Producción de subsuelo

Parte I

Martin Angelini

2024

El Proceso de Producción

Definiciones

El Proceso de Producción involucra dos sistemas distintos pero íntimamente vinculados :

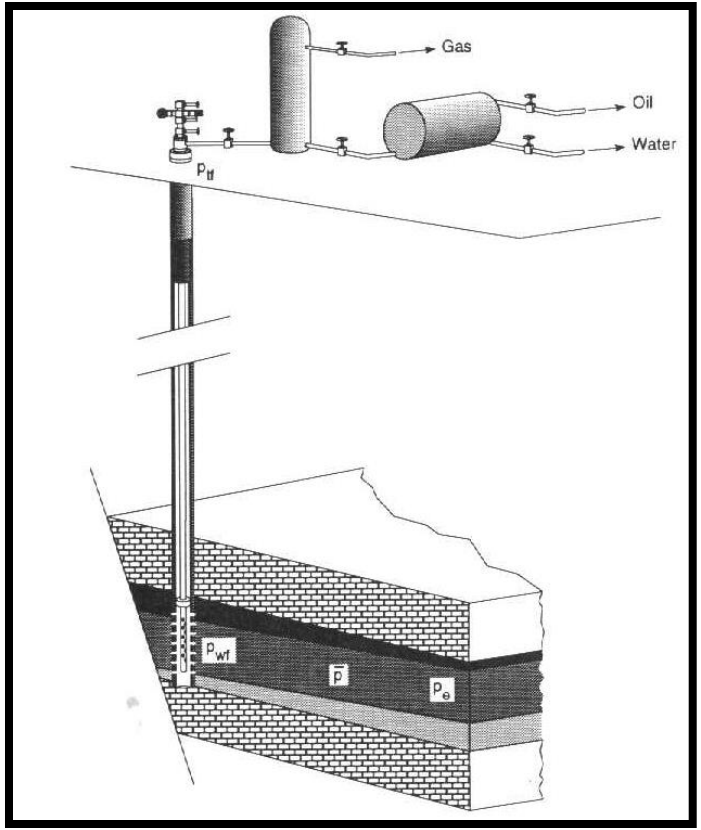
El Reservorio, que es un medio poroso con características únicas de almacenaje y de flujo.

La estructura artificial, que incluye al pozo (Equipamiento de superficie y subsuelo a nivel del pozo) y las Instalaciones de Superficie o “Facilities” que comprenden al resto de las instalaciones de superficie destinadas a la captación (recolección), separación, tratamiento, transporte, inyección, almacenaje y despacho de los fluidos producidos.

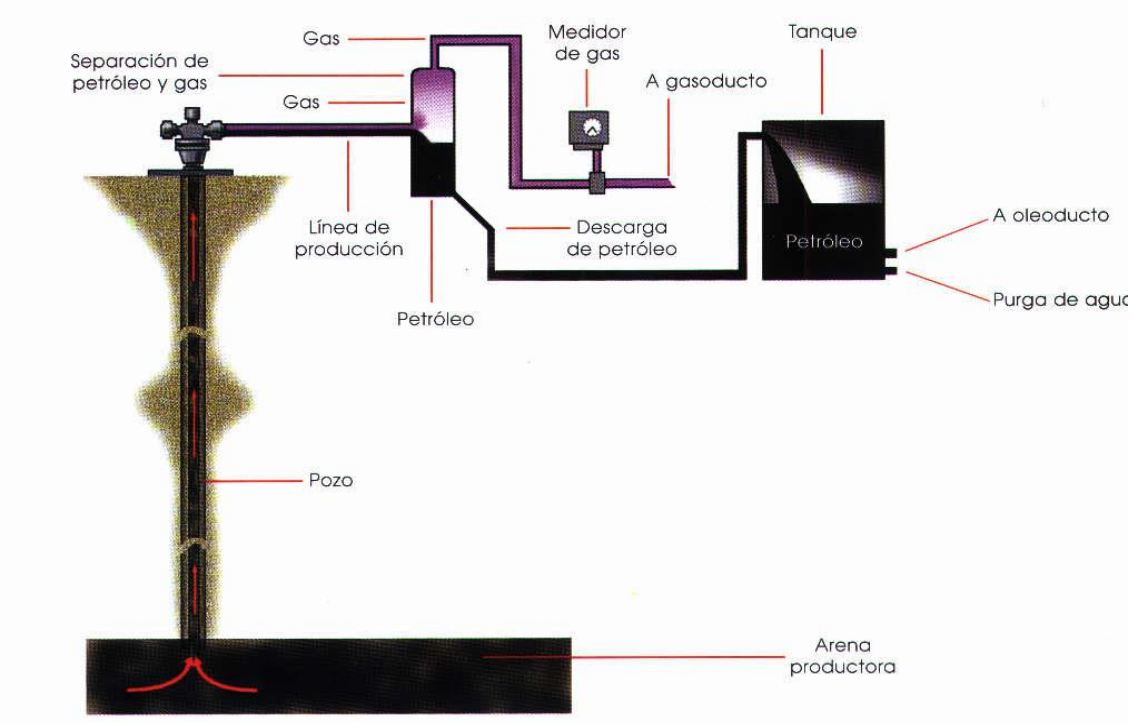
A continuación, se muestran esquemas simplificados con los componentes del proceso:

El Proceso de Producción

Esquema I

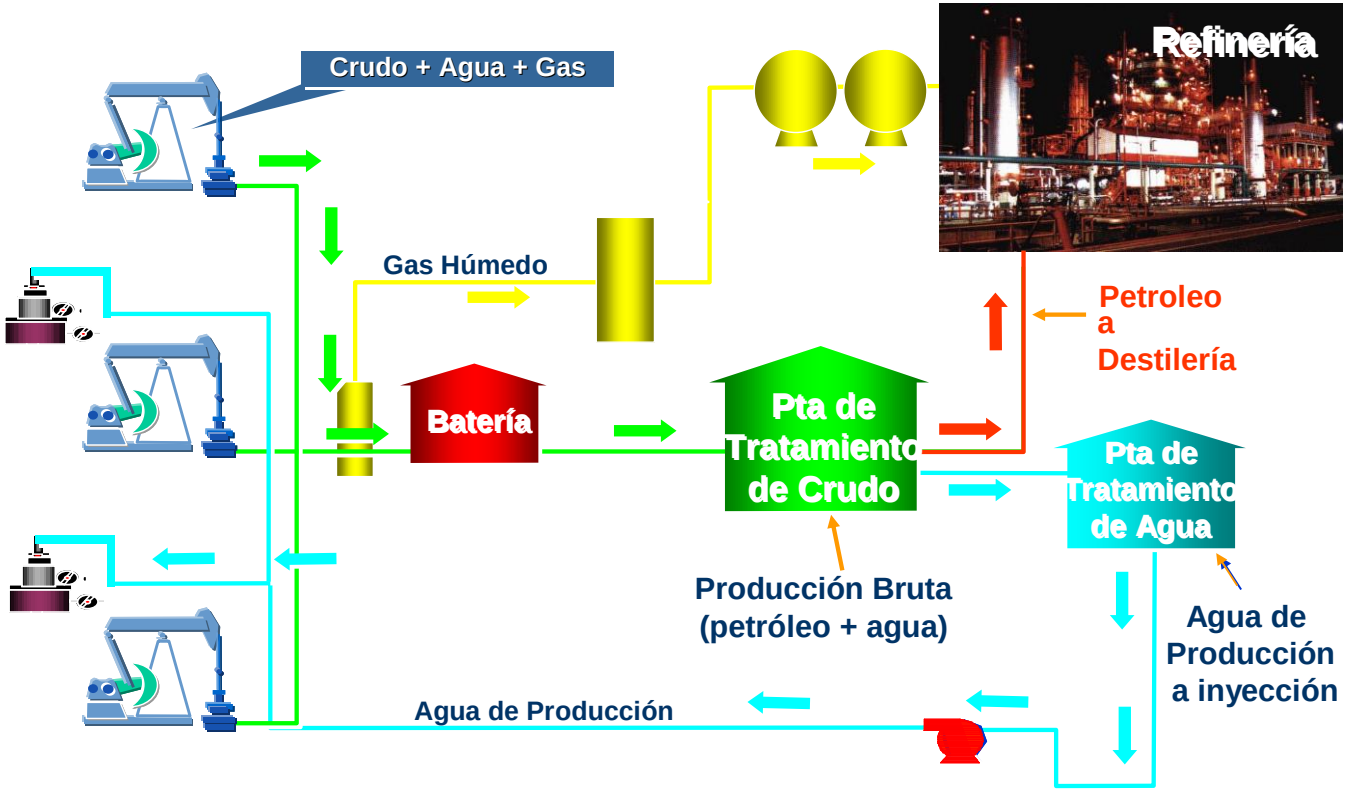


Esquema II



El Proceso de Producción

Esquema III



El Proceso de Producción

Ingeniería de Producción

La Ingeniería de Producción es la rama de la Ingeniería en Petróleo cuyo objetivo es maximizar la producción de hidrocarburos de la manera mas efectiva y al menor costo.

Se encarga de la aplicación de conocimientos técnicos y científicos hacia el transporte de los recursos desde el yacimiento hasta los puntos de entrega (puertos o refinerías).

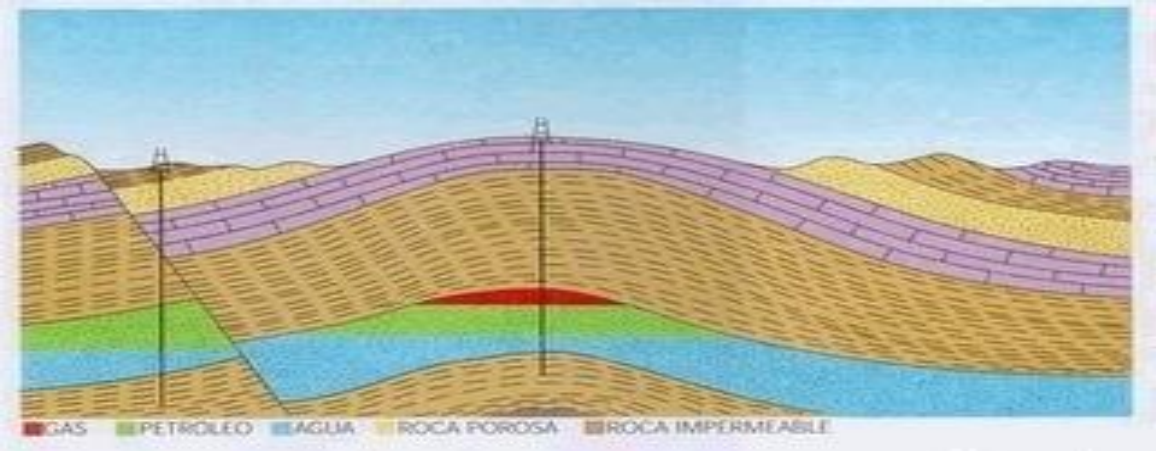
Podemos definir a la Ingeniería de Extracción como la rama de la Ingeniería de Producción que se ocupa de determinar qué método de extracción se utiliza en la explotación, la selección, análisis y optimización de los sistemas extractivos (natural o artificial).

Yacimientos de Hidrocarburos

¿Qué es un Yacimiento de hidrocarburos?

Un yacimiento de hidrocarburos es un medio poroso en cada una de cuyas zonas existe una, dos o tres fases inmiscibles: agua, petróleo, y gas.

Para extraer el petróleo contenido en los yacimientos hay que perforar pozos, que conforman la unidad básica de producción o punto de drenaje.



Yacimientos de Hidrocarburos

Propiedades de los fluidos

En un reservorio natural de hidrocarburos, antes de comenzar la explotación, se encuentran dos fases como mínimo.

Ellas son el petróleo y el agua o el gas y el agua.

Con frecuencia, pero no siempre, puede haber una tercera fase cuando nos encontramos con casquetes gasíferos.

Cuando están las tres fases, se ubican de acuerdo a sus densidades, la zona acuífera abajo, la petrolífera en el medio y la gasífera en la parte superior.

Yacimientos de Hidrocarburos

Agua

El agua de formación se encuentra tanto en la zona acuífera como en la petrolífera y puede clasificarse como acuífera activa, cuando contribuye al proceso de producción o inactiva.

El agua de la zona petrolífera puede ocupar entre el 10 y 30% del volumen poral.

Yacimientos de Hidrocarburos

Petróleo

El petróleo de la formación está constituido principalmente por hidrocarburos de tipo parafínico (Cn H2n+2), con menores cantidades de la serie cíclica nafténica (Cn H2n) y aromática (CnH2n-6).

Un análisis químico completo de un petróleo típico mostraría que posee miles de compuestos pertenecientes a 18 series de hidrocarburos.

El análisis químico completo del petróleo es una enorme y costosa tarea. Por eso se realiza un análisis químico simplificado midiéndose las fracciones parafínicas desde C1 a C5. Las mas pesadas se agrupan como una fracción compuesta, denominada C6+ caracterizada por su peso molecular y su punto de ebullición.

Yacimientos de Hidrocarburos

Gas Natural

Compuesto fundamentalmente por metano (60 a 80%) y otros hidrocarburos, pudiendo contar con impurezas como el Nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Estos dos últimos corrosivos en presencia de agua y el H2S además es venenoso.

Gas Seco

Se presenta en el reservorio en fase gaseosa durante toda la explotación.

Gas Condensado o Condensado de Gas

Se presenta en fase gaseosa en condiciones originales pero con el desarrollo del yacimiento y la disminución de presión se produce la condensación de líquidos.

Yacimientos de Hidrocarburos

Grados API

Una clasificación del petróleo se basa en la denominación de Gravedad Específica API (American Petroleum Institute).

Este parámetro se relaciona con la Densidad (o Gravedad Específica) del petróleo relativa al agua a 60ºF (15,5°C).

$$ºAPI = (141.5 / \rho) – 131.5$$

$$\rho = 141.5 / (ºAPI + 131.5)$$

Si el producto de petróleo es más liviano que el agua y flota sobre el agua, su grado API es mayor de 10. Los productos de petróleo que tienen un grado API menor que 10 son más pesados que el agua y se asientan en el fondo.

Yacimientos de Hidrocarburos

Relación Gas Petróleo

Otro parámetro muy importante en la producción de hidrocarburos, es el volumen de gas que se produce por cada unidad de volumen de petróleo en condiciones de tanque (superficie)

Esta es la relación Gas-Petróleo que se denomina con las siglas Rs o *GOR* (Gas Oil Ratio).

Por convención, en el sistema práctico sajón, las condiciones de tanque son 60ºF y 1 atm.
El volumen de líquido se expresa en barriles (bbl), el volumen de gas en (cf).

El GOR en este caso para condiciones estándar se expresará en (scf / sbbl).

En el Sistema Internacional, las condiciones estándar son 15ºC y 1 bar., mientras que los volúmenes de líquido y gas se miden en metros cúbicos (m3).

Yacimientos de Hidrocarburos

Viscosidad del Petróleo

La viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna que ofrecen sus moléculas a fluir.

En el caso del petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad: la de un petróleo sin gas en solución y la viscosidad de un petróleo a determinada presión y temperatura llevando consigo la cantidad de gas Rs, que puede disolverse a esas condiciones.

En ambos casos el efecto de la temperatura es disminuir la viscosidad, sin embargo, la presión en el primer caso aumenta la viscosidad y en el segundo la disminuye, ya que el efecto de la disminución de la viscosidad por gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo.

Yacimientos de Hidrocarburos

Factores que afectan la viscosidad del Petróleo

La viscosidad de los crudos depende de cuatro factores:

Composición	API ↑	→	μo ↓
Temperatura	T ↑	→	μo ↓
Presión	P↑	→	μo↑
Gas en solución	Rs↑	→	μo ↓

CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS SEGÚN LOS MECANISMOS DE DRENAJE

Yacimientos de Hidrocarburos

Mecanismos de Drenaje

Llamamos mecanismos de drenaje a la forma en que los reservorios proveen energía para la producción de los fluidos.

Existen varios mecanismos de drenaje y un reservorio puede estar bajo la influencia de uno o mas de estos mecanismos.

El 85% de la producción mundial de petróleo se obtiene actualmente por métodos de recuperación primaria y secundaria con un recobro promedio del 35% de petróleo in situ.

Como esta recuperación es todavía baja, para incrementarla se han desarrollado nuevos métodos y técnicas de recobro mejorado de petróleo, EOR (Enhanced Oil Recovery), los cuales en su mayoría involucran la inyección de un fluido, gas o líquido, dentro del yacimiento

Yacimientos de Hidrocarburos

Producción Primaria

La producción primaria es la generada por los mecanismos de drenaje o energía naturalmente existente en los yacimientos de hidrocarburos tales como la expansión monofásica, la presencia de gas disuelto, casquetes de gas, acuíferos, segregación gravitacional, etc.

Producción Secundaria

La recuperación secundaria ha sido tradicionalmente implementada en una segunda etapa, fundamentalmente para contrarrestar el declino de la producción primaria. Dentro de esta categoría se incluyeron inicialmente a la inyección de agua y a la inyección de gas, procesos cuya finalidad principal es la de mantener la presión del yacimiento

Producción Terciaria

La producción terciaria es producto de las técnicas de recuperación implementadas con posterioridad al "waterflooding”. Estas técnicas por lo general consisten en la inyección de materiales o productos normalmente no presentes en el yacimiento como diversos gases miscibles, productos químicos, solventes, energía térmica, etc.

SISTEMAS

DE

PRODUCCIÓN

Sistemas de Producción

Mecanismos de Producción

Bajo condiciones especiales de los yacimientos, (en general en las primeras etapas de producción), la energía del reservorio permite la fluencia de los fluidos hacia superficie en forma natural.

Cuando la energía del reservorio es tan baja que impide la surgencia natural o sus caudales son bajos, debe recurrirse a la producción de los fluidos mediante sistemas de extracción artificial.

Los sistemas de extracción artificial, adicionan la energía necesaria para elevar los fluidos producidos desde fondo de pozo hasta superficie, en general con la energía suficiente para conducirlos hasta las instalaciones colectoras y de tratamiento.

Sistemas de Producción

Surgencia Natural

Gas Lift/Auto Gas Lift

Plunger Lift (Bombeo accionado a gas)

Bombeo Hidráulico (bomba o Jet)

Bombeo con bomba electrosumergible (BES-ESP)

Bombeo con bomba de cavidades progresivas (PCP)

Bombeo Mecánico

Otros (Borst – cinta oleofílica – etc.)

EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

SURGENCIA (FLUJO) NATURAL

Surgencia natural

Un pozo surgente es aquel en que la Presión (Pwf) es suficientemente elevada como para hacer que el fluido producido llegue hasta la superficie.

Es el sistema de extracción mas económico, con instalaciones menos costosas y menor requerimiento de personal.

Clasificación de Pozos Surgentes

- De forma continua.
- Intermitentes.
- De surgencia inducida (pistoneo, inyección de gas).

SISTEMAS

DE

EXTRACCIÓN

ARTIFICIALES

GAS-LIFT

AUTOGAS-LIFT

Gas Lift – Auto Gas Lift

Descripción del Sistema

El Gas Lift es una técnica que consiste en levantar los fluidos del pozo mediante la adición de gas en el subsuelo.

La adición de gas puede realizarse básicamente de dos maneras distintas lo que da lugar a :

Gas Lift Continuo (Anular o Tubular)

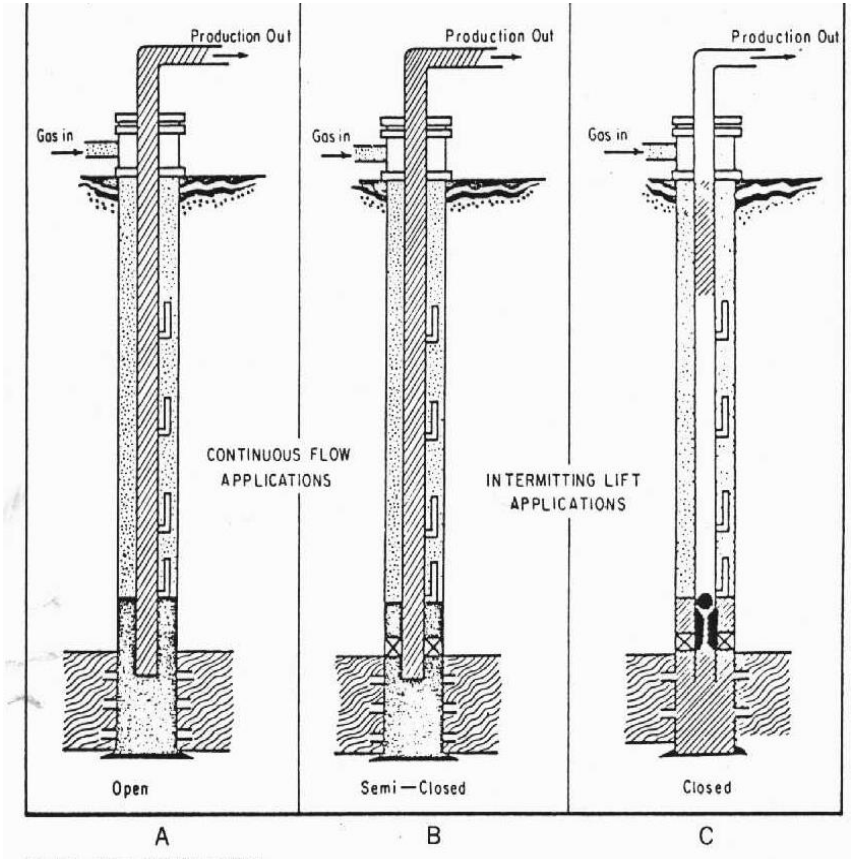
Gas Lift Intermitente

En el primero, como su nombre lo indica, el gas se inyecta en forma continua y a un caudal relativamente bajo, mientras que para el segundo el gas se inyecta en forma periódica y a caudales muy elevados

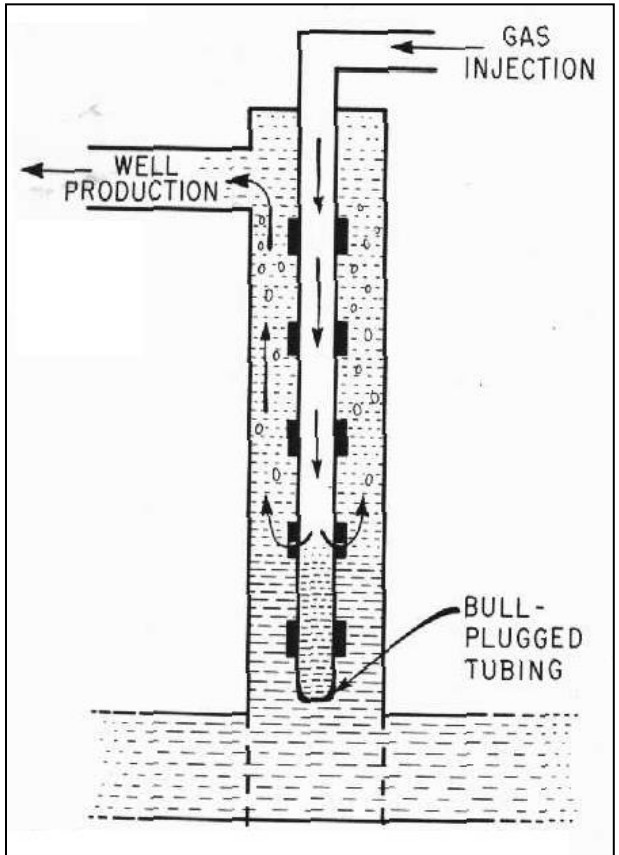
El Auto Gas Lift el gas inyectado para elevar la producción de petróleo proviene del mismo pozo. En este caso, solo tenemos el sistema “continuo”.

Gas-Lift – AutoGas-lift

Tipos de Instalaciones de Subsuelo



Producción por espacio anular



PLUNGER-LIFT

Plunger -Lift

Descripción del Sistema

El principio de este sistema es básicamente la utilización de un pistón libre actuando como interfase mecánica entre el gas de formación (o gas de asistencia) y el líquido producido, aumentando la eficiencia del levantamiento de fluidos.

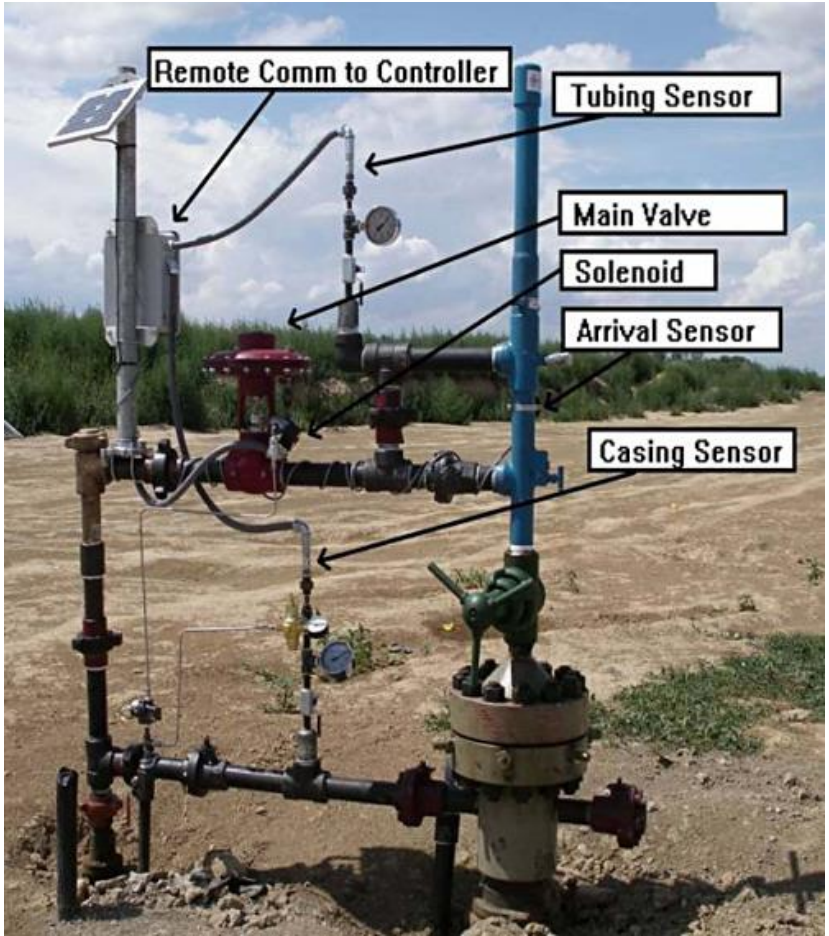
Podemos diferenciar dos tipos principales de extracción por plunger lift

Plunger lift autónomo

Plunger Lift asistido

Plunger -Lift

Instalación Típica

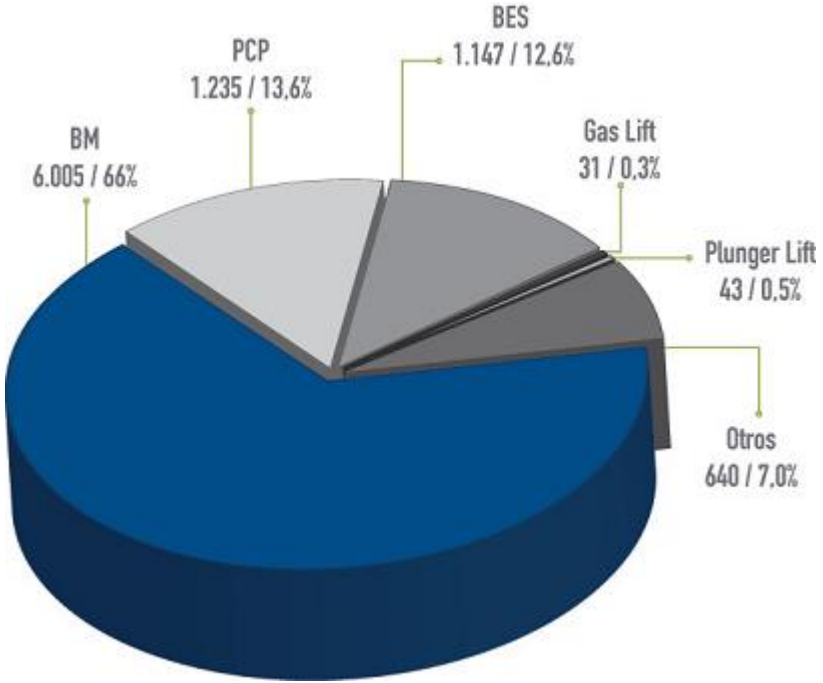


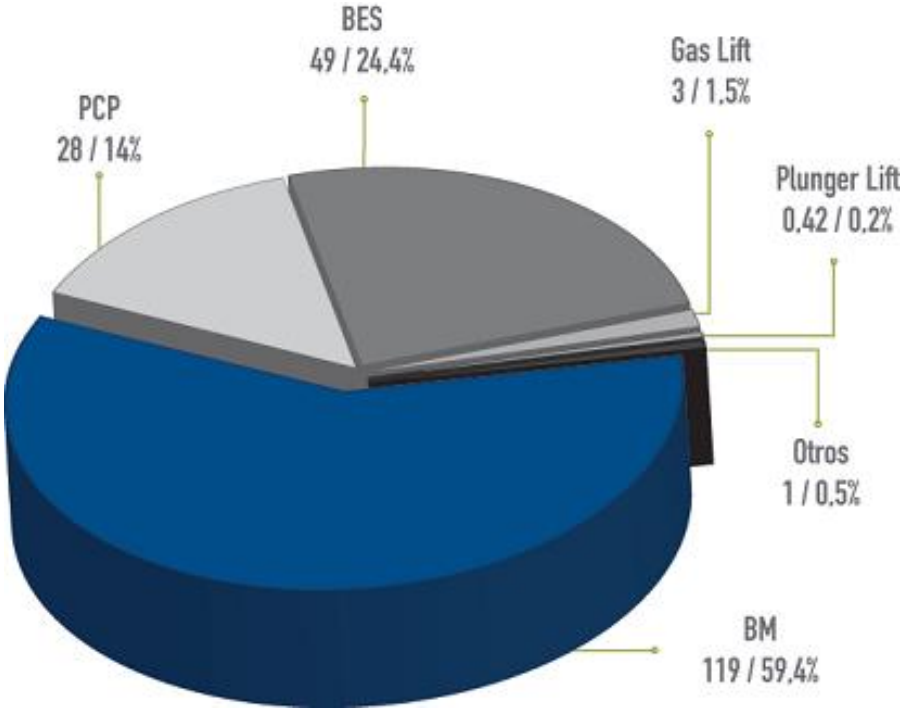
SISTEMAS DE EXTRACCIÓN ARTIFICALES

Sistemas de Extracción Artificiales

Sistemas de extracción mas utilizados en YPF

En el siguiente gráfico se muestra la distribución de sistemas de extracción en pozos operados por YPF en Argentina (año 2011). Aproximadamente 9400 pozos a febrero 2012.





Sistemas de Extracción Artificiales

Selección del sistema de extracción

La selección correcta del sistema de extracción artificial, es esencial para la rentabilidad a largo plazo de los pozos de petróleo

La elección mas adecuada para una determinada aplicación debe comenzar cuando se están tomando las decisiones y se están realizando los diseños de reservorio, perforación y terminación.

Esto requiere una comunicación intensa entre los ingenieros de las distintas disciplinas.

El primer paso para determinar el método adecuado es obtener buenos datos de ensayo y una curva de productividad confiable.

Cuando se selecciona un sistema de extracción debe considerarse toda la vida del proyecto y no sólo las condiciones iniciales.

Las capacidades prácticas de los distintos sistemas varían permanentemente, por lo que al compararlos deben conocerse perfectamente los últimos avances tecnológicos registrados.

Sistemas de Extracción Artificiales

Atributos

Cada sistema de extracción artificial posee atributos diferentes que se deben evaluar para la instalación específica durante el ciclo de vida completo del yacimiento.

Los atributos de cada sistema siempre dependen de la aplicación específica, por lo que sus consecuencias económicas deben evaluarse para cada caso particular.

El atributo mas importante es la capacidad del sistema para producir el pozo al caudal deseado durante el tiempo requerido.

El atributo que sigue en importancia a la capacidad del sistema, es el de mantener costos operativos relativamente bajos durante la vida del pozo.

A veces la ubicación tiene un efecto prioritario sobre el capital y los costos operativos

Sistemas de Extracción Artificiales

Listado de Atributos

- Costo de capital
- Equipo de fondo de pozo
- Eficiencia
- Flexibilidad
- Costo operativo
- Misceláneas / Problemas
- Confiabilidad
- Valor de reutilización
- Sistema global
- Uso/perspectiva

- Limitación por tamaño del casing
- Limitación por profundidad
- Capacidad para manejar bajas presiones de entrada
- Nivel de ruidos
- Necesidad de espacio
- Flexibilidad para adaptar accionamientos
- Monitoreo
- Ensayos de pozos
- Aplicación de timers y pump-off controllers

Sistemas de Extracción Artificiales

Listado de Atributos

- Capacidad para el manejo de corrosión y/o incrustaciones
- Pozos desviados
- Aplicación en pozos duales
- Capacidad para el manejo de gas
- Aplicaciones Off-Shore
- Capacidad para el manejo de parafinas
- Aplicación en pozos con terminación slim hole
- Capacidad para manejar sólidos
- Limitaciones por temperatura
- Capacidad para el manejo de fluidos de alta viscosidad
- Capacidad para la extracción de altos caudales
- Capacidad para extraer bajos caudales

BOMBEO

MECÁNICO

Bombeo Mecánico

Descripción del sistema

Este sistema de extracción consiste en extraer los fluidos del pozo mediante una bomba alternativa de simple efecto, instalada en el fondo del pozo y cuyo movimiento es generado en superficie por un dispositivo biela-manivela que transforma el movimiento de rotación del motor de accionamiento en un movimiento de oscilación lineal y transmitido a la bomba de profundidad mediante una columna (sarta) de barras de bombeo.

El bombeo mecánico es el sistema de extracción mas ampliamente utilizado.

Componentes del sistema

1.- La bomba de profundidad

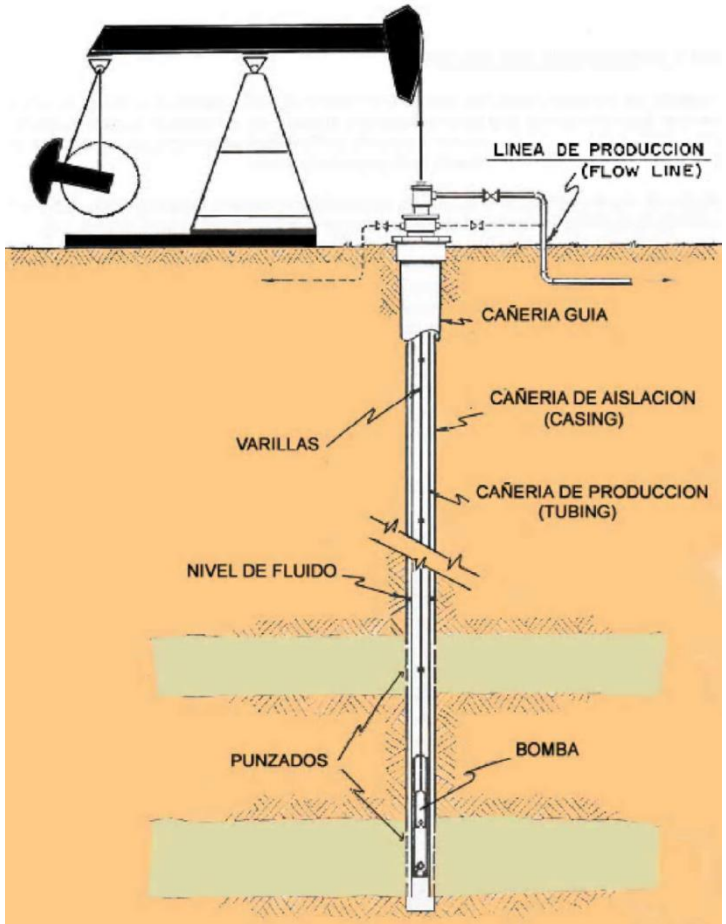
2.- La sarta de barras de bombeo

3.- El aparato individual de bombeo de superficie.

4.- El motor de accionamiento

Bombeo Mecánico

Componentes del sistema



Bombeo Mecánico

Bomba de profundidad

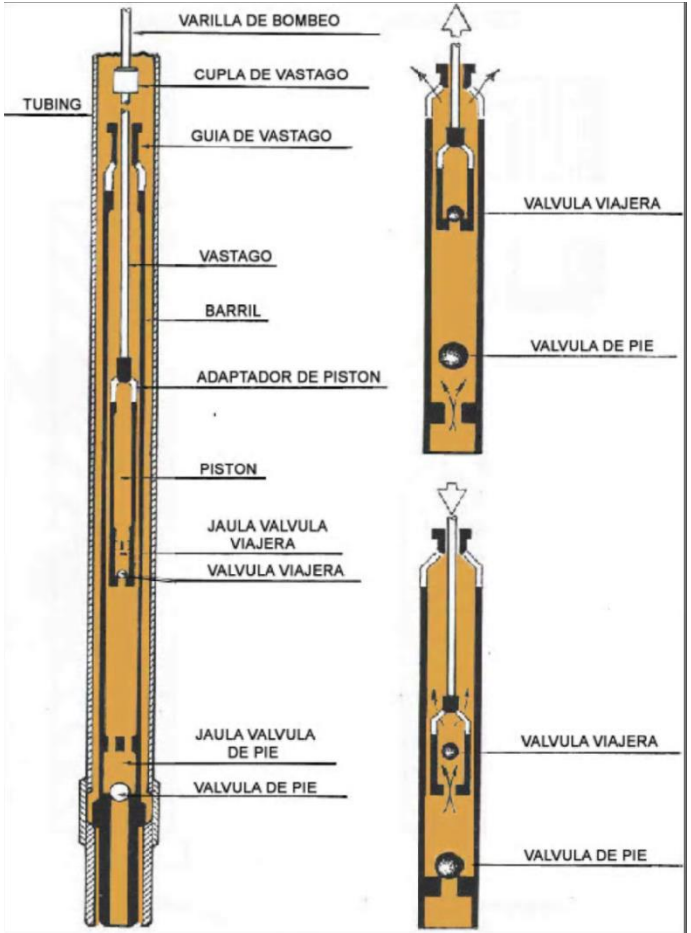
Los componentes mas importantes de las bombas son :

1.- Barril

2.- Pistón

3.- Válvula de admisión (válvula fija)

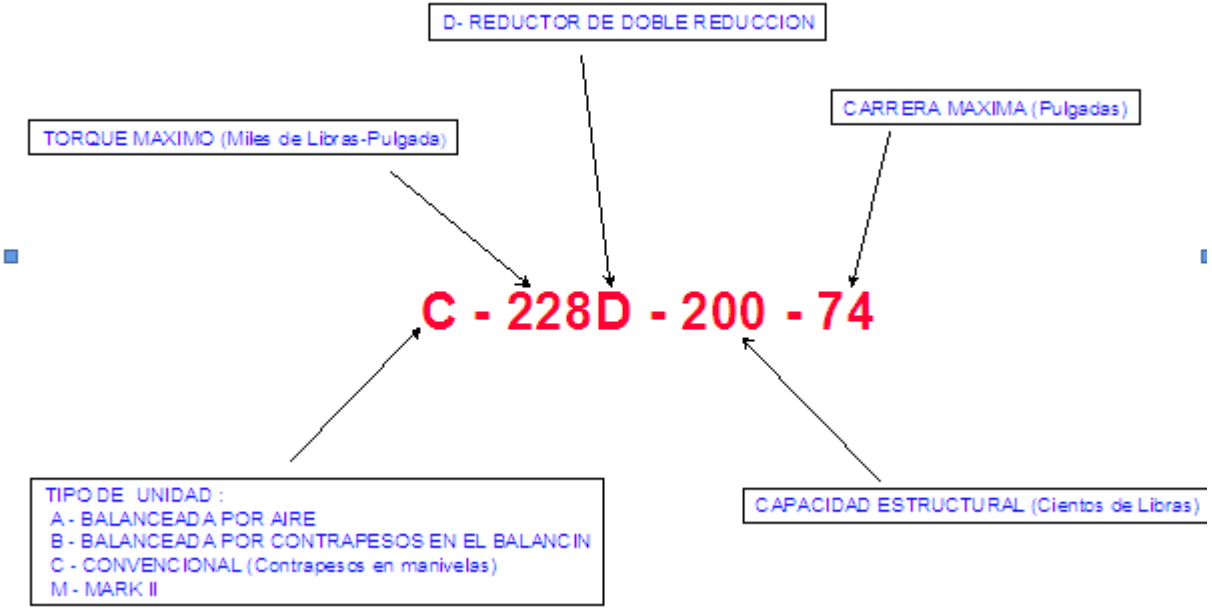
4.- Válvula de descarga (válvula móvil)



Bombeo Mecánico

Designación API de los AIB

La designación API de las unidades de bombeo comprende tres factores principales en el siguiente orden: torque máximo del reductor (en miles de libras-pulgadas), capacidad estructural (en cientos de libras) y carrera máxima (en pulgadas); por ejemplo, si la designación API de una unidad es 228-200-74, indica:



BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Progressive Cavity Pumps
(PCP)

Bombeo de Cavidades Progresivas

Descripción del sistema

El Bombeo de Cavidades Progresivas, (Progressive Cavity Pumps –PCP), consiste en una bomba de profundidad de desplazamiento positivo impulsada por un motor de accionamiento desde superficie y a la que se le transmite el movimiento rotatorio a través de una sarta de barras de bombeo.

Puede operar sin inconvenientes en condiciones adversas tales como fluidos extremadamente viscosos, con arena, sal e incluso con mezclas trifásicas (petróleo, gas y agua) y al no poseer válvulas no se producen bloqueos por gas.

La bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal:

1. El rotor metálico, es la pieza interna conformada por una sola hélice.

2. El estator, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero(goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre si, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

Bombeo de Cavidades Progresivas

Principio de funcionamiento

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional en dirección opuesta alrededor del eje del estator.

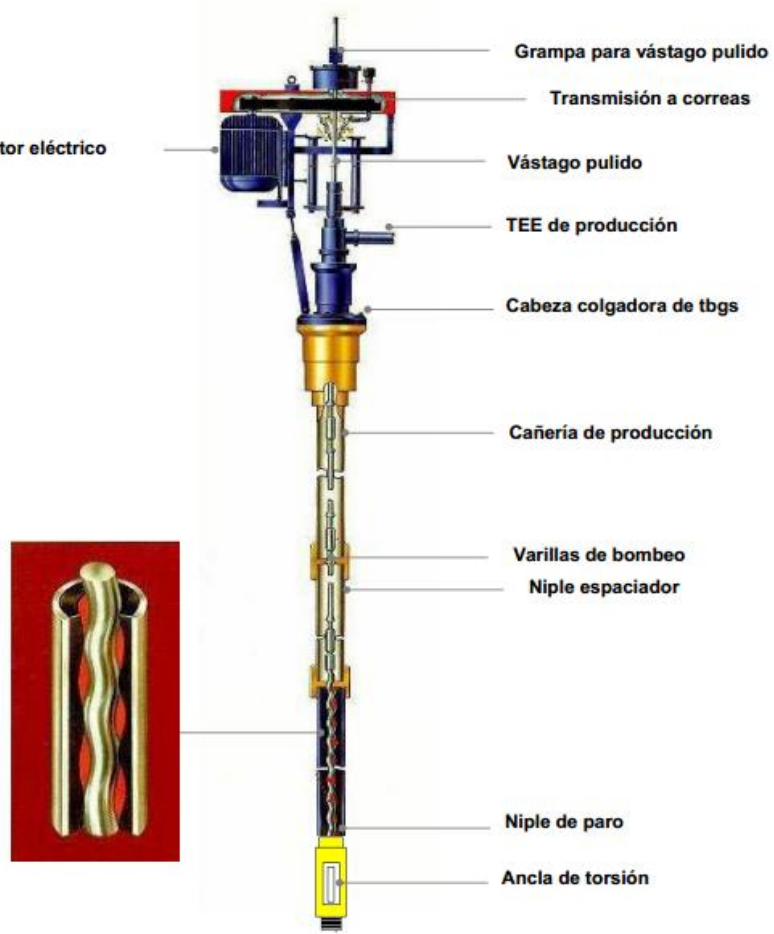
La geometría del conjunto es tal que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre si.

Cuando el rotor gira en el interior del estator, estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga por succión.

De manera que se tiene un desplazamiento positivo en cavidades progresivas.

Bombeo de Cavidades Progresivas

Descripción del sistema



Sistemas de Extracción Artificiales

BOMBEO

ELECTRO SUMERGIBLE

(BES/ESP)

Bombeo Electrosumergible

Descripción del sistema

El bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencial mente rentables y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo. Este método es aplicado generalmente cuando se presentan los siguientes casos:

- Alto índice de productividad.
- Baja presión de fondo.
- Alta relación agua – petróleo.
- Baja relación gas – líquido.

El BES se basa en la utilización de bombas centrífugas (de múltiples etapas) de subsuelo ubicadas en el fondo del pozo, estas son accionadas por motores eléctricos.

El BES tiene un rango de capacidades que va desde 200 a 9000 BPD, trabaja a profundidades entre los 12000 y 15000 pies, el rango de eficiencia está entre 18 – 68% y puede ser usado en pozos tanto verticales como desviados o inclinados.

Bombeo Electrosumergible

Descripción del sistema

Consiste fundamentalmente en la instalación en el fondo de pozo de una bomba centrífuga multietapa, diseñada especialmente para tal fin, accionada por un motor eléctrico también ubicado en profundidad, el que se alimenta a través de un cable adosado a la cañería de producción.

Una unidad típica de BES está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, Tablero de control y transformador.

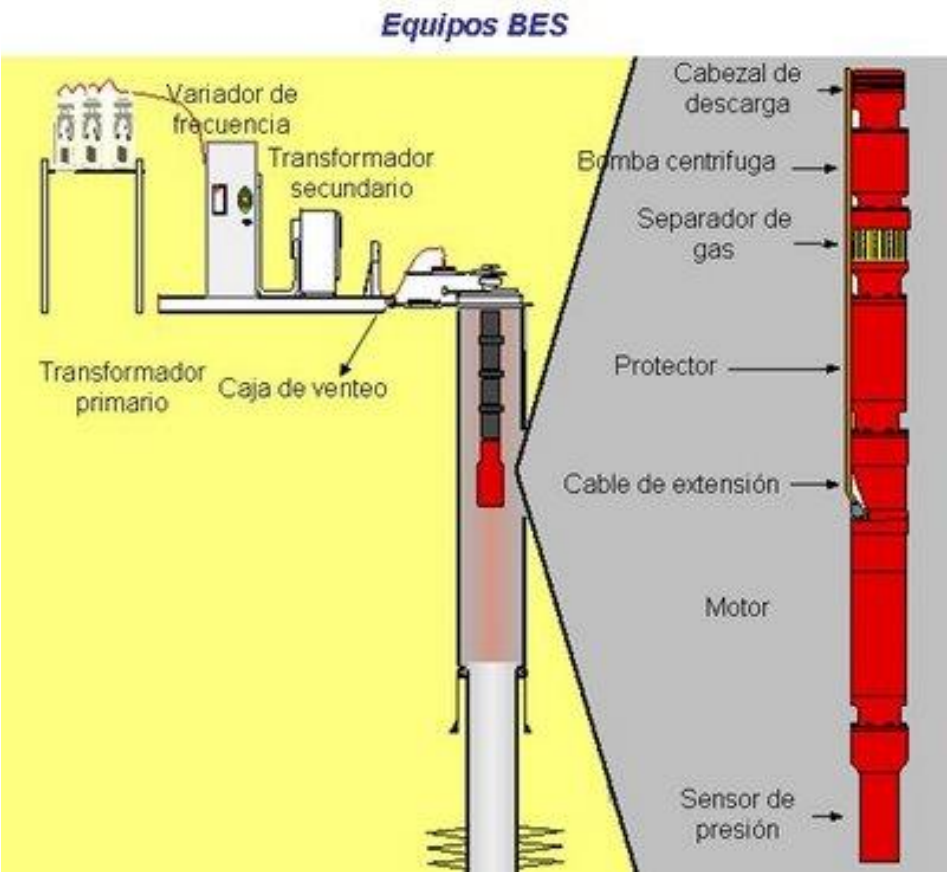
Además, se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, flejes para cable, válvula de drene, válvula de contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador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

Bombeo Electrosumergible

Descripción del sistema

Principales Componentes de un Sistema de Bombeo Electrosumergible:

Motor
Bomba (Etapas, constituida por impulsor y difusor cada una)
Cable
Suncho de Sujeción del Cable
Separador de Gas
Sección Sellante
Sensor de Presión de Fondo
Caja de venteo
Transformador (superficie)
Variador de Control



Sistemas de Extracción Artificiales

BOMBEO

HIDRÁULICO

Bombeo Hidráulico

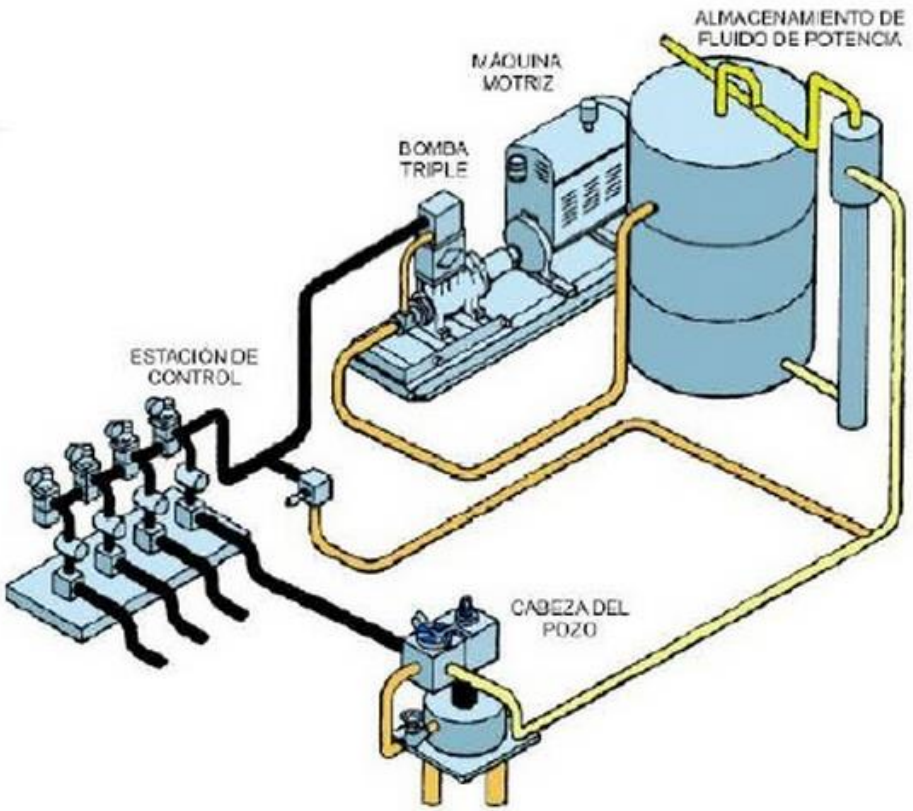
Bombeo Hidráulico convencional (alternativo)

Este sistema artificial, se basa en la extracción de petróleo por medio de una bomba de profundidad alternativa accionada por un motor hidráulico adosado en profundidad a la bomba que tiene como fuente de energía al fluido motriz inyectado a presión desde superficie.

Los componentes básicos del sistema son :

A. Tanque de fluido motriz y Producción
B. Bomba de Superficie
C. Satélite de control
D. Cabezal de boca de pozo
E. Tubing y Conjunto de Fondo
F. Unidad de producción (motor y bomba)

Bombeo Hidráulico convencional (alternativo)



Sistemas de Extracción Artificiales

BOMBEO

HIDRÁULICO

“JET”

Bombeo Hidráulico “Jet”

Descripción del sistema

Las bombas de profundidad tipo Jet (Jet Pumps), son una clase especial de bombas hidráulicas.

Mientras las bombas convencionales operan por medio de una bomba alternativa de desplazamiento positivo accionadas por un motor a pistón acoplado a ella, las bombas “Jet” no emplean partes móviles y alcanzan su acción de bombeo por medio de una transferencia de energía entre el fluido motriz y el fluido producido.

Las bombas del tipo "Jet" operan bajo la acción de un fluido a alta presión(Jet) y el efecto venturi que este provoca al pasar a través de un orificio

El fluido motriz entra por la parte superior y pasa a través de la tobera donde virtualmente toda la energía de presión del fluido motriz se convierte en altura de velocidad. El Jet descarga de la tobera a una cámara de entrada de la producción, la que está conectada a la formación.

El fluido de formación es atrapado por el fluido motriz y los fluidos combinados entran a la garganta de la bomba.

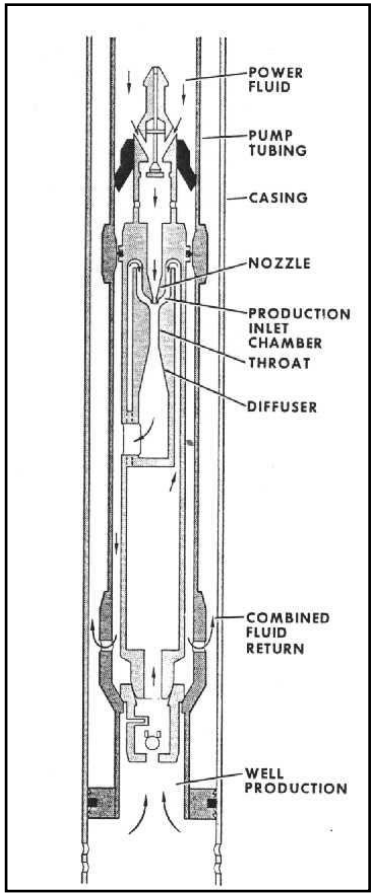
Bombeo Hidráulico “Jet”

Descripción del sistema

Dentro de la garganta, la que es siempre de mayor diámetro que la tobera, se completa la mezcla entre el fluido motriz y la producción. En este proceso, el fluido motriz pierde impulso y energía y el fluido producido gana impulso y energía.

La mezcla resultante saliendo de la garganta tiene suficiente presión para fluir contra el gradiente de la columna de producción. La mayor parte de esta altura total, está aún en la forma de altura de velocidad.

La sección final de la bomba Jet es un difusor cuidadosamente maquinado de manera de obtener un área en expansión que convierte la altura de velocidad en altura de presión, mayor que la columna de fluidos, permitiendo el flujo hacia superficie.



Sistemas de Extracción Artificiales

BORS LIFT

(Balanced Oil Recovery System)

Bors Lift

Descripción del sistema

El origen de estos equipos se basa en la búsqueda de tecnología para producir petróleo de pozos marginales a bajo costo y con baja producción de agua.

Desde finales de los años ´90 se están aplicando en pozos de diferentes yacimientos en el mundo.

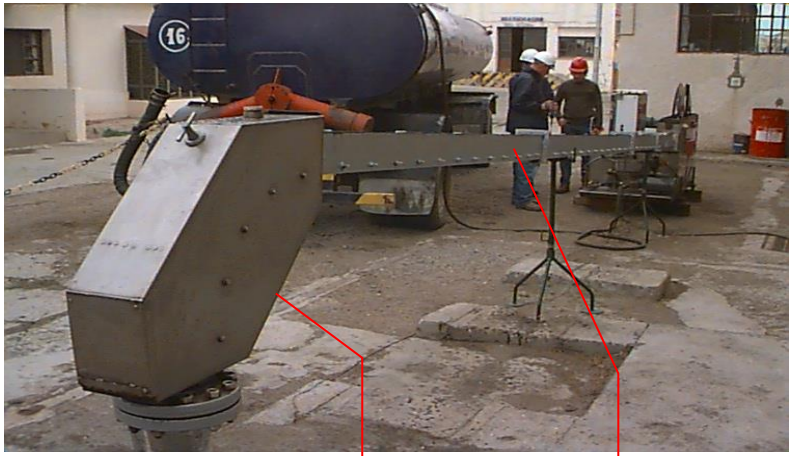
Su empleo se realiza en pozos desnudos.

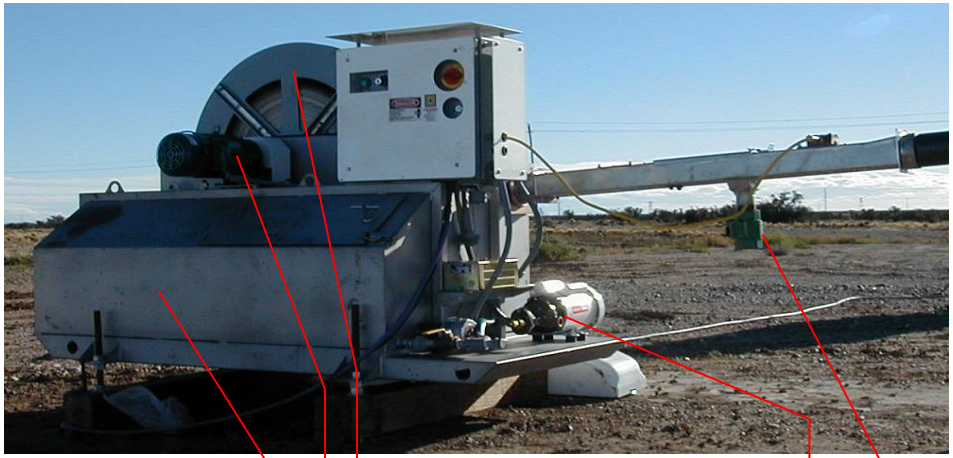
La tecnología BORS se basa en el balance entre el aporte de la formación y el fluido producido.

El fluido migra desde la formación hacia el pozo y por diferencia de densidades el petróleo ocupa la parte superior.

Se trata de extraer el petróleo de la parte superior del nivel, limitando así la extracción de agua.

El equipo Bors lift





Cabezal

Tubo de descarga diametro 4” longitud 6 m

Tanque

Motoreductor

Carretel con Cinta de 900m

Bomba de transferencia

Válvula de Muestreo

FIN Parte I
Consultas???