sistema de automatización y control.
4. Es importante realizar mediciones de aceite y gas con separador portátil a boca de pozo para evaluar los resultados de la implementación del sistema con aporte gravitacional.
5. Se recomienda contar en la medida de lo posible con la información real de cada uno de los pozos precandidatos para realizar la simulación con software "GRAVSIM", no se recomienda tomar valores generalizados, tales como longitud y diámetro de línea de descarga, propiedades de los fluidos, entre otros.
6. Se recomienda implantar el sistema gravitacional masivamente en yacimientos maduros, depresionados y con bajos índices de productividad.



BIBLIOGRAFÍA

1. **GARAICOCHEA PETRIRENA**, Francisco, José Luis Bashbush. **“Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos”**. Universidad Nacional Autónoma de México.
2. **RODRÍGUEZ NIETO**, Rafael. y colaboradores, **“Apuntes de la Asignatura: Principios de Mecánica de Yacimientos”**. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2005.
3. **ISLAS CASTELÁN**, María Rufina. Tesis de licenciatura: **“Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos”**. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2006.
4. **ISLAS CASTELÁN**, María Rufina, Tesis de Licenciatura: **“Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos”**. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2006.
5. **FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO**, Ph.D. **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**. Neiva, Huila – Colombia 2006.
6. **ING. MAGGIOLO RICARDO**, Artículo: **“Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal”**. ESP, 2008.
7. **ING. MAGGIOLO RICARDO**, Artículo: **“Análisis Nodal y Flujo Multifásico”**. ESP, 2005.
8. **BARRERIRO**, Eduardo y Guisela Masarik, Artículo: **“Los reservorios no convencionales, un fenómeno global”**. Petrotecnia, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2011.
9. **CUAUTLI HERNÁNDEZ**, María Elena. Tesis de licenciatura: **“Propiedades de los Fluidos Petroleros y Aplicaciones”**. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2005.
10. **MC CAIN**, Jr. William D. **“The Properties of Petroleum Fluids”**. The Petroleum Company. Second Edition, 1990.
11. **RAMÍREZ SABAG**, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Pérez Tavares, **“Productividad de Pozos Petroleros”**. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.
12. **GARAICOCHEA PETRIRENA**, Francisco, Ing. Cesar Bernal Huicochea, Ing. Oscar López Ortiz, **“Transporte de Hidrocarburos por Ductos”**, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991
13. **ECONOMIDES**, Michael J. **“Petroleum Production Systems”**, Prentice Hall, 1994.
14. **ORKISZEWSKI**, **“Predicting Two – Phase Pressure Drops in Vertical Pipes”**, Journal of Petroleum Technology, June, 1967.
15. **GÓMEZ CABRERA**, J. Ángel, **“Apuntes de Producción de Pozos I”**, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., México, 1985.



16. **LUCERO ARANDA**, Felipe de Jesús, **“Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción”**, Facultad de Ingeniería, UNAM, Mexico, 2009.
17. **BROWN**, Kermit E., **"The Technology of Artificial Lift Methods "**, Volume 1, The University of Tulsa, 1980.
18. **BROWN**, Kermit E., **"The Technology of Artificial Lift Methods "**, Volume 2a, The University of Tulsa, 1980.
19. **SCHLUMBERGER**, **“Conventional gas lift”**,
<http://schlumberger.com/productsandservices>
20. **FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO**. **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**. Neiva, Huila, Colombia, 2006.
21. **ING. JUAN HEFFERAN V**, Ing. José Gómez Salinas. Artículo: **“Determinación del Índice de Productividad en Pozos que no Fluyen a la Superficie”**. SPE, 1958.
22. **ALCOCER ALEGRIA**, Cesar, Tesis de Licenciatura: **“Bombeo Electrocentrífugo Sumergido”**. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2000.
23. **FERNÁNDEZ ARELLANO**, Alejandro, Tesis de licenciatura: **“Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas: Diseño, operación y Optimización de su funcionamiento”**, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.
24. **GARCÍA ORTIZ**, Juan, Tesis de licenciatura: **“Aplicación de Terminaciones Inteligentes en Sistemas Artificiales de Producción”**, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2011.
25. **SHAIP** (Grupo de Sistemas y Herramientas para la adquisición de información en Pozos, Informe Técnico: **Prueba Tecnológica del Sistema con Aporte Gravitacional para Pozos Depresionados**, IMP, 2011.
26. **SHAIP**, Informe Técnico: **Modelado de un Sistema Gravitacional para Pozos Depresionados de la Región Norte**, IMP, 2005.
27. **SHAIP**, Informe Técnico: **Desarrollo de software “GRAVSIM”**, IMP, 2006.
28. **SHAIP**, Solicitud de Patente: **Sistema con Aporte Gravitacional para Pozos Depresionados**, IMP, 2007