

24127

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉTODOS DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO EN POZOS DE BOMBEO MECÁNICO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A I
SALVADOR SARMIENTO MENDOZA

DIRECTOR DE TESIS:
M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

PAGINA

	INTRODUCCION	1
I	GENERALIDADES	3
II	INFORMACION NECESARIA PARA EL ANALISIS DEL POZO	20
III	METODOS DE CALCULO	60
IV	EJEMPLOS DE APLICACION	93
V	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	103
	BIBLIOGRAFIA	108

I N T R O D U C C I O N

Actualmente existen varios sistemas por los cuales se explota artificialmente un pozo productor de aceite, cuando la presión del yacimiento no es capaz de llevar los hidrocarburos hasta la superficie y mantener un flujo continuo.

Cuando se determina la perforación de un pozo productor de aceite y se procede a ponerlo en explotación puede o no llevar los fluidos a la superficie, dependiendo de que la presión del yacimiento en este pozo sea capaz de levantar la columna de fluido correspondiente a la profundidad total del mismo.

Si la presión es suficiente los fluidos llegarán a la superficie por sí solos, entrando el pozo a una etapa que se le denomina de vida fluyente, etapa que declina lenta o rápidamente de acuerdo con la explotación y reducción de la presión del yacimiento, llegando un momento en que la producción del pozo cesa totalmente. Es en este momento (dicen la mayoría de los autores), en que se hace necesario prolongar la vida del campo o de un pozo mediante métodos artificiales de producción. Entre los sistemas secundarios que pueden aplicarse tanto para mantener la presión del yacimiento como para aumentar la recuperación del mismo, quedan clasificados entre otros; la inyección del gas al yacimiento, barrido con agua, combustión "in situ", etc. Pero debido a los altos costos de las instalaciones, que son necesarias para la aplicación de estos sistemas; no ha sido posible aprovecharlos en la mayoría de los campos petroleros del país.

La selección adecuada del sistema artificial de producción por emplear requiere una comparación técnica-económica de los sistemas existentes: primero, seleccionar el equipo artificial con el cual se explotará el pozo y segundo elegir el equipo con el que resulte más económica la explotación, considerando que, el sistema artificial de costo inicial mínimo no siempre es el más económico. Por lo tanto se necesita calcular el tiempo de pago de la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento y la ganancia.

El objetivo de este tésis consistió en seleccionar en la literatura especializada métodos o correlaciones para estimar o conocer en forma aproximada la presión de fondo fluyendo en pozos de bombeo mecánico como sistema artificial de producción. Debido a lo anterior no se requiere sacar el aparejo de producción y medir la presión de fondo fluyendo con registrador de presión que es introducido con línea de acero al fondo del pozo y por consecuencia se reducen los costos de operación y producción diferida de otros pozos.

Además se incluyen ejemplos de aplicación práctica que pueden ampliar o aclarar algunos conceptos de cada método o ayudar en la obtención de los datos para analizar o conocer la presión de fondo fluyendo.

C A P I T U L O I

GENERALIDADES

La siguiente lista¹ representa la vigencia relativa de los sistemas artificiales basados en el número de instalaciones en todo el mundo. Esto difiere de campo a campo, de estado a estado y de país a país.

1. Bombeo Mecánico
2. Bombeo Neumático
3. Bombeo Electro-Centrífugo
4. Bombeo Hidráulico tipo Pistón
5. Bombeo Hidráulico tipo Jet
6. Bombeo tipo émbolo
7. Otros métodos

Nuevos sistemas artificiales están siendo continuamente desarrollados y probados. La elevación de crudos pesados y viscosos requieren atención especial y métodos diseñados específicamente para este propósito están siendo probados. Pozos localizados costa afuera y en aguas profundas presentan problemas específicos y limitaciones de espacio en la superficie viene a ser importante. El sistema artificial de producción sería considerado antes de que el pozo sea perforado. Obviamente esto no puede hacerse en pozos con poca información, pero debe hacerse en todos los pozos de desarrollo.

En el diseño del sistema artificial de producción para un pozo, se recomienda que éste sea inicialmente tratado como si fuera un pozo fluvente. Esto es, un sistema de gráficas de producción debería ser

preparado para ver si el pozo es capaz de fluir, y por lo tanto, a que gasto. El análisis del sistema artificial de producción puede ser colocado sobre la misma gráfica. Numerosos pozos fluyentes mostrarán un incremento en los gastos de flujo colocándoles un sistema artificial.

El propósito de cualquier sistema artificial de producción es crear una presión de admisión en la T.P. Predeterminada de modo que el yacimiento pueda responder y producir un gasto de flujo objetivo.

El diseño y análisis de cualquier sistema artificial de producción puede ser dividido en dos componentes principales. El primero es el yacimiento (relación de comportamiento de afluencia) el cual representa la habilidad del pozo para producir fluidos. El segundo componente representa todas las tuberías superficiales y el sistema artificial. Esto incluye el separador, la tubería de descarga, restricciones en la línea de flujo como son estranguladores, sarta de tubería, restricciones en la sarta de tubería como son válvulas de seguridad y en sí el mecanismo del sistema artificial.

Las presiones de admisión en la T.P. pueden ser entonces determinado variando los gastos de flujo y cuando esta curva de presión sea colocada sobre la misma gráfica como la curva IPR, puede ser determinado el gasto para un sistema artificial en particular.

Los siguientes factores serían considerados en la selección del equipo del sistema artificial:

Estas son, las características de producción, las propiedades de los fluidos, las características del agujero, elementos superficiales, plan de recuperación, localización, fuentes disponibles de energía, problemas de operación, disponibilidad de servicio y economía.

FACTORES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO DE INSTALACIONES DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.

Una discusión de estos factores importantes que serían considerados en la selección del sistema artificial se presenta en las siguientes secciones.

1.- Capacidad productiva de líquidos del pozo. El gasto objetivo de un pozo en particular es el factor más importante en la selección del sistema artificial, es muy importante tener datos suficientes con el objeto de construir diagramas de presión contra gasto como la curva de comportamiento de afluencia mostrada en la Fig. I.1*

Esta determinación también es crítica, dependiendo en todo caso si el gasto de flujo objetivo es menor que el máximo. Un límite económico es alcanzado cuando las utilidades derivadas del incremento en la producción de aceite son compensadas por los costos adicionales.

Con el objeto de comparar apropiadamente los gastos por diferentes sistemas artificiales es necesario establecer curvas de presión de admisión en la T.P. para cada sistema, como se muestra

* Figuras al final de cada capítulo

en la Fig. 1-2. La posición para la solución para la determinación del gasto en la Fig. 1-2 se toma en el fondo del pozo frente al intervalo productor. La intersección para cada curva con la curva de IPR del pozo muestra el gasto de flujo para un método artificial en particular.

Los gastos posibles para cada método cambiarán dependiendo de las condiciones del pozo. Cada pozo debe ser evaluado separadamente y también muchos factores de control del gasto de flujo.

Los procedimientos para la preparación de estas curvas de presión de admisión han sido presentados por agena, B².- Un pequeño resumen del método de preparación se presenta aquí. Se sugiere que la primera curva de presión de admisión para cualquier pozo sea preparada suponiendo que el pozo fluiría naturalmente. La Fig. 1-3 muestra que este pozo fluye naturalmente si la curva de presión de admisión en la T.P. cae por encima de la curva de IPR como se observa en la Fig. 1-3, entonces el pozo está muerto.

PROCEDIMIENTO PARA LA PREPARACION DE LAS CURVAS DE PRESION DE ADMISION EN LA T.P.

La curva de presión de admisión en la T.P. se prepara independientemente de la curva de IPR.- Se hará referencia a las Figs. (1-4a, 1-4b, y 1-4c). Para preparar estas curvas todas las pérdidas de presión deben ser tomadas en cuenta, empezando desde el separador y sumando todas las pérdidas y ganancias (en el ca-

so de las bombas) hasta el fondo del pozo. Todas las restricciones como los estranguladores superficiales, válvulas de seguridad y restricciones en el fondo del pozo deben ser tomadas en cuenta apropiadamente.

Una breve discusión en la preparación de estas curvas se da en el siguiente párrafo.

SISTEMAS DE BOMBEO.

La preparación de curvas de presión de admisión para sistemas de bombeo puede ser relativamente simple de un pozo que no bombea gas a bastante complejo para un pozo que tiene que bombear gas. La solución es fácil de entender pensando en la bomba como un compresor en el fondo del pozo que permite a los fluidos entrar a una presión y descargarlos a otra presión. El problema es más complejo cuando la bomba es colocada en la parte superior del pozo comparado cuando la bomba es colocada en el fondo. Un perfil de presión típico para un sistema de bombeo está anotado en la (Fig. I-5), junto con la curva correspondiente de presión de admisión en la T.P. un cambio en el diámetro de la bomba cambiará la curva de presión de admisión en la T.P.

Para sistemas de bombeo que manejan gas, es importante preparar curvas de IPR para una admisión total de líquidos.

2. Producción esperada de gas del pozo. La cantidad de gas producido y, por ende, la relación gas-líquido es un factor muy impor

tante en la selección del sistema artificial. Si altos volúmenes de gas debe pasar a través del mecanismo del sistema artificial (ver Fig. 1-6), entonces puede esperarse una reducción en la capacidad de líquido para todos los sistemas de bombeo. Caudales de gas completos pueden ocurrir en algunos sistemas de bombeo, pero en cualquier caso el gas ocupa un volumen que debe ser desplazado.

En el bombeo mecánico se pueden tener caudales de gas con la alta producción de gas.

3. Limitaciones de profundidad y elevación efectiva. Un término que a menudo es poco entendible es "elevación efectiva". Por ejemplo una bomba puede ser colocada a 12 000 pies (3657.6 m), pero solamente puede elevar desde 8 000 pies (2348.4 m). Por lo tanto, si se hace la suposición de que la bomba tiene que bombear desde su profundidad de colocación entonces la unidad puede ser diseñada para una potencia mayor que la requerida. A propósito del ejemplo, si el pozo tiene 12 000 pies (3657.6 m) de profundidad, tiene una presión estática de 3000 lb/pg^2 , $IP = 2 \text{ bl/día/lb/pg}^2$ (constante), $RGL = 3000 \text{ pies}^3/\text{bl}$ presión en la cabeza = 160 lb/pg^2 y se terminó con una T.P. de $2\frac{1}{2} \text{ pg}$ (6.35 cm) ¿cuál es la profundidad de la elevación efectiva para un gasto de 2000 bl/día ($317.97 \text{ m}^3/\text{día}$)? La presión de fondo fluyendo requerida del pozo para producir este gasto es de $3000 - \frac{2000}{2} = 1000 \text{ lb/pg}^2$. el punto de elevación efectiva es la profundidad a la cual la presión de fondo fluyendo es capaz de soportar los fluidos en la sarta de la tubería. La correlación de flujo multifásico apropiada mues-

tra esto a 7500 pies (2286 m) del fondo o a una profundidad de 4500 pies (1371.6 m), (Ver Fig. 1-7).

Teóricamente un sistema de bombeo podría ser colocado a 4500 pies (1371.6 m) y creando una presión de admisión de cero a este punto, el gasto de flujo objetivo, podría ser obtenido. La descarga arriba de la bomba, entonces consistiría de todas las cargas y pérdidas de presión arriba de 4500 pies (1371.6 m), como son, las pérdidas en la T.P., pérdida en la tubería de descarga y presión de separación.

Suponiendo que el sistema de bombeo está localizado a 10 000 pies (3048 m) o en el fondo de 12 000 pies (3657.6 m), la bomba solamente tiene que elevar desde el punto de elevación efectiva de 4500 pies (1371.6 m) otro camino para visualizar este concepto es observar que la bomba debe crear una cierta presión de descarga para vencer todas las pérdidas de presión y cargas arriba del punto de elevación efectiva, el cual es también la " ΔP " que la bomba debe crear si se coloca en el punto de elevación efectiva. En el ejemplo previo, esta ΔP es de 1200 lb/pg² y es aproximadamente la misma sin hacer caso de la posición de la bomba, despreciando cualquier efecto de cambios debido a los cálculos de flujo multifásico. (Ver Fig. I-7) para clarificar la colocación de la bomba a diferentes posiciones. Observar que la presión de descarga es la misma si la bomba está en el fondo o a 10 000 pies (3048 m) pero menos que 4500 pies (1371.6 m) debido al gas libre aligerando la presión. Sin embargo, el volumen total de fluido (aceite más gas libre) es mucho mayor a 4500 pies (1371.6 m).

Estas son las numerosas razones para colocar la bomba arriba o cerca del punto de elevación efectiva. Obviamente la bomba sería sumergida lo suficiente para permitir la entrada de una presión alta lo suficiente para prevenir la cavitación y vencer cualquier pérdida en las restricciones que también pueden existir en el separador de gas en el fondo del pozo. La sumergencia en pies está definida como el nivel del fluido en el espacio anular arriba de la bomba bajo condiciones de operación. El deseo de crear bajas presiones de admisión de bombeo pueden restringir algunos sistemas de bombeo y una regla general de 300 lb/pg² de presión de admisión de bombeo para pozos de aceite bombeando gas restringirá algunas bombas. El manejo de volúmenes de gas libre a través de la bomba hace más atractivo que la colocación de la bomba sea más profunda.

LIMITACIONES DE PROFUNDIDAD

Bombeo Mecánico

Algunos sistemas de bombeo mecánico están operando a 12 000 pies (3657.6 m); sin embargo, la potencia adicional para elevar las varillas puede ser excesiva y el trabajo para elevarlas ocurre desde la profundidad de la bomba y no desde la profundidad de elevación efectiva.

El bombeo mecánico es el sistema más ampliamente usado para pozos someros y de profundidad media. Un gran número de pozos con bombeo mecánico muestran ser más atractivos y muchos operadores se sienten muy confortables con la unidad de bombeo y es un fac-

tor importante en la selección del equipo de elevación.

Las unidades especiales como la Mark II, Alfa I y equipos petroleros y marinos, unidades con longitud de carrera larga pueden bombear más exitosamente desde profundidades mayores de 10 000 pies (3048 m).

4. Flexibilidad. La flexibilidad de los métodos artificiales para cambiar el gasto como cambiar las características de producción es un factor importante. El gasto objetivo original para el cual el sistema artificial fue diseñado puede cambiar por las siguientes razones:
- (1) Disminución de la productividad del pozo debido a la presión estática baja y/o a la aportación de fluidos al pozo.
 - (2) Incremento en la productividad del pozo debido a los métodos de recuperación secundaria o terciaria causando incremento en la presión estática y/o en la aportación de fluidos al pozo.
 - (3) Errores que existen en los datos originales del pozo o correlaciones de flujo multifásico.
 - (4) Un cambio en el gasto objetivo debido a ciertos factores como son, producción de arena, conificación, pozo competitivo o prácticas de conservación.
5. Localización superficial. La localización está siendo muy crítico con algunos sistemas. El bombeo mecánico no es normalmente

considerado para plataformas marinas aunque se pueden encontrar unidades en aguas tierra adentro como en lago Maracaibo de Venezuela.

6. Crudos pesados. La elevación de más y más crudos pesados está siendo necesario. La mayoría está siendo manejado por el bombeo mecánico.

Tipos especiales de bombeo han sido ideados para elevar crudos pesados como en la unidad Efflar. El bombeo mecánico, por lo tanto, es más utilizado que otros métodos.

7. Problemas de operación. Los problemas de operación son difíciles para algunos sistemas artificiales incluyendo la arena, parafina, costras, corrosión, emulsiones, temperatura de fondo y clima superficial.

(a) Arena

La producción de arena causa problemas de erosión para todos los sistemas artificiales.

(b) Parafina.

La acumulación de parafina en la porción superior de la sarta de tuberías, cabezas del pozo o línea de flujo causará contra presión que reducirá la eficiencia. Se requiere remoción y prevención. El bombeo mecánico tiene ventajas sobre otros sistemas artificiales, ya que las varillas ofrecen una acción continua de raspado. Los raspadores o guías pueden ayudar a remover la parafina.

(c) Costras o escamas.

La depositación de costras reducirá el diámetro inferior de la T.P. y por lo tanto disminuir la eficiencia. La prevención con aditivos químicos puede proporcionar una vida larga de la bomba y mantener limpia a la T.P. los émbolos mantendrán la limpieza de la T.P.

(d) Corrosión.

La corrosión en el fondo puede ser causada por electrólisis entre diferentes tipos de metal, contenido de H_2S o CO_2 en el fluido producido, agua saturada de sal u oxigenación de metales. El H_2S es un problema mayor y acelerará las fallas en las varillas si estas están excesivamente cargadas.

(e) Emulsión.

La anticipación de problemas de emulsión, cuando se planean y se seleccionan sistemas artificiales es difícil. Las emulsiones causan altas pérdidas de presión en la T.P.

(f) Temperatura de fondo.

Temperaturas de fondo muy altas reducirán la vida de operación de algunos tipos de equipo. Deben tomarse precauciones cuando la temperatura excede $300^{\circ}F$. La metalurgia y sellos de alto costo serán requeridos en todo el equipo incluyendo empacadores, T.P. equipo de la cabeza del pozo, y equipo de bombeo subsuperficial.

(g) Clima superficial.

Condiciones extremas de clima en la superficie pueden influenciar la selección del equipo del sistema artificial. Climas muy calurosos causan problemas de sobrecalentamiento con el equipo superficial, y un equipo de enfriamiento especial debe utilizarse. Climas muy fríos causan problemas de enfriamiento para el combustible y conexiones eléctricas, deben ser proporcionados aislamientos y calentamiento.

(h) Personal de operación⁴.

La habilidad técnica del personal de campo puede influenciar en la selección del sistema artificial.

El bombeo mecánico puede ofrecer menores problemas de operación para el personal de campo que otros tipos de sistemas artificiales.

(i) Disponibilidad de servicios.

Uno de los factores más importantes en la selección de un sistema artificial de producción es la disponibilidad del personal de servicio competente, partes de reemplazo y servicio de equipo auxiliar. En algunas áreas, la opción de un tipo menos deseable de sistema artificial ha sido hecha solamente sobre la disponibilidad del personal de servicio. La disponibilidad de partes de reemplazo es igualmente tan importante como el personal de servicio. Si el equipo del sistema artificial no puede ser rápidamente atendido y reparado entonces puede escogerse otra alternativa de sistema artificial.

8. Economía Relativa. Seis factores económicos representan los parámetros más importantes en la selección del equipo del sistema artificial.

- (1) Capital de inversión inicial.
- (2) Gastos de operación mensual/indicadores de costos.
- (3) Vida del equipo
- (4) Número de pozos para aplicarle sistema artificial
- (5) Disponibilidad del equipo sobrante
- (6) Vida del pozo

Las Tablas I-1 y I-2 presentan un resumen de las ventajas y desventajas de los principales métodos artificiales de producción comúnmente utilizados.

CONCLUSIONES

En conclusión, la selección de un sistema artificial de producción sería considerado muy cuidadosamente. Las Tablas 1 y 2 enlistan las respectivas ventajas y desventajas.

El bombeo mecánico es el tipo de sistema artificial más ampliamente utilizado. Históricamente, la principal ventaja ha sido la familiaridad de este tipo de sistema artificial para el personal de operación. Una de las principales desventajas ha sido la limitación de la profundidad. Sin embargo, unidades con alta capacidad de carga y varillas resistentes permiten mayores profundidades (12 000 pies) (3657.6 m).

T A B L A I-1

VENTAJAS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBEO MECANICO	BOMBEO HIDRAULICO	BOMBEO ELECTRICO	BOMBEO NEUMATICO
<ul style="list-style-type: none"> - Fácil diseño del sistema - Las unidesdes pueden ser cambiadas a otros pozos y con costo mínimo. - Eficiente, simple y fácil de operar para el personal de campo. - Adaptable a agujeros reducidos y de terminación múltiple. - Generalmente el sistema se ventea naturalmente debido a la separación de gas. - Flexible, se puede adaptar a diferentes gastos de acuerdo a la capacidad del pozo, según va declinando la producción. 	<ul style="list-style-type: none"> - La profundidad no es una limitante, puede levantar grandes volúmenes de grandes profundidades (500 bl/día desde 15000 pies). Ha sido instalado a 18000 pies. - Los pozos en "pata de perro" presentan problemas mínimos. - No estorba en localizaciones urbanas. - La fuente motriz puede estar localizada a <u>lar</u> gas distancias. - Analizable. - Flexible, se puede adaptar a diferentes gastos de acuerdo a la capacidad del pozo según va declinando la producción. - Puede utilizar gas o electricidad como fuente de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> - Puede levantar altos volúmenes (200 bl/día en pozos someros con T.R.'s de diámetro grande. Ocasionalmente se han levantado más o menos 120 000 bl/día de pozos con entrada de agua con unidades de 60 HP. Se tienen disponibles unidades de 720 HP y las unidades de 1000 HP están en etapa de desarrollo. - No estorba en localizaciones urbanas. - Fácil de operar. - Es fácil instalar un sensor de presión en pozo <u>abajo</u> para telemedir la presión en la superficie por medio de un cable. - Los pozos en "pata de <u>pe</u>rrro" no presentan <u>proble</u>mas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Puede manejar grandes volúmenes sólidos con mínimos problemas - Maneja grandes volúmenes en pozos con alto I.P (B.N. continuo) (50000 bl/día). - Muy flexible, se puede convertir de continuo a intermitente a cámara de acumulación o émbolo viajero según va declinando la producción del pozo. - No estorba en localizaciones <u>urba</u>nas. - La fuente motriz puede localizarse lejos. - Fácil de obtener presiones subsuperficiales y gradientes.

CONTINUACION

BOMBEO MECANICO	BOMBEO HIDRAULICO	BOMBEO ELECTRICO	BOMBEO NEUMATICO
<ul style="list-style-type: none"> - Puede levantar aceites muy viscosos y de alta temperatura - Puede utilizarse gas o electricidad como fuente de energía. - Es fácil estudiar un tratamiento para corrosión o incrustación. - Se puede automatizar si se usa electricidad. - Disponible en diferentes tamaños. - Es fácil bombear en forma intermitente si se usa un sistema de relojería. - Existen varillas huecas para terminaciones de pozos en agujero reducido y facilitar los tratamientos con inhibidores. - Analizable. 	<ul style="list-style-type: none"> - Las bombas subsuperficiales pueden ser circuladas a la superficie en sistemas libres. - Pueden bombear de un pozo con una presión relativamente pequeña. - Aplicable en terminaciones múltiples. - Aplicación en pozos costa fuera. - El sistema cerrado elimina la corrosión. - El ajuste de la caja de engranes de las bombas triples ofrece mayor flexibilidad. - Mezclando fluido motriz con aceites crudos viscosos o cerosos pueden reducir la viscosidad. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aplicable en pozos costa fuera. - Los tratamientos de corrosión e incrustaciones son fáciles de estudiar. - Disponible en diferentes tamaños. - El costo por levantamiento para altos volúmenes, generalmente es bajo. 	<ul style="list-style-type: none"> - El levantamiento de pozos invadidos de gas no es problema. - Algunas veces se puede reparar el pozo con unidades de cable de acero. - Los pozos en "pata de perro" no presentan problema. - Generalmente la corrosión no es adversa. - Aplicable en costa-fuera.

DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION

BOMBEO MECANICO	BOMBEO HIDRAULICO	BOMBEO ELECTRICO	BOMBEO NEUMATICO
- Los pozos en "pata de perro" presentan problemas de fricción de las varillas.	- Los sistemas que utilizan aceite como fluido motriz presentan peligro de incendio.	- No es aplicable a terminaciones múltiples.	- No siempre se tiene gas disponible.
- La alta producción de sólidos ocasiona problemas.	- Se tienen problemas cuando se tiene alta producción de sólidos.	- Es aplicable solo con energía eléctrica.	- No es eficiente este tipo de levantamiento en campos pequeños o para ser aplicado a un solo pozo.
- La profundidad es una limitante debido a la capacidad de carga de las varillas.	- Los costos de operación son algunas veces muy altos.	- Se necesitan altos voltajes (1000 V más o menos)	- Es difícil levantar emulsiones y crudos viscosos.
- Estorba en localizaciones urbanas.	- Generalmente no es susceptible a manejar gas, generalmente no es venteado.	- Es impráctico en pozos someros de bajo volumen.	- Si se requiere comprimir el gas, no es eficiente este tipo de levantamiento en campos pequeños.
- En operaciones costafuera resulta pesado y estorboso.	- Las instalaciones para venteo son más caras debido a el costo extra de T.P.	- Son altos los costos por cambio de equipo cuando la producción del equipo va declinando.	- Los hidratos y congelación del gas causan problemas.
- Es susceptible a los problemas de parafina.	- Es difícil el tratamiento de incrustaciones debajo del empacador.	- Cuando se manejan tuberías se tienen problemas con el cable.	- Se presentan problemas con tuberías de escurrimiento sucias.
- La T.P. no puede ser recubierta internamente para evitar la corrosión.	- No es fácil para el personal de campo resolver los problemas que se presentan en este método de levantamiento artificial.	- El cable se deteriora con altas temperaturas.	- Se presentan algunas dificultades en el análisis del levantamiento si no se tiene supervisión del ingeniero de producción.
- La producción de H ₂ S limita la profundidad a la cual se colocan las bombas de alto volumen.		- Se pierde mucho tiempo cuando se ha detectado el problema ya que hay que sacar todo el aparejo de producción.	

BOMBEO MECANICO	BOMBEO HIDRAULICO	BOMBEO ELECTRICO	BOMBEO NEUMATICO
<ul style="list-style-type: none"> - Existen limitaciones para diseñar bombas subsuperficiales en T.R.'s de diámetro reducido. 	<ul style="list-style-type: none"> - Es difícil efectuar pruebas y mediciones correctas en pozos de bajo volumen. - En algunas instalaciones se requiere de dos aparos de T.P. - Donde se usa agua como fluido motriz se presentan problemas de tratamiento. - Se presentan problemas de seguridad debido a la alta presión de fluido motriz. - Las fugas del aceite como fluido motriz causa problemas en el equipo superficial. 	<ul style="list-style-type: none"> - La limitante del sistema en la profundidad (10000 pies más o menos) debido al costo del cable y la dificultad de llevar la energía suficiente pozo abajo. (Depende del diámetro de la T.R. y la temperatura). - Se tienen problemas con la producción de gas y sólidos. - El análisis es difícil a menos que se tenga buena experiencia ingenieril. - El gasto de producción es flexible. - Se tienen limitaciones con el diámetro de la T.R. - No puede ser colocado abajo de la entrada del fluido sin algún dispositivo que haga que el fluido pase por el motor. 	<ul style="list-style-type: none"> - No se puede producir eficientemente hasta el abandono en pozos profundos. - Requiere reponer gas en sistemas rotativos. - Las T.R.'s deben soportar la presión del levantamiento. - Se tienen problemas de seguridad debido a la alta presión del gas de inyección.

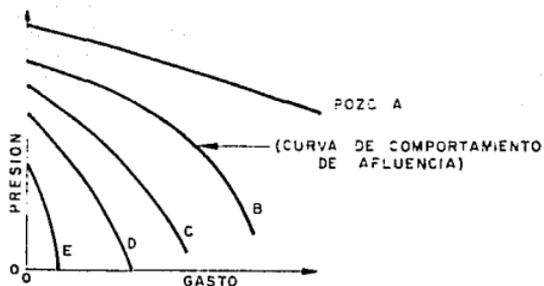


Fig. I-1 Curvas típicas de comportamiento de afluencia

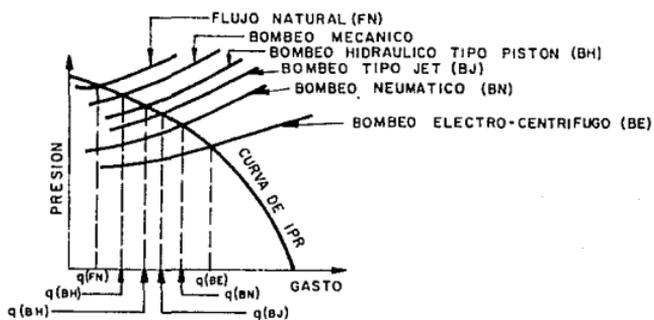


Fig. I-2 Curvas de presión de admisión en T.P. para sistemas artificiales de producción

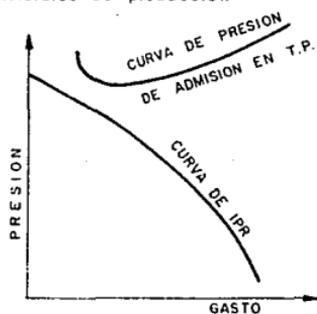


Fig. I-3 Pozo muerto

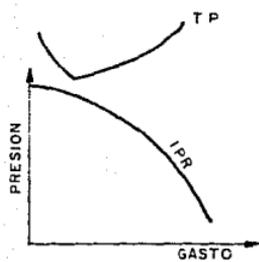


Fig. I-4 a. Pozo muerto

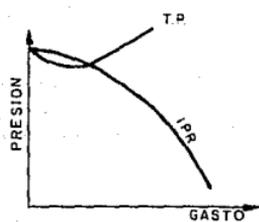


Fig. I-4 c. Pozo muerto o cabeceo severo

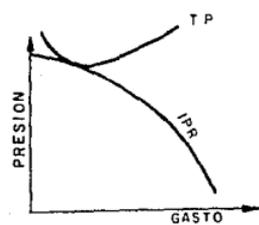
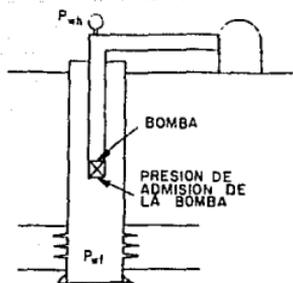
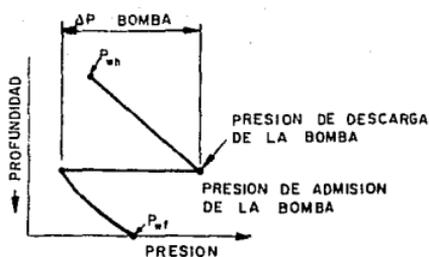


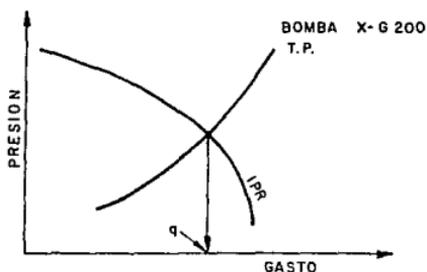
Fig. I-4 b. Pozo muerto



a) Instalación típica de una bomba



b) Perfil de presión para un sistema de bombeo



c) Sistema de bombeo con nodo de solución en el fondo del pozo

Fig. I - 5

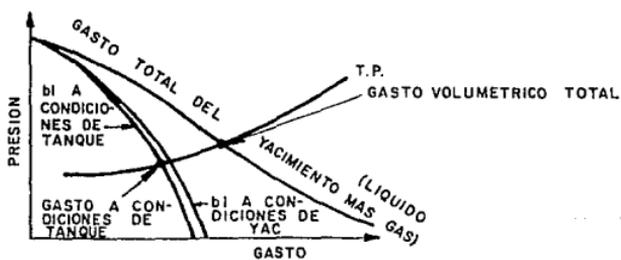
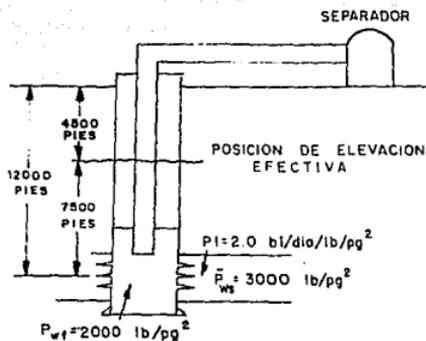
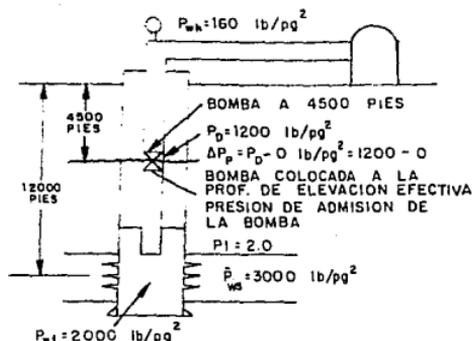


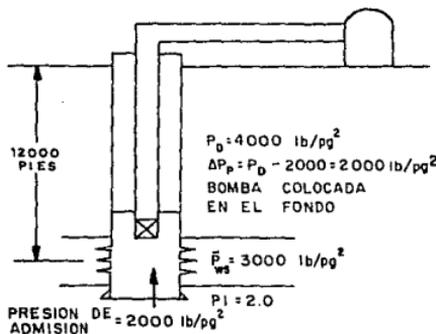
Fig. I-6 Curvas de IPR para producción total de fluidos incluyendo gas



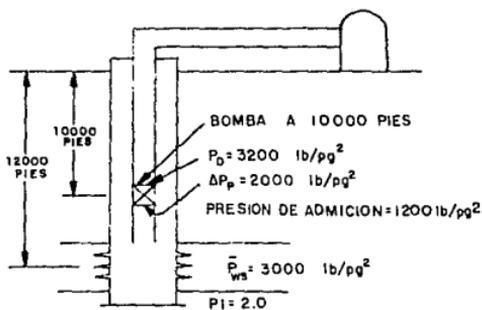
a) Posición de elevación efectiva



b) Bomba colocada a la profundidad de elevación efectiva



c) Bomba colocada en el fondo



d) Bomba colocada a 10 000 pies

Fig. I-7

C A P I T U L O I I

INFORMACION NECESARIA PARA EL ANALISIS DEL POZO.

INTRODUCCION.

El análisis del comportamiento de un pozo por bombeo, es un paso importante hacia el aumento de las utilidades con el mejoramiento de técnicas de producción. El análisis del pozo se hace mediante pruebas de campo y examinando los datos del pozo.

DATOS NECESARIOS PARA EL ANALISIS DEL POZO.

Cuatro factores son extremadamente importantes para analizar el comportamiento de un pozo: (1) presión del yacimiento, (2) presión de fondo fluyendo, (3) prueba del pozo y (4) capacidad de la bomba.

Para una máxima extracción, la presión de fondo fluyendo debe ser baja, comparado a la presión del yacimiento. Una presión de fondo fluyendo de 75 lb/pg^2 es baja comparado a una presión estática del yacimiento de 2300 lb/pg^2 y prácticamente toda la producción se está obteniendo. Sin embargo, si la presión estática del yacimiento es de 100 lb/pg^2 , aproximadamente 40% de la producción máxima esta siendo obtenida. La prueba del pozo y la capacidad de la bomba debe ser conocido. Si la capacidad de la bomba no es igual a la producción del pozo, ocurrirá un desgaste excesivo, y pérdida de la eficiencia mecánica ocurrirá si la capacidad de la bomba excede demasiado al gasto de producción. Una pérdida de producción ocurre si la capacidad de

la bomba es menor que la capacidad de producción de los pozos.

Nótese la importancia de cada punto por tratar para determinar la acción conveniente de cada uno de los pozos en la Tabla II-1, cuando solamente uno de los cuatro puntos de cada pozo es omitido.

II.1. Comportamiento de flujo²

El comportamiento de flujo de un pozo representa la capacidad de ese pozo para producir fluidos. Una gráfica característica es la de la (Fig. II.1), la cual muestra como pueden diferir la forma de las curvas. Por ejemplo, la presión de flujo contra gasto puede ser, esencialmente, una línea recta (empuje hidráulico y/o presión arriba de la presión de saturación), o puede ser una curva (empuje por gas disuelto y flujo por abajo del punto de burbujeo). La capacidad de un pozo para producir fluidos depende de gran medida del tipo de yacimiento y del mecanismo de empuje, y de variables tales como la presión de yacimiento, la permeabilidad, etc. Es común suponer que la afluencia a un pozo en particular, de condiciones constantes, es directamente proporcional a (P_{ws}) . Nótese que la curva "A" en la (Fig. II.1) es una línea recta. Normalmente esto se cumple solamente para presiones de flujo arriba del punto de burbujeo.

Para la curva "A" el índice de productividad (IP) del pozo es constante y se representa en la (Fig. II.1) por la inversa de la pendiente de la línea recta. El índice de productividad se define como la producción total de barriles por día sobre libras por pulgada cuadrada o con símbolos:

$$IP=J= \frac{q_0 + q_w}{P_{ws} - P_{wf}} \left[\frac{b_1/d_1 a}{1b/pg^2} \right]$$

Cuando el valor de esta pendiente es constante, se dice que el pozo tiene un índice de productividad único.

Sin embargo, se sabe que existe curvatura en esta línea para muchos pozos. En este caso no se puede decir que el pozo tiene un IP lineal (línea recta), porque la pendiente varía al variar el abatimiento de presión. (Nótese las curvas "B" y "C" de la Fig. II.1).

En las (Figs. II.2 y II.3) se muestran los casos de dos campos. La (Fig. II.2) muestra tres pruebas de producción tomadas en un pozo con empuje por gas disuelto con presiones de flujo por abajo del punto de burbujeo. La (Fig. II.3) consta de tres pruebas de producción que muestran una línea recta con el flujo arriba del punto de burbujeo.

El IPR (comportamiento de flujo) y el IP no son equivalentes. El IPR es la relación entre la presión de flujo y el gasto. El IP es la primera derivada del IPR en el caso especial en que la curva de IPR sea una línea recta o se aproxime, en tal caso la curva puede desprenderse.

La habilidad para predecir el comportamiento de flujo es bastante complicado porque la curva de comportamiento de flujo y del IP también pueden cambiar con la producción acumulativa y, de nuevo, dependen del tipo de yacimiento.

Para un empuje hidráulico muy activo, en el cual la presión permanece arriba del punto de burbujeo, el IP permanece constante; y, para un empuje por gas disuelto, en el cual las presiones de flujo están por debajo del punto de burbujeo, el IP cambia rápidamente. Si se construye una curva de flujo en cualquier momento de la vida del yacimiento, de la (Fig. II.4) (digamos de 3'000,000 de barriles de aceite a condiciones de tanque), la curva de q contra P_{wf} probablemente será una línea recta para el empuje por agua del yacimiento y una curva para el empuje del gas disuelto en el yacimiento.

El IP probablemente será alto para el empuje hidráulico y con muy poca caída en la presión promedio del yacimiento para gastos altos.

Para entender mejor el comportamiento de flujo se da una breve discusión sobre los tipos de yacimientos, pero tratando con más detalle el comportamiento de flujo.

II.2. Tipos de yacimientos.

Para diseñar con propiedad una instalación de producción artificial, es importante el entendimiento del mecanismo de empuje del yacimiento. El tipo de yacimiento definitivamente influirá en el gasto de producción, de lo que resulta el tipo de instalación de producción artificial. Generalmente se aceptan tres tipos básicos de yacimientos con dos o tres combinaciones de estos tres. A continuación se discuten brevemente.

II.2.1.- Empuje por gas disuelto (Fig. II.5).

Este tipo de empuje en el yacimiento puede mencionarse también como un empuje por depleción (agotamiento), y/o como un comportamiento volumétrico. Algunas de sus características asociadas son:

- a) volumen constante.- Esto significa que no hay cambio en el tamaño inicial del yacimiento. No hay invasión de agua en este tipo particular de mecanismo de empuje.
- b) Hay un flujo bifásico a presiones por debajo del punto de burbujeo. En otras palabras, el gas proveniente de la solución fluye junto con el aceite.
- c) El gas sale de la mezcla pero no se mueve hacia arriba para formar un casquete de gas. Las burbujas de gas que se forman en la fase de aceite permanecen en dicha fase, dando por resultado un flujo simultáneo tanto de aceite como de gas.
- d) La producción de aceite es el resultado de la expansión volumétrica del gas disuelto y de la expulsión volumétrica del aceite.
- e) Este tipo de mecanismo de empuje del yacimiento tiende a ser un proceso rápido de liberación de gas.

Al principio de la vida productiva del yacimiento, el aceite es reemplazado por gas en igual volumen, pero a medida que la presión declina, se desarrolla una fase de gas mayor. Por lo tanto se requiere

entonces una mayor expansión del gas por unidad de volumen de aceite producido a causa de la capacidad de libre flujo en la capa de gas.

Se sabe que al crear excesivo abatimiento de presión (drawdown) en un yacimiento de empuje por depleción (gas disuelto liberado) dá por resultado el incremento de la fase de gas en el yacimiento, o sea, un incremento de permeabilidad al gas y un decremento de permeabilidad al aceite.

La Fig. II.5 muestra curvas características para este tipo de yacimientos. Es de particular importancia la rápida declinación en la presión, así como en el IP y el incremento en la relación gas-aceite.

Por regla general es de esperarse que los pozos en este tipo de yacimientos sean productores de bajos gastos hacia el final de su vida, a menos que tengan grandes intervalos en producción. Muchos pozos de este tipo serán candidatos a producir menos de 100 bl/día o quizá menos de 25 bl/día.

II.2.2.- Empuje Hidráulico (Fig. II.6).

El mecanismo de empuje por agua puede conocerse también como invasión de agua o control hidráulico. Algunas de sus características asociadas son:

- a) El volumen del yacimiento para el aceite no permanece constante.

El agua de intrusión, cambia el volumen inicial del yacimiento.

- b) Hay un desplazamiento del aceite por el agua.
- c) Este tipo de yacimiento podría tener también una fase de gas, dando por resultado una combinación de empuje por depleción y por agua.
- d) Habrá un gasto óptimo de producción para este tipo de yacimiento.

La (Fig. II.6) muestra curvas características de comportamiento para este tipo de yacimiento. En un empuje hidráulico muy activo, la declinación de la presión puede ser muy pequeña y, de hecho, la presión puede permanecer constante. De gran importancia es la tendencia del IP a permanecer constante durante la vida del pozo. A su vez la relación gas-aceite también permanece constante.

En un yacimiento con empuje por agua los índices de productividad por pozo individual son normalmente más confiables que aquéllos de un yacimiento de empuje por depleción. La invasión del agua puede ser tal que exista muy poca pérdida en la presión de fondo del pozo. Por lo general se piensa que la información del índice de productividad puede extrapolarse linealmente para los abatimientos necesarios para dar la producción deseada.

Probablemente, en la mayoría de los casos, la presión permanece por arriba del punto de burbujeo. La mayoría de las instalaciones artificiales de producción pueden diseñarse con mayor confiabilidad pa-

ra un empuje hidráulico que para cualquier otro mecanismo. Sin embargo, hay casos en los que un incremento en el porcentaje de agua causa un decremento en el índice de productividad.

II.2.3.- Empuje por expansión del casquete de gas (Fig. II.7).

Este tipo de mecanismo de empuje del yacimiento puede mencionarse también como drene por segregación o por gravedad. El yacimiento se encuentra en un estado de segregación, o sea en una zona de aceite a la que se sobreyace un casquete de gas. El empuje se puede clasificar posteriormente en función de si el gas, proveniente de la mezcla en el yacimiento, fluye o no hacia el casquete de gas. Un empuje de segregación con contraflujo tendrá gas saliendo de la mezcla y moviéndose al casquete de gas. Al continuar la producción el casquete de gas se expande y se mueve hacia abajo, dando por resultado un empuje por expansión del casquete de gas.

En general la permeabilidad de la formación determina si ocurre o no el contraflujo. En forma estimada podrá esperarse que esto ocurriera para permeabilidades que excedieran los 100 md.

El empuje de segregación con contraflujo se asemeja a un proceso de separación diferencial, el cual se define como un proceso en el que los gases liberados de la mezcla en el aceite, cuando se reduce la presión, dejan de estar en contacto con el aceite tan rápidamente como se forman.

En la (Fig. II.7) las curvas de comportamiento aparecen en algún lu-

gar entre el empuje por gas disuelto (liberado) y el empuje hidráulico. En general la presión declina bastante rápido y el índice de productividad sigue la misma tendencia.

II.3. Método de Vogel.

J.V. Vogel presentó en 1968 una solución al problema de la determinación de la curva de comportamiento de flujo al pozo, para un yacimiento con empuje por gas disuelto fluyendo por abajo de su presión de saturación.

Vogel utilizó un programa de cómputo que fue desarrollado tomando como base la aproximación de Weller para yacimientos con empuje por gas disuelto y que a su vez involucra las siguientes suposiciones.

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 la del 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 desaturación en el yacimiento es el mismo en todos los puntos para un instante dado.

Vogel evaluó curvas de IPR para pozos productores de varios yacimientos ficticios con empuje con gas disuelto, cubriendo un amplio rango de condiciones. Hizo variar las condiciones PVT del aceite, así como diferentes permeabilidades relativas del yacimiento. También analizó el efecto del espaciamiento entre pozos, fracturamientos y restricciones de flujo por daño en la formación.

Investigó además los efectos de parámetros tales como la porosidad, espesor neto de la formación, saturación de agua y permeabilidad absoluta. Se hicieron cálculos para yacimientos inicialmente por encima del punto de burbujeo, pero únicamente para asegurarse que esas condiciones iniciales no causarían un cambio significativo en el comportamiento por abajo de este punto.

Vogel demostró que conforme declina un yacimiento, la productividad de un pozo decrece en primer término por la depresión que sufre el yacimiento y además porque al irse incrementando la saturación de gas, se origina una mayor resistencia al flujo de aceite. Esto ocasiona un deterioro progresivo de las curvas de IPR; tal como lo muestra la (Fig. II.13).

En la (Fig. II-8) se muestra el efecto de la viscosidad y de la relación gas/aceite. La curva B corresponde a un crudo con cerca de un medio de la viscosidad del crudo empleado para la generación de la

curva A, también el crudo de la curva B posee una relación gas/aceite cerca del doble del de la curva A.

Para el trazo de las curvas de IPR, como curvas de IPR adimensionales, la presión para cada punto sobre la curva de IPR esta dividida por la presión de cierre máxima o presión estática del pozo y el gasto correspondiente de producción es dividido entre el gasto máximo de producción, es decir, el gasto que se tendría con un 100% de abatimiento de presión. Una vez hecho esto, las curvas de la (Fig. II.9) pueden ser trazadas de nueva cuenta como se muestra en la (Fig. II-10). Es entonces aparente que con este tipo de construcción, las curvas son muy similares a través de la mayor parte de la vida de producción del yacimiento. También el mismo trazo adimensional de las curvas de la (Fig. II-8), proporcionó curvas de IPR muy similares, como se presenta en la (Fig. II-11). En resumen encuentro que los cálculos para 21 yacimientos con diferentes condiciones, mostraban curvas de IPR con una forma generalizada similar. Una excepción fue un pozo con daño, en donde la curva de IPR se aproximaba a una línea recta. Para crudos más viscosos encuentro desviaciones significativas; sin embargo la curvatura fue aparente. Como un resultado final del trabajo logré la construcción de una curva de referencia, (Fig. II-12), que es todo lo que se necesita para construir una curva de IPR a partir de una prueba de flujo en un pozo. Esta curva puede ser considerada como una solución general de ecuaciones de flujo para un yacimiento con empuje por gas disuelto, con las constantes para la solución particular para cada yacimiento y para la presión de fondo fluyendo por debajo de la presión de burbujeo. La ecuación de la curva es:

$$\frac{q_0}{(q_0)_{\text{máx}}} = 1 - 0.20 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.80 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \dots \quad (II.1)$$

Para comparación, la relación para la ecuación de flujo del vaciamiento al pozo en forma de línea recta sería:

$$\frac{q_0}{(q_0)_{\text{máx}}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \dots \quad (II.2)$$

Para comprobar la utilidad de la curva de referencia, (Fig. II-12), se compararon los resultados obtenidos con ésta con los calculados por la computadora. La curva permitió calcular de una manera más precisa el comportamiento de flujo para los primeros períodos de agotamiento que para períodos posteriores. De tal forma, el porcentaje de error es menor para gastos altos con los primeros períodos de agotamiento, esta comparación puede encontrarse en la (Fig. II-13).

El error máximo que se encuentra en el uso de la curva ocurrirá cuando las pruebas en los pozos se realicen a gastos de producción bajos y abatimientos de presión pequeños, se establece un error máximo no mayor del 10%.

Vogel, hizo también las siguientes observaciones.

1. Este procedimiento podrá ser considerado incorrecto cuando existe otro tipo de empuje diferente al de gas disuelto. Sin embargo, se ha utilizado para otro tipo de mecanismos de empuje e incluso empujes combinados, con buenos resultados.
2. Dado que la curva de referencia es para flujo de dos fases (acej

te, gas), podría entonces ser considerada no válida cuando tres fases (aceite, gas y agua) están fluyendo. Pero en contra de ello, se ha notado su buena precisión para flujo de tres fases.

3. La comparación del flujo de una fase de líquido y de una fase de gas se muestra en la (Fig. II.14).
4. Las conclusiones están basadas en la solución por computadora, involucrándose algunas suposiciones de simplificación y, por lo tanto, es necesario realizar comparaciones adicionales con datos de campo, para validar el método.

La curva de referencia, (Fig. II.12), es muy simple de utilizar, todo lo que se necesita es una prueba de flujo para obtención de la P_{wf} vs q_o y la presión estática. De la relación de P_{wf}/p_{ws} (ordenada) se puede obtener un valor de $q_o/q_o \text{ máx.}$ Una vez que $(q_o) \text{ máx.}$ ha sido determinada, el valor de q_o para cualquier P_{wf} puede encontrarse y la construcción de la curva de comportamiento de flujo del yacimiento al pozo es entonces posible.

Despejando P_{wf} de la ecuación II-1 en forma directa y conociendo P_{ws} , q_o y $(q_o) \text{ máx.}$, es como sigue:

$$P_{wf} = 0.125 P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81-80 \left(\frac{q_o}{q_o \text{ máx.}} \right)} \right] \dots \quad (II.3)$$

II.4. Determinación de la presión en el interior del pozo.

La presión en el interior del pozo puede ser obtenido desde el fondo hasta el nivel del líquido, la presión de la T.R., y conocimiento de los fluidos presentes en el espacio anular de la T.R. - T.P. - la

presión en el interior del pozo (si el pozo está en condiciones estáticas o en producción) es la suma de la presión de la T.R., la presión de la columna de gas y la presión de la columna de líquido.

La presión de la T.R., presión de la columna de gas y la presión de la columna de líquido debe ser totalmente exacto para determinar la presión de fondo fluyendo de un pozo que produce gas, aceite y agua. Todo el líquido arriba de la bomba será aceite debido a la separación por gravedad. Esto se ve frecuentemente en un pozo el cual temporalmente fluye 100% de aceite fuera de la T.R. cuando existe suficiente presión de fondo, aún cuando el pozo produzca 90% de exceso de agua a través de la T.P.- El líquido debajo de la bomba y arriba de la formación será aceite y agua en la misma relación como se produce del pozo.

Si se desea la presión de fondo del pozo a condiciones estáticas, es necesario información adicional. Si el pozo fue bombeado antes del cierre, el líquido que se almacena en el espacio anular será aproximadamente la misma relación de aceite y agua que es producido del pozo (Fig. II-15a). Si el pozo no fue bombeado antes del cierre el líquido arriba de la bomba tiene que ser determinado durante el tiempo que el pozo estuvo produciendo. Este líquido arriba de la bomba es totalmente aceite si la formación ha producido suficiente aceite hasta llenar el espacio anular. El ascenso del nivel del líquido después del cierre del pozo, consiste de la misma relación de líquidos que son normalmente producidos (Fig. II-15b). Por lo tanto, las longitudes totales de las columnas de gas, aceite y agua son conocidas. Columna de líquido gaseosa no pueden existir en pozos a condiciones es

táticas. Si la presión de fondo estática es deseada en un pozo con T.P. suspendida el gradiente aproximado del fluido debajo de las perforaciones en la boca de entrada de la T.P. será el gradiente de los fluidos normalmente producidos por el pozo (Ver Fig. II-15c).

Una técnica mejorada para obtener la presión de fondo estática es posible cerrando la T.R. un tiempo suficiente antes del cierre del pozo, así la presión de la T.R. abatirá la columna de líquido. El gas se almacenará en el espacio anular de la T.R. incrementará la presión en la T.R. y provocará una caída del nivel del líquido hasta las perforaciones de la bomba (si las burbujas de gas están presentes en el interior del pozo o en las perforaciones de la T.P.). Después del cierre, el llenado hacia arriba será la misma relación del aceite y agua que normalmente es producido por el pozo (Fig. II-15d).

II.5. El Ecómetro.

El ecómetro puede ser utilizado para determinar la cantidad de líquido arriba de la bomba o de la formación. El instrumento trabaja sobre el principio del eco en una área montañosa, excepto, el sonido original es hecho por la generación de un pulso de presión, y los ecos son reflexiones de los coples de la T.P. y del líquido. Un micrófono es utilizado para recibir el pulso inicial de presión y los ecos reflejados. Estas señales son amplificadas, filtradas e impresas en un registro.

Durante la operación, el instrumento es conectado al espacio anular de la T.R. abierta. La T.P. y las varillas en un pozo si esta presen

te no son removidos. El pulso de presión es descargado dentro del espacio anular de la T.R. emitiendo una onda de presión el cual viaja hacia abajo en el gas anular. Cada cople de la T.P. refleja una porción de esta onda de presión y la onda de presión reflejada da energía a un micrófono. Estas señales son amplificadas, filtradas y registradas sobre un rollo de papel especial. El nivel del líquido en el pozo refleja un alto porcentaje de la onda de presión y es registrada como un pulso relativamente grande sobre el papel. El número de coples reflejados hasta la cima del líquido y la cuenta de T.P. o estimar la longitud promedio de juntas indican la profundidad del líquido. Una gráfica de un ecómetro es mostrado en la (Fig. II-16).

II.5.1. Datos precisos del nivel del líquido.

Los datos del nivel del líquido son generalmente muy precisos. y las presiones en el pozo pueden ser calculadas exactamente. El líquido usualmente puede ser determinado dentro de 30 pies y algunas veces más cerca.

Las dificultades para obtener exactamente los datos del nivel del líquido y las presiones de fondo del pozo pueden ser clasificadas como (1) columnas de líquido gaseosas, (2) columnas de líquido espumeante, (3) interpretación de gráficas, y (4) respuesta pobre del pozo.

II.6. Principios de producción del pozo.

Existen numerosas opiniones acerca del método conveniente para hacer producir los pozos. Algunos operadores prefieren tener alguna presión

en la T.R.- otros operadores abren la T.R. a la presión atmosférica. A fin de estudiar los factores involucrados, las siguientes discusiones presentan algunos métodos equivalentes de pozos en producción y recomendaciones en la política de operación para pozos productores. En esta tesis, el fluido se refiere a aceite y/o agua y/o gas y el líquido se refiere a aceite y/o agua.

La producción de aceite y gas de un pozo no puede ser controlado independientemente excepto en muchos casos cuando una capa primaria o secundaria de gas está presente en el interior del pozo. Esto puede después ser controlado solamente para un grado limitado. La producción de gas del pozo no será incrementado o disminuído por la apertura o cierre de las válvulas superficiales de la T.R. para un constante gasto de producción de aceite. Un operador puede solamente remover el aceite y/o gas que esté presente en el interior del pozo, pero el no puede controlar que ingresen al interior del pozo. Después de un período breve durante el cual el fluido en el espacio anular de la T.R. se estabiliza, el operador producirá del interior del pozo el aceite y/o gas que está emigrando hacia el interior del pozo. Los gastos de emigración de aceite y gas depende de la diferencia de presión entre el interior del pozo y el yacimiento, y no sobre que fluidos fueron removidos para causar la caída de presión. Así, la RGA es la misma para cualquier gasto de producción de aceite prescindiendo si el gas es producido libremente en la T.R. o se hace restringir la producción de gas para tener o mantener la presión del gas en la T.R.- en éste caso, el balance del gas es producido a través de la T.P.

La (Fig. II-17) muestra tres métodos diferentes para producir un po-

zo de aceite. En cada método resulta la misma producción. En los tres casos la presión de fondo fluyendo es de 500 lb/pg^2 , así el mismo gas y líquido ingresa al pozo. En el caso (A), la presión de fondo fluyendo de 500 lb/pg^2 es el resultado de una presión de la T.R. de 455 lb/pg^2 más la carga hidrostática de la columna de gas de 45 lb/pg^2 . En el caso (B), la presión de fondo fluyendo es de 500 lb/pg^2 como resultado de aproximadamente 1500 pies de líquido arriba de la formación. En este pozo productor, la presión en la T.R. es mantenido en 0 lb/pg^2 por el purgamiento del gas y el fluido es bombeado de la T.P.- algo de gas será removido con el aceite a través de la T.P.- en el caso (C), la bomba es colocada al nivel del líquido el cual también resulta en 500 lb/pg^2 de presión de fondo fluyendo cuando la presión en la T.R. es de 0 lb/pg^2 . En éste caso, el aceite y el gas son removidos a través de la T.P. y el gas es también purgado de la T.R.- en los tres casos, la producción de aceite y gas del pozo es la misma después de un período de estabilización.

Los mismos principios pueden ser utilizados para mostrar que la producción de aceite, agua y gas de un pozo no puede ser controlado independientemente uno del otro. Si existe la misma presión de fondo fluyendo utilizando cualquiera de los numerosos métodos de producción de un pozo, la producción de aceite, agua y gas será la misma. Esto se aplica ya sea si el pozo está produciendo por bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombeo neumático o cualquier otro método.

II-6.1 Consideraciones prácticas de producción.

Absteniéndose de toda discusión, la producción presente, la produc-

ción acumulada y el comportamiento del yacimiento resultante de la manera en el cual el pozo de aceite está siendo producido será la misma si (1) aproximadamente 100 lb/pg² de presión en la T.R. es mantenido con la bomba colocada en la formación o (2) la bomba está colocada aproximadamente 300 pies arriba de la formación y no es mantenida la presión en la T.R.- en cualquiera de los casos, aproximadamente 100 lb/pg² de contrapresión está siendo mantenido en el interior del pozo. Si la contrapresión resulta de la presión de una columna de aceite o de la presión del gas, la producción actual del pozo será la misma.

En un pozo de bombeo, el hecho que un pozo está "golpeando" no indica que se está obteniendo la producción máxima. Para tener una mínima presión de fondo fluyendo, la presión en la T.R. debería ser baja y la bomba cerca de la formación.

Cuando un pozo es bombeado con las válvulas de la T.R. cerradas, el gas se almacena en el espacio anular de la T.R. y siempre abatirá el nivel del líquido hasta las perforaciones de la T.P. a no ser que las presiones del líquido en la T.R. y en las perforaciones de la T.P. exceda la presión de burbujeo.

Cuando el líquido es abatido hasta las perforaciones de la T.P. el pozo estará "golpeando". Pero el pozo no está produciendo eficientemente, sin o que la presión de fondo fluyendo es baja comparado a la presión del yacimiento, no bombear un pozo con las válvulas de la T.R. cerradas, si resulta una presión alta en la T.R., y el líquido es abatido hasta las perforaciones de la T.P. (cuando la producción

máxima es deseada). La capacidad de manejo de líquido de la bomba se reduce demasiado cuando también se le requiere manejar gas. La T.R. debería estar abierta a la línea de flujo o a un sistema de recolección para prevenir una excesiva presión de fondo fluyendo.

Para tener una máxima producción con baja presión del yacimiento, los pozos deberían ser producidos con bajas presiones de fondo fluyendo. Para yacimientos con presiones estáticas altas, se puede tolerar una presión de fondo fluyendo de 70 lb/pg² (resultante de 50 lb/pg² de presión en la T.R. y unos 60 pies de columna de aceite de bido a la colocación de la bomba arriba de la formación) materialmente no afectaría la producción de un yacimiento con una presión estática en exceso de 1000 lb/pg². Pero, reduciría el gasto de producción de un pozo terminado en un yacimiento con una presión estática de 100 lb/pg² aproximadamente la mitad del gasto máximo. Una baja presión estática del yacimiento es usualmente encontrado en yacimientos someros o yacimientos someros o yacimientos profundos el cual son parcialmente terminados.

En pozos con abastecimiento de agua, el origen del agua y el interior del pozo debería ser checado periódicamente durante la vida de los pozos, tomando los niveles de líquido dinámico y estático. Comparar estas pruebas a las pruebas originales. Una caída en el nivel estático indicaría que el yacimiento esta siendo agotado y que otra fuente podría necesitarse. Una caída del nivel dinámico o cualquier gasto de producción sin algún cambio en el nivel estático indicaría que el interior del pozo está dañado el cual podría ser mejorado con algún

método de estimulación. En los casos de arriba mencionados, se ha su puesto una presión en la T.R. constante el cual normalmente existe en este tipo de producción. Si la presión de la T.R. varía, esto debe ser tomado dentro de la consideración porque el factor importante es la presión en el interior del pozo.

II.7.- Gasto de Producción.

El gasto de producción total que se va a manejar es un factor de con trol que se debe tomar en cuenta en la selección de un método artifi cial de producción.

Gastos extremadamente altos requieren el uso de bombeo eléctrico o bombeo neumático continuo. Para gastos muy bajos todos los demás métodos de levantamiento artificial se pueden considerar.

El bombeo mecánico está siendo utilizado en pozos con producciones de aceite del orden de 200 bl/día. Esto se debe a la capacidad de flujo de los yacimientos y a la limitación de volumen de producción provocada por los diámetros de la tubería de producción y de la bomba subsuperficial.

La producción de agua afecta directamente al gasto de producción total. Por ejemplo, muchos pozos deben producir 2000 bl/día o más de agua para poder obtener 100 bl/día o menos de aceite.

La alta producción de agua afecta el comportamiento de flujo del pozo debido al daño que ocasiona en la permeabilidad relativa.

Por lo tanto, los altos porcentajes de agua obligan a tener que producir altos volúmenes de levantamiento artificial.

II.8.- Relación gas líquido.³

La operación de los pozos con métodos de levantamiento artificial presentan una baja eficiencia volumétrica cuando la relación gas líquido es alta. Como regla práctica cuando se tiene una producción con una RGA mayor a $356.2 \frac{m^3 g}{m^3 o}$ se puede manejar con la mayoría de los métodos de levantamiento artificial.

La bomba subsuperficial de bombeo mecánico presenta una eficiencia volumétrica baja (40% aproximadamente) para una RGA mayor a $356.2 \frac{m^3 g}{m^3 o}$.

Se define la eficiencia volumétrica de la bomba E_v como el volumen de líquido dentro de la bomba expresado como una fracción del volumen barrido por el émbolo de la bomba, se concluye que la eficiencia volumétrica de la bomba disminuye al aumentar las relaciones de gas libre bombeado líquido, si los otros factores permanecen constantes.

Las bombas subsuperficiales son de dos tipos principales, aunque hay muchas variantes. Los diseños básicos son la bomba para tubería de producción y la bomba de varillas.

Si se observa el ciclo de bombeo ilustrado en la (Fig. II-18) se puede ver que la presencia de gas libre en el cilindro de la bomba limita la eficiencia de bombeo. En la carrera ascendente la válvula de

pie no se abre hasta que la presión de abajo (es decir, de la formación), excede la presión en el espacio entre, la válvula de pie y el émbolo. Si alguna fracción de este último volumen está ocupado por gas libre, la presión cae gradualmente conforme el émbolo se mueve hacia arriba, de modo que la válvula de pie no se abre hasta que se ha perdido parte de la carrera ascendente. En forma similar, cuando el émbolo se mueve hacia abajo, hay alguna pérdida considerable en la carrera efectiva descendente antes de que se abra la válvula viajera como resultado del gas libre presente en el cilindro de la bomba.

Un método para mejorar la eficiencia de la bomba, entonces es desviar el gas libre hacia el espacio anular del pozo en cuestión y descargar este gas en el cabezal de la T.R., es decir bombear con la T.R. abierta y con su separador de gas instalado al final de la sarta de producción (varillas de succión, bomba, zapata candado y separador).

II.9.- Profundidad de colocación de la bomba.

El instrumento que mide el nivel del líquido (ecómetro) es de mucho beneficio en pozos que producen eficientemente a un volumen alto, en donde el pozo no puede ser bombeado debido al tamaño limitado del equipo mecánico y donde económicamente no justifica la instalación de un equipo más grande.

Si el alto volumen productor tiene una alta presión de fondo fluyendo (P_{wf}), la bomba debe ser colocada lejos del fondo para obtener una mayor producción del pozo. La profundidad conveniente para colo-

car la bomba para obtener una máxima producción puede ser determinado de la siguiente manera.

Una presión estática (P_{ws}) y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) con una prueba del pozo puede ser utilizado para mostrar los gastos de producción a varias profundidades del nivel de la bomba.

El equipo puede también ser seleccionado para el pozo particular conduciendo la bomba hacia el interior del agujero y ampliando el tamaño de la bomba para manejar el líquido a la profundidad particular.

La (Fig. II-19) muestra el método para determinar la profundidad conveniente de colocación de la bomba.

El gasto de producción del pozo como la profundidad de colocación de la bomba es variado y es trazado sobre la misma gráfica así como la capacidad de elevación del equipo con la bomba colocada a varias profundidades.

El gradiente del líquido debajo de la bomba será el líquido producido por el pozo.

Normalmente, esta condición de colocar alta la bomba, existe en pozos con alta relación agua-aceite, y el gradiente del líquido debajo de la bomba es de aproximadamente $0.5 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$.

El nivel estático del líquido a un gasto de producción cero, debería ser la cima del líquido normalmente producido por el pozo, sostenido

por la presión de fondo estática. Dividir la presión del yacimiento por el gradiente del líquido para obtener la altura de la columna del líquido a un gasto de producción cero.

El gasto máximo de producción es determinado de la lámina de análisis del pozo. La curva Vogel es adaptado para estos dos puntos para determinar un tercer punto sobre la gráfica el cual es una parte de la altura de la columna y un 70% del gasto máximo de producción.

Unir estos tres puntos por medio de una curva suave el cual se parece a la curva de Vogel. Trazar la capacidad de la unidad de bombeo contra la profundidad en la misma gráfica. La intersección de las dos curvas da el gasto máximo de producción el cual puede ser obtenido del pozo con un equipo superficial. En este ejemplo particular el gasto de producción sería incrementado de 200 BPD (30 BOPD y 170 BWPD) con la bomba a 6000 ft. Hasta un gasto de producción de 365 BPD (55 BOPD y 310 BWPD) con la bomba a 4200 ft. aproximadamente 25 BPD adicional de aceite sería obtenido (un incremento del 82%) alzando la bomba hasta la profundidad conveniente.

II.10.- Registros subsuperficiales de producción⁴

Introducción.

Los registros de producción son los registros que se pueden tomar después que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado al aparejo de producción y disparado el intervalo productor, es decir, después de la terminación inicial del pozo. Estos registros han

permitido conocer, cada vez con mayor detalle, el comportamiento no solo de los pozos, sino también de las formaciones. Por ejemplo, algunos de los beneficios que se pueden obtener son: evaluación de la eficiencia de terminación, información detallada sobre las zonas que producen o aceptan fluidos, detección de zonas ladronas, canalización de cemento, perforaciones taponadas, fugas mecánicas, etc. Entre los registros de producción se tienen los siguientes: de temperatura, de gastos, de presiones, de diámetro interior de tuberías, etc.

El uso de dichos registros, para resolver problemas en los pozos, data de 1936, año en que fueron utilizados por primera vez los registros de temperatura. En la actualidad los registros de producción han alcanzado un desarrollo notable, permitiendo hacer mediciones con las que es posible resolver muchos de los problemas que se presentan con frecuencia en los pozos productores o inyectores.

Paralelamente, con el perfeccionamiento de las herramientas para correr los registros de producción se han ido desarrollando técnicas de puradas de interpretación, permitiendo que las intervenciones en los pozos sean más efectivas.

Mediante el uso de una variedad de herramientas por el interior de la T.P.*, se puede llegar a un análisis confiable de casi todos los problemas de producción o inyección.

Los registros de producción pueden considerarse como una rama de los

*Esto a veces es muy problemático, por incrustaciones, depositación de parafinas, etc.

registros geofísicos, y pueden ser tomados en pozos produciendo artificialmente. En pozos productores fluyentes las dos principales áreas de registro de producción son en problemas del yacimiento y en problemas de pozos. En el caso de pozos inyectoros los registros de producción son utilizados principalmente en la determinación de los perfiles de inyección (para determinar la inyección de un mayor volumen de agua y su mejor distribución dentro de la formación. Su aplicación en pozos que producen artificialmente es para verificar o revisar el aparejo de producción.

Existen cuatro condiciones básicas en relación con el pozo, las cuales se determinan con la ayuda de los registros de producción; estas condiciones son:

Estado mecánico del pozo

Integridad de la cementación

Comportamiento del pozo

Evaluación de las formaciones

Estado mecánico del pozo.- Para que el pozo se comporte como se planeó es necesario que todos los componentes que lo integran funcionen correctamente, tales como la tubería de revestimiento, la tubería de producción, empacadores, tapones, válvulas, etc. Los registros de producción permiten detectar fugas, daños de corrosión interna y externa en las tuberías, así como daños en los empacadores y otros dispositivos.

Integridad de la cementación.- Esta condición es muy importante; se dice que una cementación es buena cuando se tienen un sello hermético

entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo. Hay casos en los cuales esto no se logra, lo que ocasiona que haya migración de fluidos de una formación a otra.

Comportamiento del pozo.- En el análisis del comportamiento del pozo es donde los registros de producción tienen mayor aplicación, ya que por medio de ellos se puede saber de qué parte del yacimiento se está produciendo agua o gas; qué perforaciones están contribuyendo a la producción o cual es el perfil de inyección o producción, etc.

Evaluación de las formaciones.- La localización de los contactos agua-aceite y gas-aceite y de las nuevas zonas de hidrocarburos, así como la determinación de la saturación inicial de fluidos en cada zona y como varía ésta debido a la producción o a movimientos extraños de fluidos, todo esto a través de la TR, forman parte de la evaluación de formaciones a partir de registros de producción.

La experiencia indica que las mediciones hechas en la superficie no son adecuadas para determinar la eficiencia de los sistemas de producción. En muchos casos, pozos que aparentemente estaban produciendo sin problemas, se encontró que tenían fallas en el fondo, las cuales, de no haberse corregido, hubieran reducido apreciablemente la recuperación final. Para algunos casos, dichas fallas hubieran evitado la aplicación efectiva de procesos de recuperación secundaria.

Las herramientas de los registros de producción operan con una línea eléctrica y registran las señales en la superficie, han sido diseñadas para correrse con cable y grabar gráficas o cintas magnéticas con

información sobre las condiciones del pozo, las cuales proporcionan los datos necesarios para evaluar la eficiencia en la terminación del mismo. Las herramientas están diseñadas para resistir presiones hasta de 10,000 lb/pg² y temperaturas hasta de 300°F. El equipo de control de presión permite producir los pozos con presiones en la superficie tan altas como 6000 lb/pg² y en pozos de inyección con presiones hasta de 7 200 lb/pg².

II.10.1 Condiciones dinámicas.

Bajo estas condiciones se puede efectuar lo siguiente:

- a).- Medición de gastos.
- b).- Identificación de fluidos
- c).- Medición de temperatura.

- a).- Medición de gastos.

Existen básicamente dos tipos* de medidores de gastos de tipo hélice (molinete): los medidores de flujo continuo y los medidores de flujo con empacador inflable. En los medidores de flujo continuo parte del fluido pasa a través de la sección del medidor y la otra parte pasa entre la tubería de revestimiento y la herramienta que contiene al medidor; se determina un porcentaje del flujo total. En el medidor de flujo con empacador inflable todo el flujo se hace pasar por la sección del medidor. Existe además otro medidor, el cual se basa en la determinación de la velocidad de partículas radioactivas en el flu

* Recientemente apareció el de diámetro total ("fullbore")

jo de fluidos.

Medidor de flujo continuo (Fig. II-20).- El medidor de flujo continuo es un velocímetro tipo hélice (molinete) que se utiliza para medir las velocidades de los fluidos en el interior de las tuberías de producción y revestimiento. La herramienta es colocada en el centro de la columna de fluido por medio de centradores de resorte y corrida a una velocidad constante en contra de la dirección del flujo. La velocidad de la hélice, que es una función lineal de la velocidad del fluido respecto a la herramienta, se registra continuamente contra la profundidad.

La flecha de la hélice es soportada por pivotes de baja fricción que dan lugar a una velocidad crítica* de 2 rps. Un pequeño magneto está montado en la flecha de la hélice, de tal manera que se genera una señal de corriente alterna en una bobina a medida que gira la hélice. La frecuencia de esta señal es medida y grabada por el equipo instalado en la superficie.

Este tipo de medidor es más efectivo para mediciones de flujo en una sola fase de gastos de producción altos. Por ejemplo el gasto mínimo es de 400 lb/día en tuberías de 4½ pg. y de 1000 lb/día en tuberías de 7 pg. Para obtener una determinación más precisa, la velocidad del fluido debe ser de 20 ft/min. aproximadamente.

Si el diámetro del agujero y la viscosidad de los fluidos permanecen constantes, el registro puede presentarse en una escala en por cien-

*Velocidad de la hélice debida únicamente a la velocidad con que se baja la herramienta (ver la Fig. II-).

to del flujo total (Fig. II-21).

En el procedimiento de interpretación se utilizan los conceptos de línea de cero flujo y línea de flujo total, que son, respectivamente, la línea donde la velocidad de la hélice se debe sólo a la velocidad con la que se baja la herramienta (corresponde a una zona abajo del último intervalo disparado, donde no hay movimiento de fluidos) y la línea correspondiente a una zona arriba de todos los intervalos disparados.

Existen tres factores principales que afectan la velocidad de la hélice: velocidad y viscosidad de los fluidos y diámetro del agujero. La velocidad de los fluidos es el parámetro por determinar el diámetro se obtiene con el calibrador del agujero y, para tomar en cuenta el efecto de la viscosidad, es necesario hacer una calibración.

Medidor de flujo con empacador inflable.- El medidor de flujo con empacador inflable (Fig. II-22) es similar al medidor de flujo continuo, sólo que cuenta con un empacador inflable, el cual al sellarse contra las paredes del pozo hace que todo el flujo pase a través de la sección de medición; el empacador es resistente a los hidrocarburos y se infla con una bomba hidráulica. Las restricciones causadas por el empacador pueden ocasionar que la herramienta sea empujada hacia arriba cuando se tengan altos gastos de producción; esto impone un límite superior al gasto, de aproximadamente 1900 bl/día con un registrador de 2 1/8 pg. en una T.R. de 7 pg.

Debido a que el flujo de fluidos pasa a través de la sección de me-

dición, este medidor proporciona el gasto absoluto. La velocidad de la hélice es afectada por cambios en la viscosidad de los fluidos sólo en mínimo grado.

En la (Fig. II-23) se presenta una gráfica de la velocidad de la hélice contra gasto, para el medidor de flujo con empacador inflable, la cual se determina empíricamente en el laboratorio. La diferencia entre un fluido de viscosidad 1cp con otro de 60cp es muy pequeña, como puede verse en la gráfica.

Existen medidores en tamaños menores de 1 11/16 pg para operar en tuberías de 23/8 pg de diámetro nominal, teniendo un rango de resistencia a la temperatura hasta de 285°F y a la presión hasta de 10,000 lb/pg².

En la sección de medición se pueden instalar dispositivos para identificación de los fluidos.

b).- Identificación de los fluidos.

Es raro tener un pozo que esté produciendo un solo fluido. Muchos pozos producen algo de agua con aceite y/o gas. Los pozos de aceite generalmente producen a una presión menor a la presión de burbujeo, dando lugar a una mezcla de dos fases; otros producen tres fases (agua-aceite-gas).

Por lo anterior, se comprende que es necesario determinar también la identidad de los fluidos, para tener así completamente definida

la producción de un pozo.

A baja velocidad de la mezcla ocurre segregación gravitacional en la T.R.; esto altera la distribución de fluidos y puede conducir a resultados muy erróneos. La distribución de los fluidos en movimiento dentro de la T.R. puede no coincidir con las relaciones de los fluidos producidos en la superficie. La diferencia se origina debido a que los componentes de la mezcla tienen distintas velocidades verticales; el componente ligero asciende más rápidamente que el componente pesado.

La diferencia en las velocidades de los fluidos en la T.R. debe tomarse en cuenta cuando las medidas en el fondo se relacionen con los gastos de producción en la superficie, porque los dispositivos medidores de la fracción de los fluidos obedecen sólo a los volúmenes ocupados por los componentes; no a sus velocidades relativas. Esto puede ser explicado considerando un caso en donde solamente aceite está siendo producido en un pozo con un nivel de agua sobre las perforaciones: El aceite entra a la T.R. y se mueve a través del agua. Una medición de densidad de una muestra representativa del fluido debajo del nivel del agua reflejará una apreciable fracción de agua. Esto dará lugar a una confusión, en vista de la ausencia de producción de agua en la superficie. Sin embargo, en este caso sólo el aceite se está moviendo; la velocidad del agua hacia arriba es cero.

Un fenómeno similar ocurre cuando se producen aceite y agua; el aceite se mueve a una velocidad vertical mayor, ocupando una fracción menor de la sección transversal que la que pudiera ser supuesta sobre

la base de la fracción de aceite producido.

La diferencia entre la fracción de volumen del aceite en la T.R. y en la producción de aceite en la superficie es función no sólo de la velocidad de flujo, sino también en las características físicas del aceite y del agua (densidad, viscosidad, tensión superficial). Debido a que amplias variaciones en estos parámetros son posibles, es difícil convertir medidas de fondo a datos de producción en la superficie y viceversa.

Gradiomanómetro (Fig. II-24).

El gradiomanómetro está diseñado para medir cambios del gradiente de presión con gran exactitud. Mide la diferencia de presión entre dos sensores que se encuentran a dos pies uno del otro.

El núcleo del transmisor está unido mecánicamente con los sensores de presión. La posición del núcleo depende de la diferencia de presiones entre dichos sensores. La señal medida en la superficie depende de la posición del núcleo y por lo tanto de la diferencia de presión entre los sensores.

La diferencia de presión en el pozo entre dos puntos sobre una línea vertical es:

$$\Delta p = \Delta p_{\text{hidrostático}} + \Delta p_{\text{fricción}}$$

El término hidrostático se debe a la densidad media de los fluidos en la tubería en el intervalo de dos pies. El término de fricción es el resultado de las pérdidas de presión debidas a la fricción entre los fluidos y las paredes de la tubería y la superficie de la he

herramienta.

En los gastos encontrados normalmente en las tuberías de revestimiento, el término de fricción es insignificante, por lo que el registro representa solamente el término hidrostático y puede ser usado a escala en función de la densidad media de los fluidos.

El gradiomanómetro está graduado en unidades de densidad relativa y es calibrado en la superficie, dando lecturas de uno en agua y de cero en el aire. Si se opera dentro de la T.P. se presentan turbulencias y el efecto de fricción llega a ser importante, por lo que sólo se obtienen resultados cualitativos.

Si las velocidades de los fluidos no son lo suficientemente altas, puede ocurrir segregación gravitacional, lo cual complica la identificación de los fluidos producidos, por lo que este dispositivo se utiliza principalmente para gastos altos; se puede combinar con el medidor de flujo continuo para analizar perfiles de flujo bifásico.

c).- Medición de Temperaturas.

La temperatura es el tercer parámetro que se puede medir en los pozos en estado dinámico. Este registro fue probablemente el primero de los registros de producción; se utilizó inicialmente para localizar entradas de gas y líquido.

La herramienta de temperatura es probablemente la que más se usa, en comparación con las otras herramientas de producción; junto con el

trazador radioactivo son muy importantes, porque son las únicas herramientas, dentro de la categoría dinámica, que son afectadas por lo que acontece detrás de la tubería.

Resultados experimentales indican que se puede tener mejor información si se registran las temperaturas no solamente durante la producción (o la inyección) estabilizada, sino también después de haber cerrado el pozo durante varias horas.

El registro de temperatura se utiliza para localizar daños en las tuberías de revestimiento y producción, para localizar canalizaciones y establecer el gradiente geotérmico.

Termómetro de alta resolución.- Es un dispositivo que consta de un sistema de puente eléctrico expuesto a variaciones de temperatura; el elemento sensible es un filamento metálico que controla la frecuencia de un oscilador colocado en la parte inferior de la herramienta.

II-10.2.- Evaluación de las formaciones.

Muestreador de fluidos producidos.- El muestreador de fluidos producidos (Fig. II-25), es utilizado para recuperar fluidos representativos del pozo. La profundidad de la prueba es seleccionada de acuerdo a las características del fluido, proporcionadas por el gradiomanómetro o el densímetro.

Los orificios del muestreador permiten recuperar los fluidos sin que hayan caídas excesivas de presión; el cierre después del muestreo es

controlado desde la superficie, evitando la contaminación del fluido. La muestra una vez recuperada es transferida a receptáculos PVT.

El muestreador consta de dos cámaras, separadas por una válvula y un regulador de flujo. Este regulador permite que la muestra sea tomada lentamente, consiguiendo así que los fluidos no estén sujetos a cambios de presión durante el proceso de muestreo. Al muestrear, la cámara inferior es llenada con aceite a una presión menor a 10,000 lb/pg²; la cámara superior contiene aire a presión atmosférica.

A la profundidad de muestreo seleccionada, la válvula es activada desde la superficie. La presión externa aplicada en un pistón y flotador fuerza a la muestra a fluir a la parte superior, a través del regulador y dentro de la cámara de aceite. Aproximadamente al final del viaje se cierra el porta-muestras y se lleva a la superficie, conservando la muestra a la presión de fondo.

La interpretación de los fluidos recuperados se hace en un laboratorio de análisis PVT.

La herramienta tiene un rango de operación a la temperatura hasta de 350°F y a la presión hasta de 10,000 lb/pg².

II-10.3.- Medición de presión.

Para obtener mejores resultados, las presiones deben ser medidas cerca de

los estratos productores. Tres tipos básicos de medidores de presión de fondo son utilizados: (1) de cable de línea; (2) de registro con instalaciones permanentes; (3) de registro recuperable de la superficie.

(1) Herramienta de cable de línea.- El medidor de cable de línea es el más usado en la industria petrolera; se introduce al fondo del pozo con un cable. El medidor consta de tres dispositivos: (1) uno sensible a la presión, generalmente un tubo Bourdon; (2) un registrador de presión contra tiempo y (3) un reloj, el cual está diseñado para funcionar durante intervalos específicos de tiempo.

El Amerada RPG-3 es probablemente el más utilizado de los medidores con cable de línea. En la (Fig. II-26) se muestran esquemáticamente las partes más importantes de este dispositivo. El reloj está colocado en la parte superior del instrumento, conectado a una sección registradora, la cual contiene una gráfica metálica cubierta con una capa negra. El reloj está diseñado para mover la gráfica verticalmente hacia la sección del estilete, el cual está conectado a una flecha unida por un resorte al tubo Bourdon.

El medidor de presión es un tubo Bourdon enrollado helicoidalmente, de libre rotación en su parte superior. El tubo es llenado con aceite por los fabricantes, el cual es protegido del fluido en el pozo por un filtro; los fluidos entran al final de la parte baja del medidor y transmite la presión al Bourdon, causando que éste se desenrosque y gire en su parte libre.

El movimiento es registrado en función del tiempo por el estilote, marcando líneas muy finas en la capa negra de la placa metálica. Se tiene una escala de tiempo de 5 pulgadas de longitud; la escala de presión es de 2 pulgadas.

Muchos medidores tienen dispositivos para registrar la temperatura de fondo, por medio de un termómetro de temperatura máxima; las mediciones de temperatura son importantes, ya que muchas calibraciones dependen de la temperatura.

La Sperry-Sun Well Survey Co. fabrica un medidor de presión, con cable de línea, de alta precisión ($\pm 0.005\%$); se usa para pruebas en períodos largos.

- (2) Herramientas de registro con instalaciones superficiales permanentes.- Los registros medidores con instalaciones permanentes son agregados generalmente a la sarta de la T.P.; estos instrumentos incluyen medios para medir presiones en el fondo del pozo y vías para transmitir las mediciones a la superficie, registrándose éstas en función del tiempo. Pueden proporcionar datos de presión en forma continua o en forma ocasional.

Muchos medidores son usados con cables para transmitir la señal desde el sensor hasta el registrador en la superficie.

- (3) Herramientas de registros recuperables en la superficie.- En la mayor parte de estas herramientas se utilizan tubos Bourdón. La Hewlett-Packard Co. fabrica un medidor de alta precisión en el

que se utiliza un cristal de cuarzo sensible a la presión; el cristal de cuarzo cambia la frecuencia de sus vibraciones con los cambios de presión. La frecuencia de las vibraciones son comparadas con la frecuencia de un cristal de referencia y la señal de frecuencia es transmitida a un equipo monitor en la superficie.

La frecuencia es convertida a presión, usando ecuaciones proporcionadas por la compañía; la exactitud del medidor Hewlett-Packard es de $\pm 0.5 \text{ lb/pg}^2$.

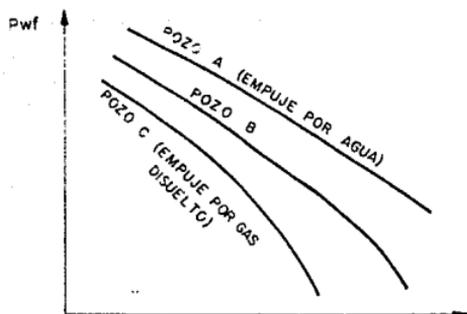


Fig. II-1 Curvas típicas del comportamiento de afluencia.

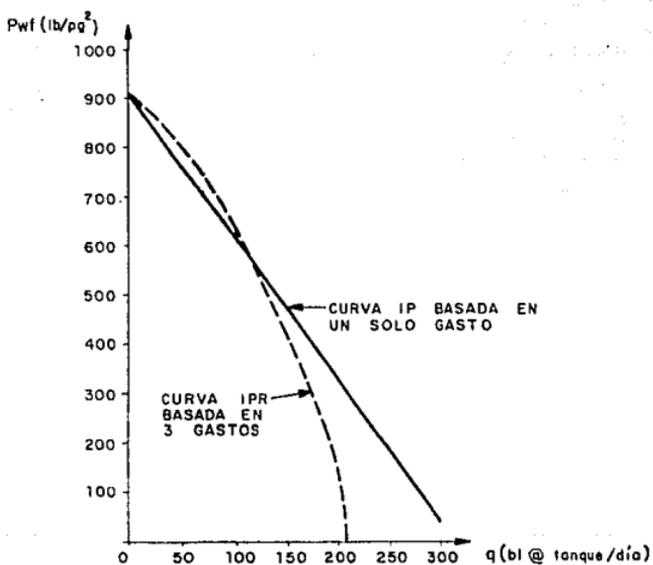
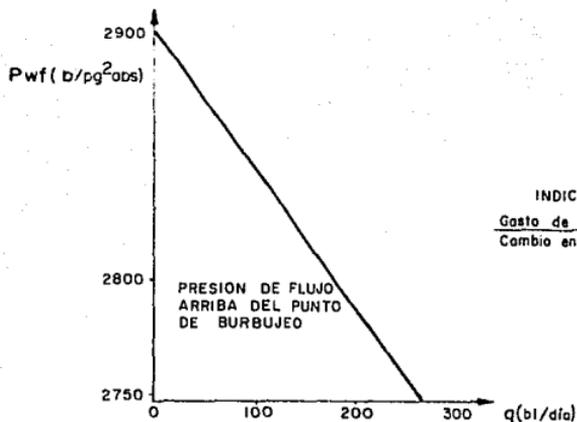


Fig. II-2 Curva de comportamiento de afluencia.



INDICE DE PRODUCTIVIDAD =

$$\frac{\text{Gasto de produccion}}{\text{Cambio en la presion}} = \frac{287}{2906 - 2750} = 1.84$$

Fig. II-3 Prueba del IP en un yacimiento por empuje por gas disuelto

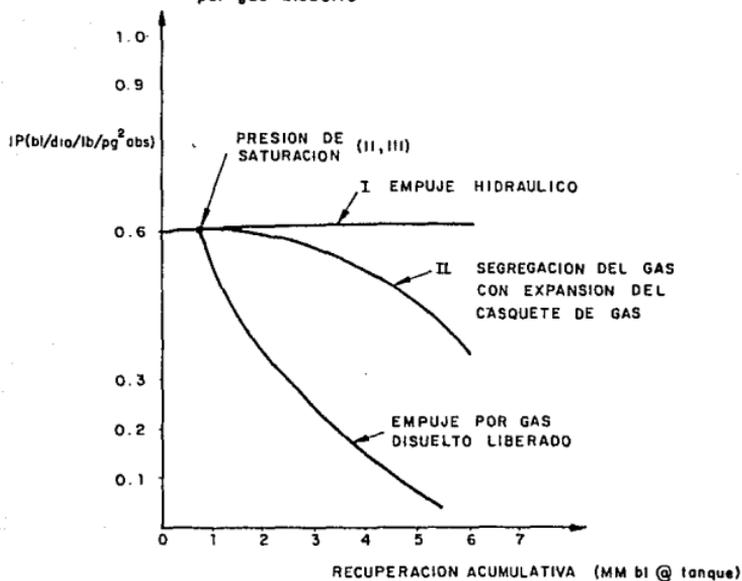


Fig. II-4 IP vs. recuperación de diferentes tipos de yacimientos , información tomada de yacimientos reales

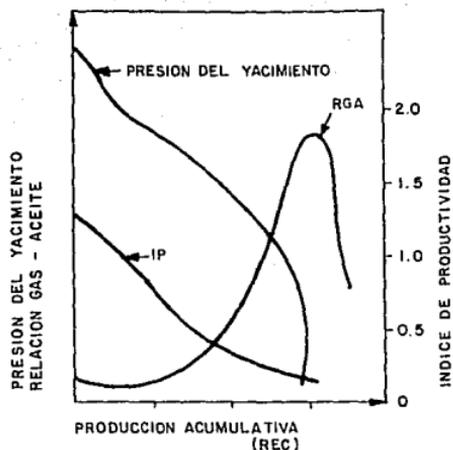


Fig. II-5 Comportamiento característico de un campo con empuje por gas disuelto.

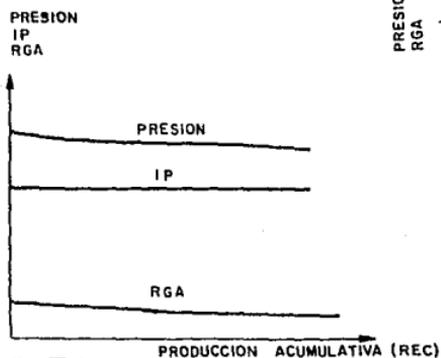


Fig. II-6 Comportamiento característico de un campo por empuje de agua con un gasto de producción bajo.

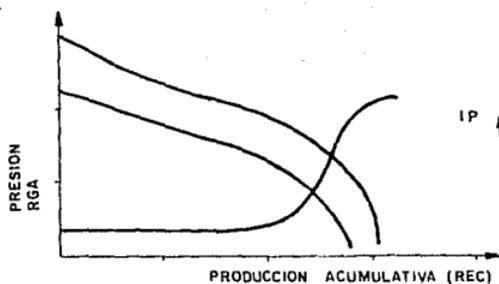


Fig. II-7 Comportamiento característico de un empuje por expansión del casquete de gas.

PRESION YACIMIENTO lb/pg ²	PRESION DE FONDO FLU. lb/pg ²	ACEITE bl/dia	AGUA bl/dia	TOTAL bl/dia	CAPACIDAD BOMBA bl/dia	POZO
1800	100	86	3	89	105	1
1500	100	86	3	89	200	2
1660	10	25	5	30	190	3
340	170	45	10	55	57	4

Tabla II-1 Prueba del pozo.

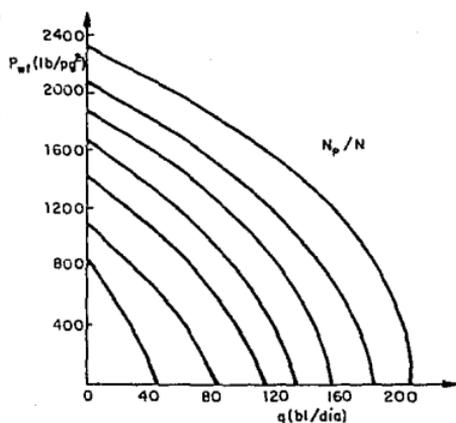


Fig. II-9 Curvas de IPR calculadas por computadora.

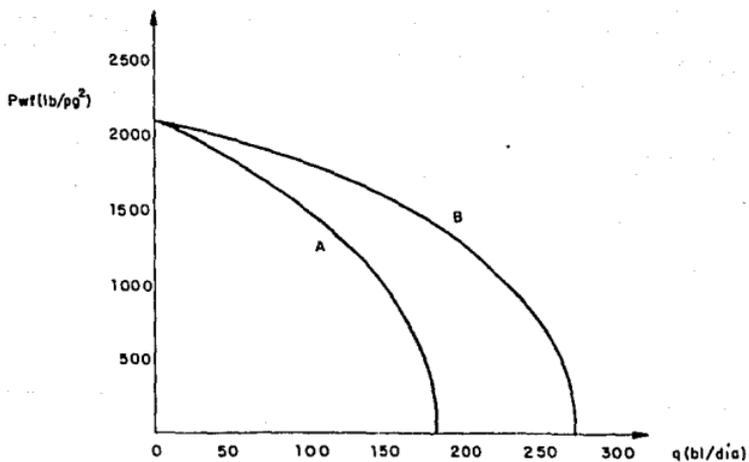


Fig. II-8 Efecto de las propiedades del crudo sobre las curvas de IPR.

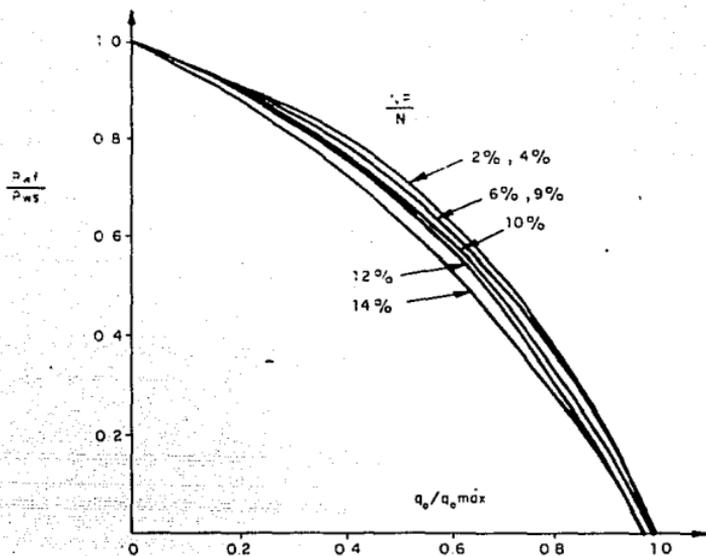


Fig. II-10 Curvas adimensionales de IPR

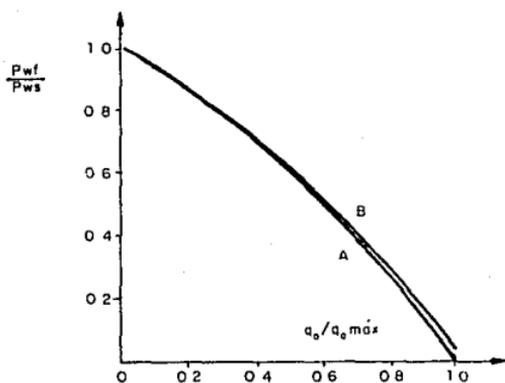


Fig. II-11 Efecto de las propiedades del crudo sobre las curvas de IPR

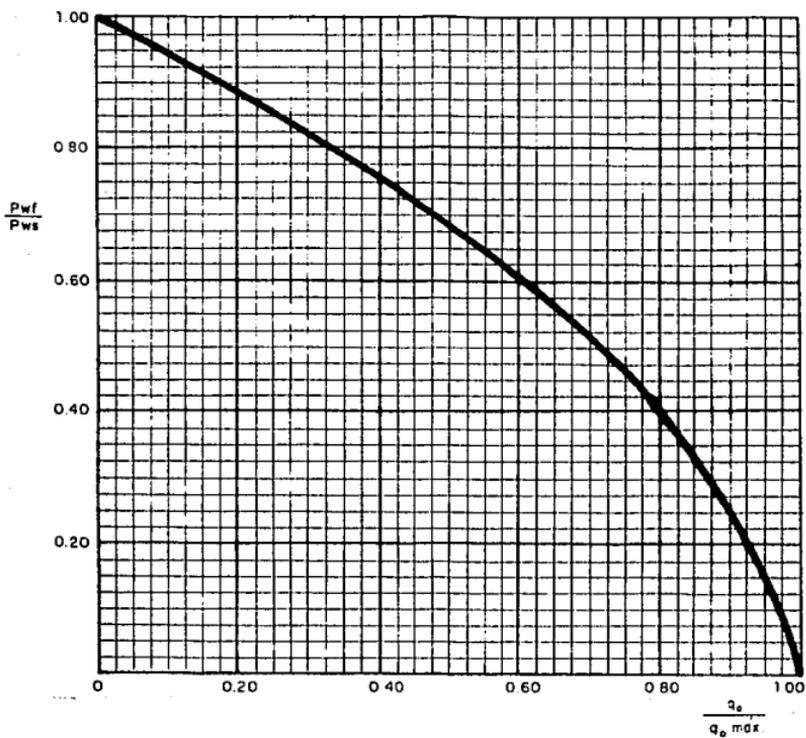


Fig. II-12 Comportamiento de afluencia al pozo de un yacimiento con empuje por gas disuelto (Vogel)

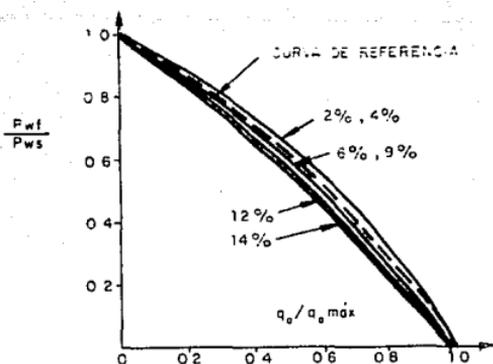


Fig. II-13 Comparación de la curva de referencia con la curva de IPR calculada por computadora

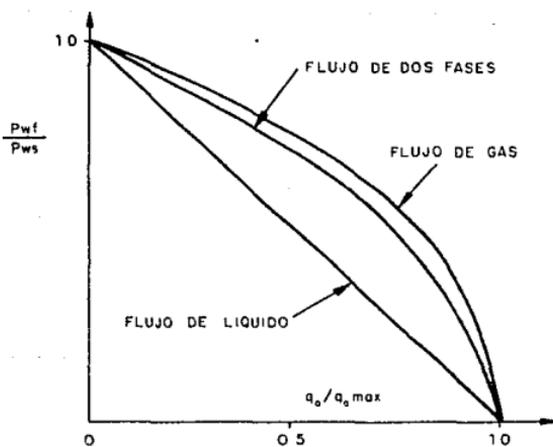


Fig. II-14 Comparación de curvas de IPR para flujo de líquido, gas y flujo bifásico.

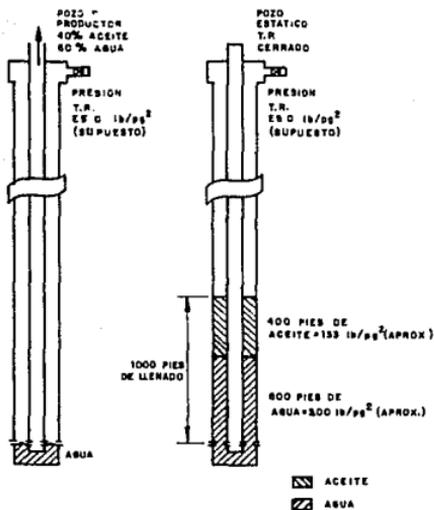


Fig. II-15 a. Determinación de las presiones de fondo estática. Nivel del líquido en la formación del cual produce.

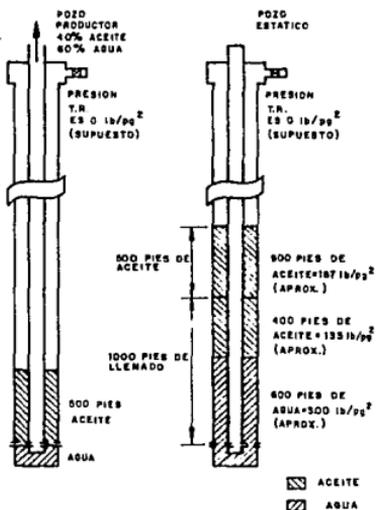


Fig. II-15 b. Determinación de las presiones de fondo estática. Nivel del líquido arriba de la formación del cual produce

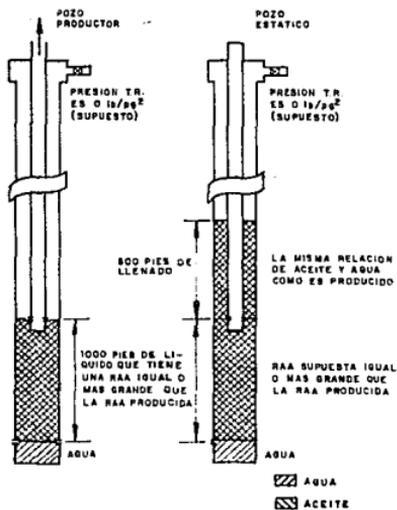


Fig. II-15c. Determinación de las presiones de fondo estática. Perforaciones de la T.P. arriba de la formación.

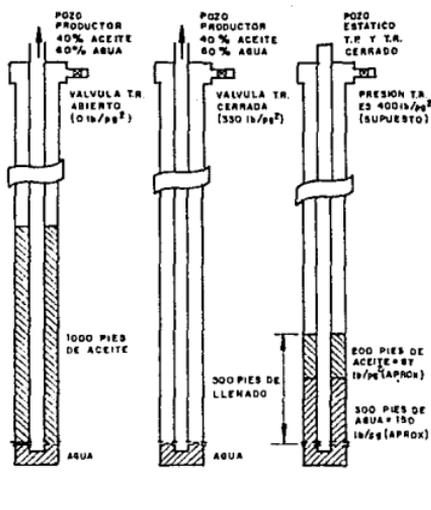


Fig. II-15d. Determinación de las presiones de fondo estática. Técnica mejorada cuando el nivel del líquido está arriba de la formación del cual produce.

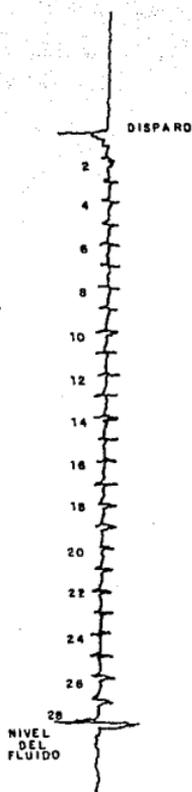


Fig. II-16 Gráfica ecómetro

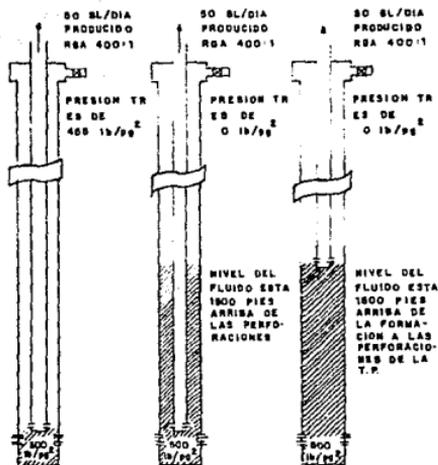


Fig. II-17 Métodos de producción de un pozo a una capacidad parcial.

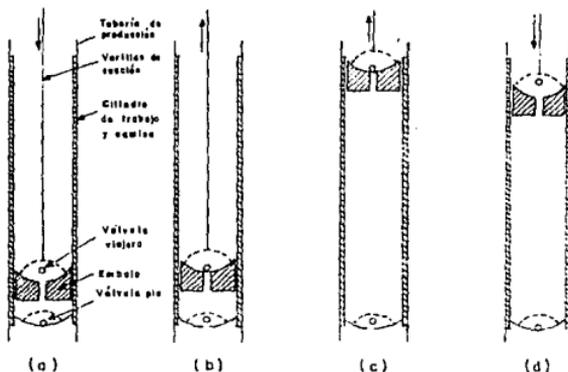


Fig. II-18 Ciclo de bombeo: a) el émbolo se mueve hacia abajo del fondo de la carrera; b) el émbolo sube, cerca del fondo de la carrera; c) el émbolo sube cerca de la parte superior de la carrera; d) el émbolo se mueve hacia abajo cerca del tope de la carrera

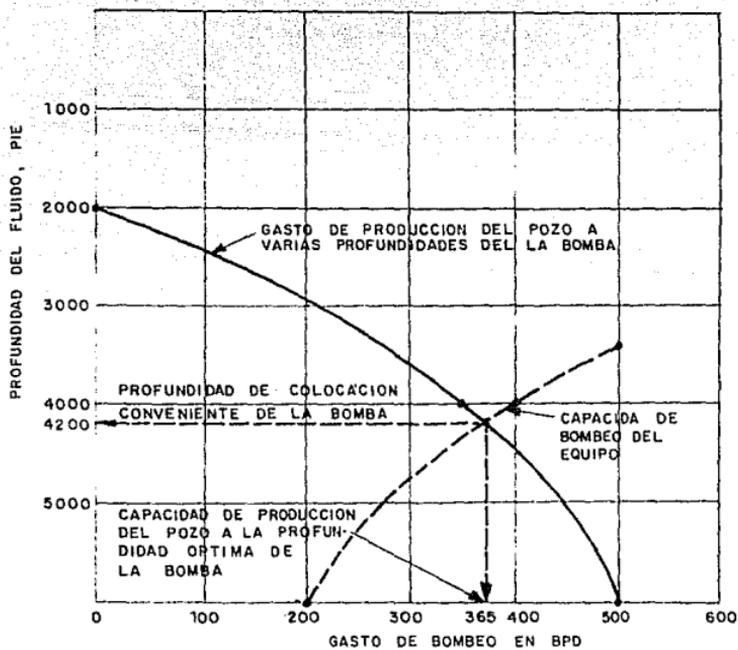


Fig II-19 Capacidad de producción del pozo y capacidad del equipo de bombeo vs profundidad.

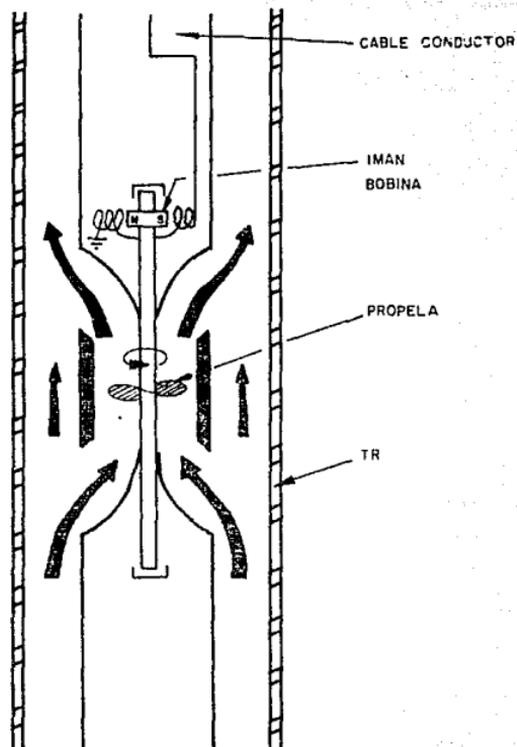


Fig. II-20 Medidor de flujo continuo

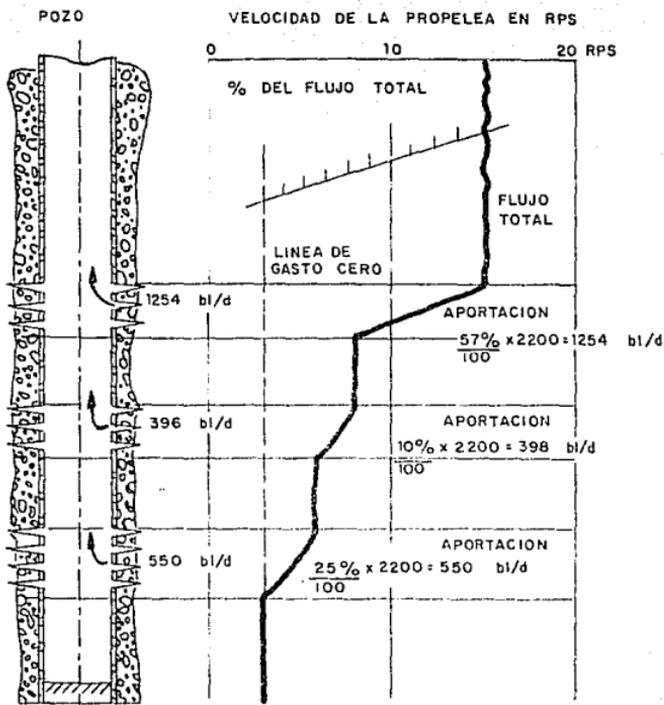


Fig. II-21 Medidor de flujo continuo.

HERRAMIENTA

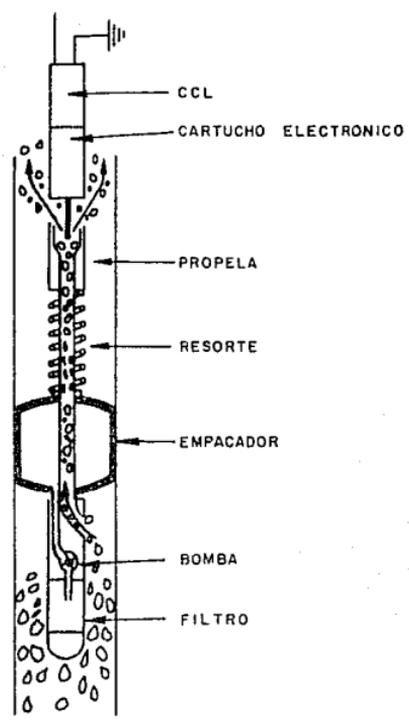


Fig. II-22 Medidor de flujo con empacador

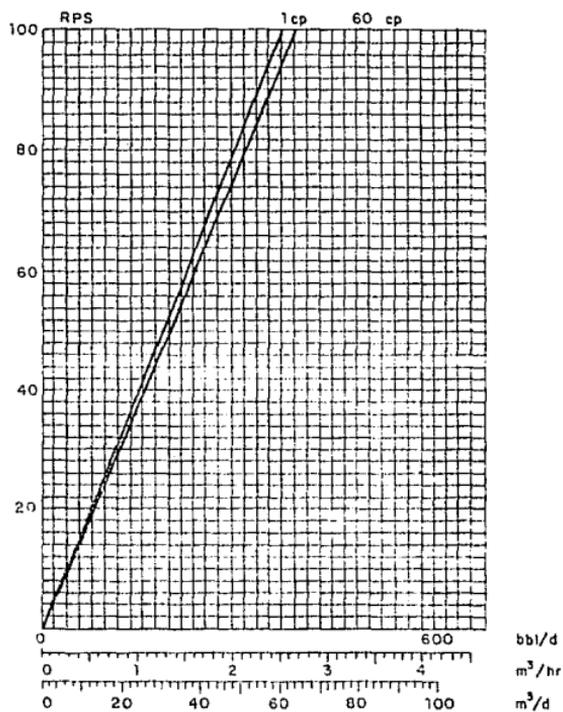


Fig. II-23 Respuesta del medidor de flujo con empacador

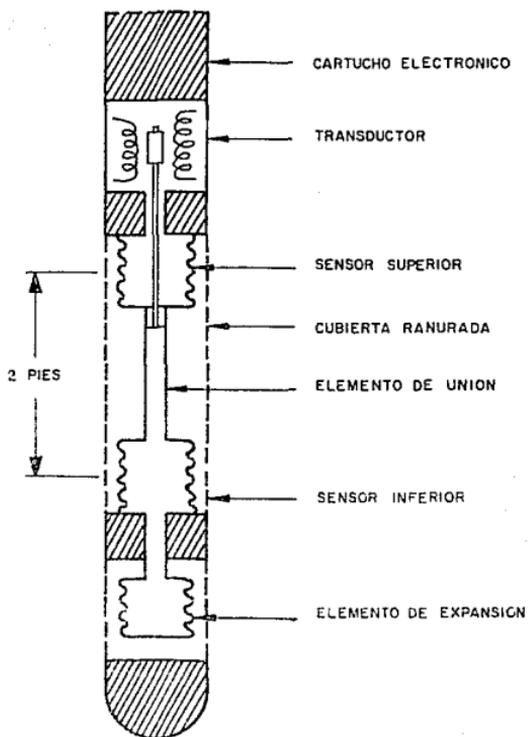


Fig. II-24 Gradiomanómetro

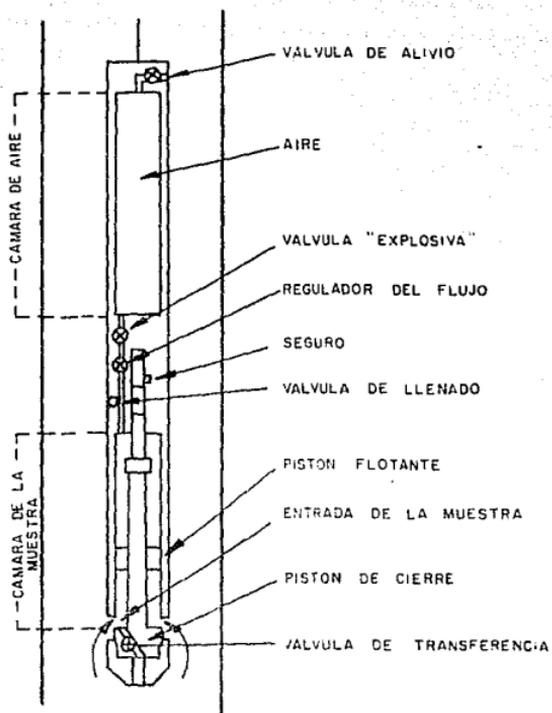


Fig. II-25 Muestreador de fluidos producidos

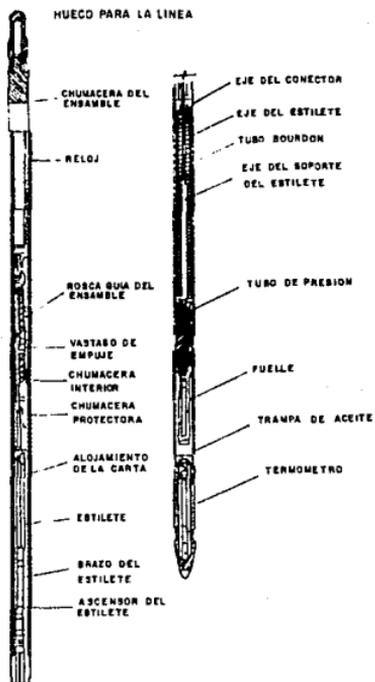


Fig. II-26 Medidor de presión Amerada RPG-3

C A P I T U L O I I I

METODOS DE CALCULO

Las mediciones de la presión en pozos productores han sido llevado a cabo desde 1920. Después de este tiempo mucho se ha publicado sobre la importancia de las pruebas de presión y métodos de análisis en pozos de aceite y gas. De los análisis detallados de las pruebas de incremento de presión y pruebas de producción se utilizan primeramente para determinar la eficiencia de la bomba, permeabilidad y factor de daño. La presión de fondo en pozos fluyentes es relativamente fácil de determinar empleando registradores de presión que se introducen al fondo del pozo con línea de acero. Sin embargo, resulta más difícil obtener datos precisos de la presión de fondo en pozos de bombeo, a causa de la tubería de producción y de la bomba contenidos en el pozo.

Otras de las técnicas para obtener la presión de fondo es por métodos sonoros, que consiste en localizar o ubicar el nivel del líquido dentro del pozo. Consiste en el cálculo de la presión en el punto de interés, conociendo la presión superficial en la T.R. y el nivel del líquido en el espacio anular.

La presión en el fondo puede ser obtenida cuando el pozo está en producción conocida como la presión de fondo fluyendo o cuando el pozo está en condiciones estáticas conocida como la presión de fondo estática o media del yacimiento. Ambas presiones son calculadas como la suma de la presión en la cabeza del pozo más la presión de la columna de gas más la presión de la columna de líquido. La precisión de

cada una de estas hará más confiable la presión de fondo.

Para estimar las presiones de fondo fluyendo se han desarrollado diversos métodos prácticos que son fáciles de aplicar y pueden proporcionar información para conocer el comportamiento de flujo del yacimiento al pozo y la caída de presión en la tubería de producción.

III.A. Método de Walker C.P. (Ref. 12).

La característica principal de este método, consiste en suponer que la densidad relativa promedio del fluido, que se encuentra en el espacio anular, es constante para un conjunto particular de condiciones de producción, tales como: si la presión de entrada a la bomba permanece constante tal que el gasto que aporta la formación no se altere; si todo el líquido producido por la formación es desplazado a la superficie a través de la T.P. y si el volumen de gas liberado en el espacio anular permanece también constante. Entonces, se puede considerar que la estimación anterior es razonable y confiable para propósitos de estudio de ingeniería petrolera.

Este método se fundamenta en registrar el nivel del fluido en el espacio anular, cuando el pozo se encuentra operando con un gasto constante a dos diferentes contrapresiones en la boca del pozo (T.R.), esto es, se debe medir el nivel del fluido a una determinada contrapresión en la T.R. y posteriormente volverlo a medir; pero ahora con una contra presión diferente a la anterior, sin modificar la velocidad de bombeo y la carrera de la bomba.

Con la primera y segunda medición del nivel del fluido, se encontrará un valor de P_{wf} , el cual debe ser el mismo para ambos casos, debido a que las condiciones de operación no fueron alteradas. El procedimiento de cálculo se muestra a continuación:

De la (Fig. III.A.1(a) se tiene:

H_1 = Nivel del fluido en el espacio anular para el primer caso, (pie).

P_{c1} = Contrapresión en la boca del pozo (T.R.) para la primera medición (lb/pg²).

$\bar{\gamma}_f$ = Densidad relativa promedio del fluido (agua = 1.0)

D = Profundidad de colocación de la bomba, (pie).

Entonces:

$$P_{wf} = P_{c1} + \text{presión de la columna de gas} + 0.433 (D - H_1) \bar{\gamma}_f \dots (1)$$

Similarmente, de la (Fig. III.A.1(b) se tiene:

$$P_{wf} = P_{c2} + \text{presión de la columna de gas} + 0.433 (D - H_2) \bar{\gamma}_f \dots (2)$$

Además, se supone que la densidad relativa promedio del fluido en el espacio anular, es constante en los dos casos.

La presión debida a la columna de gas puede ser despreciada, o bien, ser estimada utilizando la siguiente ecuación práctica:

$$PDCG = PCP \frac{(PNF)^{1.5}}{100} \dots (3)$$

Donde:

PDCG = Presión debida a la columna de gas (lb/pg² abs).

PCP = Presión de la cabeza del pozo (lb/pg² abs.)

PNF = Nivel de fluido (miles-pie).

La desventaja que presenta este método, es el tiempo requerido para reestablecer las condiciones estables de operación, después de modificar la contrapresión en la T.R. El procedimiento más rápido se muestra en las (Figs. III.A.1 (a) y (b)), en donde se recomienda ajustar el regulador de presión a un nivel bastante alto y después de un período determinado (un día) registrar el nivel del fluido correspondiente a ésta presión. Posteriormente se ajusta el regulador de presión a un nivel más bajo y 24 hrs. más tarde, se debe registrar el nivel del fluido, correspondiente a la nueva contrapresión.

Se ha observado en la práctica, que un pozo normalmente retorna a sus condiciones originales o estables en un tiempo no menor de 24 hrs.

III.B. Método de Agnew, B.G. (Ref. 11).

Este método, se utiliza para determinar la presión de entrada a la bomba en pozos de bombeo mecánico, auxiliándose del dinamómetro que permite conocer las cargas sobre la varilla pulida.

Cuando la unidad de bombeo mecánico es detenido (lentamente, para eliminar las cargas por aceleración), lo suficientemente cerca de la parte final de la carrera ascendente, para asegurarse que la válvula de pie este abierta y la válvula viajera cerrada, la carga registrada por el dinamómetro sobre la varilla pulida es:

$$C.V.V. = W_f + W_r - W_{rb} - P_{wf} A_p + P_t (A_p - A_r) \quad \dots (4)$$

Similarmente, si la unidad de bombeo mecánico es detenida lentamente cerca de la parte final de la carrera descendente, para asegurarse que la válvula de pie esta cerrada y la válvula viajera abierta, la carga máxima sobre la varilla pulida es igual al peso de las varillas suspendidas en el fluido, es decir:

$$C.V.P. = W_r - W_{rb} \quad \dots (5)$$

Las Ecs. 4 y 5 son empleadas, para determinar posibles fugas en la válvula viajera y en la válvula de pie respectivamente.

Sustituyendo la Ec. 5 en la Ec. 4

$$C.V.V. = C.V.P. + W_f - P_{wf} A_p + P_t (A_p - A_r) \quad \dots (6)$$

Despejando $P_{wf} A_p$ de la ec. (6), se tiene:

$$P_{wf} A_p = C.V.P. - C.V.V. + W_f + P_t (A_p - A_r) \quad \dots (7)$$

$$\text{Suponiendo que } W_f = 0.433 \bar{\gamma}_f D A_p \quad \dots (8)$$

$$y \cdot W_f = \frac{A_p}{A_r} \cdot W_{rb} \quad \dots (9)$$

Iguando las ecs. 8 y 9 y despejando W_{rb} , se tiene:

$$\frac{A_p}{A_r} \cdot W_{rb} = 0.433 \cdot \bar{y} \cdot f \cdot D \cdot A_p$$

$$W_{rb} = 0.433 \cdot \bar{y} \cdot f \cdot D \cdot A_r \quad \dots (10)$$

Despejando W_{rb} de la ec. 5 y sustituyendo en la ec. 9:

$$W_{rb} = W_r - C.V.P.$$

$$\frac{A_r}{A_p} \cdot W_f = W_r - C.V.P.$$

$$W_f = \frac{A_p}{A_r} (W_r - C.V.P.) \quad \dots (11)$$

Sustituyendo la ec. 11 en la ec. 7:

$$P_{wf} \cdot A_p = C.V.P. - C.V.V. + \frac{A_p}{A_r} (W_r - C.V.P.) + P_t (A_p - A_r) \quad \dots (12)$$

Despejando P_{wf} de la ec. 12, se tiene:

$$P_{wf} = \frac{(W_r - C.V.P.)}{A_r} - \frac{(C.V.V. - C.V.P.)}{A_p} + P_t \frac{(A_p - A_r)}{A_p}$$

Agrupando términos, se tiene:

$$P_{wf} = \frac{(W_r - C.V.P.)}{A_r} - \frac{(C.V.V. - C.V.P.)}{A_p} + P_t \left(1 - \frac{A_r}{A_p}\right) \quad \dots (13)$$

Donde:

W_f = peso del fluido sobre el área del émbolo, (lb).

W_r = peso de las varillas en el aire, (lb)

W_{rb} = Fuerza de flotación sobre las varillas (lb)

A_r = Area de la sección transversal de las varillas del fondo (pg^2).

A_p = Area de la sección transversal del émbolo (pg^2)

P_t = Presión en la T.P. (lb/pg^2).

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (lb/pg^2)

C.V.V. = Carga en la válvula viajera (lb)

C.V.P. = Carga en la válvula de pie (lb).

Una limitación de este método, está impuesto por las pérdidas de presión por fricción, las cuales, de ser considerables, conducirán a errores sustanciales en la determinación de la P_{wf} . Esta fricción, puede ser incrementada por la acumulación de parafina, efecto de arrastre o desgaste de la bomba, por arena o incrustaciones.

Las cargas por aceleración, al detenerse la unidad, puede también ser un factor de error considerable en el cálculo de la P_{wf} .

III.c. Método de James N. McCoy.

Cuando el gas es producido por el espacio anular, la columna de aceite se hace más ligera. Si las burbujas de gas están presentes en la columna de aceite, es necesario hacer una corrección al gradiente de aceite para conocer la presión de fondo fluyendo en forma precisa. En este método se presenta una técnica sencilla para encontrar el gradiente de una columna de aceite gaseosa y la presión de fondo fluyendo, en pozos de aceite que producen gas a través del espacio anular, empleando instrumentos que determinan acústicamente el nivel del lí-

quido.

Los datos que se necesitan para determinar la presión de fondo flu-
yendo son: (1) una prueba del nivel del líquido, (2) la presión de
la T.R. al tiempo de la prueba, (3) el tiempo requerido para un in-
cremento en la presión en la T.R. (cuando las válvulas de la T.R. la
terales están cerradas y el pozo continúa bombeando) y (4) el valor
del incremento de presión en la T.R. La prueba puede efectuarse en
menos de 30 minutos.

Columnas de líquido gaseosas.

Cuando las burbujas de gas están presentes en una columna de líqui-
do, el gradiente de la columna se reduce, lo anterior implica usar
un factor de corrección para compensar el efecto del gas presente
en el espacio anular.

En la (Fig. III.c.2.) se muestra el factor de corrección del gradien-
te en el espacio anular de un pozo para diferentes gastos de flujo
y áreas anulares de la T.R. a diferentes presiones. El factor de
corrección del gradiente indica la cantidad de líquido presente en
una columna de líquido gaseosa comparado con una columna de líquido
total. Esta curva fue elaborada por W.E. Gilbert.¹⁰

Aplicaciones de las curvas de Gilbert para pozos productores de acei-
te.

Cuando se efectúa una prueba acústica del nivel del fluido en un po

zo, puede ser determinado el volumen del espacio anular de la T.R. arriba del nivel del líquido. Si la válvula de la T.R. es cerrada y permanece el tiempo suficiente para que se incremente la presión en la T.R. puede ser obtenido el gasto de flujo de gas a través de la columna del líquido gaseosa en el espacio anular. Así, es obtenido un factor de corrección de la curva de Gilbert y es aplicado a la columna de líquido gaseosa.

La (Fig. III.c.3.) es la adaptación de la curva de Gilbert, para los datos obtenidos fácilmente durante una prueba del nivel del líquido. El gasto de flujo en vez de ser expresado en miles de pies cúbicos por día, se expresa por el incremento de presión en la T.R. en un tiempo específico y por la longitud y área de la columna de gas. Debido a que la relación de Gilbert divide el gasto de flujo por el área del espacio anular de la T.R., el área anular es eliminado en la nueva relación. Esto permite que la relación pueda expresarse por el cambio de presión en la T.R., el tiempo del incremento de presión, la longitud de la columna de gas y la presión a la potencia de 0.4 en el punto de interés. Indicando las diferentes presiones en la (Fig. III.c.3.) el cálculo de la presión a la potencia de 0.4 no es necesario. Así, el nivel del líquido, el incremento de presión y el tiempo de incremento dá al operador una relación que mide el factor de corrección del gradiente en un pozo productor de aceite a cualquier presión.

La ecuación utilizada por Gilbert es: $\frac{q}{AP^{0.4}}$. . . (14)

Donde:

q = Gasto de flujo ($\text{pie}^3/\text{día}$)

A = Área del espacio anular de la T.R. (pg^2)

P = Presión en el punto de interés (lb/pg^2).

El gasto de flujo puede ser expresado como:

$$L \times \frac{A}{144} \times \frac{\Delta p}{14.7} \times \frac{24 \times 60}{\Delta t}$$

Donde:

$L \times \frac{A}{144}$ = volumen del espacio anular de la T.R.

$\frac{\Delta p}{14.7}$ = fracción del volumen de llenado en el espacio anular de la T.R. durante el período de cierre.

$\frac{24 \times 60}{\Delta t}$ = volumen de gas por día.

Si la temperatura del gas no se considera, la ecuación de Gilbert puede expresarse como:

$$\frac{L \times \frac{A}{144} \times \frac{\Delta p}{14.7} \times \frac{24 \times 60}{\Delta t}}{AP^{0.4}} \quad \text{el cual se reduce a:}$$

$\frac{\Delta P \times L}{\Delta t}$ si la constante es removido y la presión a la potencia de 0.4 es presentado sobre la curva.

Para determinar el factor de corrección del gradiente para una columna gaseosa, el operador cierra la válvula de la T.R. y continúa bombeando el pozo. Inmediatamente es tomada una prueba acústica del nivel de líquido para determinar la profundidad de la columna del líquido gaseosa. El pozo es bombeado hasta que ocurre un incremento de

presión en la T.R. El incremento de presión en la T.R. y el tiempo requerido para el incremento son anotados. Generalmente menos de 30 minutos es necesario para efectuar la prueba completa.

Normalmente el incremento de presión en la T.R. durante la prueba provoca una variación menor al 5% en el gasto de flujo.

En columnas de aceite gaseosas grandes, el factor de corrección del gradiente se incrementa a medida de que la presión se incrementa en el pozo. Así, la presión y el nuevo factor de corrección del gradiente debería ser obtenido a 500 ó hasta 1000 pies de incrementos hacia abajo de la columna de aceite gaseosa para determinar la presión en el fondo de una columna grande.

Debido a la potencia de 0.4 que es expresado en la ecuación, una variación en la presión afecta el factor de corrección del gradiente menos de lo que se puede esperar. Intervalos muy pequeños pueden ser seleccionados si se desea una precisión más grande, sin embargo, intervalos de 500 pies están dentro de la precisión disponible de los datos.

Ecuación para determinar los gastos de flujo de gas instantáneos en el espacio anular T.P. - T.R.

$$q = \frac{0.68 \times L \times A \times \Delta p}{\Delta t} \quad \dots (15)$$

Donde:

q = Gasto de flujo de gas (pie³/día)

A = Area del espacio anular T.P. - T.R. (pg²)

L = Nivel del líquido (pie)

Δp = Incremento de presión en la T.R. (lb/pg²)

Δt = Incremento de tiempo en la T.R. (minutos)

III.D. Método de C.S. Kabir, y A.R. Hasan:

Resumen:

El principio de balance de materia para la fase gaseosa en el espacio anular puede ser utilizado para estimar la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de un pozo de bombeo. El método permite el cálculo de volumen de gas en el espacio anular, incluyendo las burbujas de gas en la columna de líquido. El conocimiento del volumen de gas en el espacio anular puede ser utilizado para determinar la pseudo longitud de ambas columnas de aceite y gas y así determinar la P_{wf} para permitir el cálculo del índice de productividad del pozo. Esta técnica es particularmente aplicable en pozos con un espacio anular espumoso porque, bajo tales circunstancias, el método de sondeo acústico de pozos producen resultados dudosos a causa de la ausencia de una interfase clara de gas/aceite.

Este método demuestra que la aplicación inapropiada de la ecuación de balance de materia (EBM) puede acarrear serios errores en la estimación de la producción de gas en el espacio anular y en la P_{wf} . Los errores provienen de la falta de conocimiento del verdadero gasto de gas anular cuando la EBM es aplicado al total de gas en el sistema (T.P. y espacio anular). Debido a que solamente una fracción del gas total es producido a través del espacio anular, el gasto

de gas real anular no es conocido previamente a no ser que sea medido en la superficie. El método sugerido en este trabajo desarrolla la EBM solamente para la fase de gas en el espacio anular, con eso se evita problemas.

La presión de fondo fluyendo puede ser estimado por medio de una prueba corta de incremento y extrapolando los datos del incremento al tiempo cero. El método propuesto evita la aplicación errónea de la EBM para la condición de saturación del aceite presente en el pozo.

Introducción.

El conocimiento de la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , en un pozo de aceite operando a condición de estado pseudo-estable o estable, es un elemento esencial en la predicción de potencial del pozo. El gasto de flujo correspondiente a la P_{wf} es la primera diferencial (o sea, el índice de productividad) de la curva de comportamiento de flujo, (IPR). La solución estable obtenida sobreponiendo la curva de comportamiento de la T.P. sobre la curva (IPR) produce el gasto de flujo máximo posible¹. Esta información es necesaria para diseñar adecuadamente la bomba. Aproximadamente el 76% de los pozos de aceite en los Estados Unidos² están operando con bombeo mecánico; la importancia de la estimación precisa de la presión de fondo fluyendo no puede ser desapercibido.

La medición in-situ de la P_{wf} en pozos fluyentes puede ser efectuada con registradores de presión subsuperficiales. Sin embargo, los pozos de bombeo mecánico presentan problemas especiales. Un registra

dor de presión convencional no puede ser corrido sobre la sarta de producción con su sarta de varillas de bombeo mecánico en su interior. Las alternativas son un tubo de nitrógeno u otro equipo permanente en el fondo del pozo; sin embargo, el costo inicial es alto para tales registradores de presión y los pozos deben ser probados periódicamente.

El método de sondeo acústico ofrece confiabilidad para obtener datos de P_{wf} en ciertos casos. Desafortunadamente la estimación de la densidad del fluido en la T.P. y/o espacio anular no es fácil cuando el aceite está en condiciones de saturación, esto es cuando la P_{wf} está por debajo de la presión del punto de burbujeo ($P_{wf} < P_b$). En el caso del método del sondeo acústico del pozo, una estimación incorrecta de la densidad de la columna del fluido dá origen a un error sustancial, especialmente cuando la relación gas/aceite (RGA) es alta.

No obstante, estimaciones razonables de la densidad de la columna del fluido puede hacerse con cualquiera de las correlaciones de Po-dio^{3,4} o de Godbey Dimon⁵.

El sondeo acústico falla completamente cuando el aceite tiene la tendencia a formar espuma. Esto sucede porque la columna de espuma absorbe la onda acústica, y consecuentemente la interfase gas/aceite con espuma entre ambas, no se percibe⁶. En algunos casos la espuma puede ser bastante densa indicando un considerable error en el nivel del líquido. El método de sondeo acústico trabaja confiable sólo cuando el aceite presente en el fondo del pozo permanece en condiciones de baja saturación. Esto es cuando ($P_{wf} > P_b$). En tales situaciones

la densidad de la columna de aceite muerto puede ser utilizado y la confianza en los datos se eleva considerablemente.

El método propuesto para obtener la Pwf está basado en el principio de la ecuación de balance de materia. Aunque Alexander^{7,9} también propuso el uso de la ecuación de balance de materia para determinar la Pwf se muestra aquí que su alcance tiene aplicación limitada y que ha sido mal utilizada. Este trabajo demuestra que la aplicación inapropiada de la EBM puede acarrear serios errores para estimar la Pwf o en evaluar la eficiencia del bombeo.

Teoría.

La ecuación de balance de materia EBM^{7,9,10} general para el gas contenido en el espacio anular, en términos del gasto de flujo de gas (q_1) y del gasto de gas liberado (q_2), es (Fig. III.d-4) el gasto de gas que entra menos el gasto de gas que sale, igual al gasto de acumulación o:

$$\begin{aligned} (q_1 - q_2) &= \frac{d}{dt} (PMV/RTZ) \\ &= (M/RTZ) [P(dV/dt) + V(dp/dt)] \\ &= 4118.A (PV' + VP') / Tz \end{aligned} \quad \dots (16)$$

Para una situación de incremento (bomba cerrada, válvulas, de T.R. y T.P. cerradas) con $q_2 = 0$,

$$q_1 = 4118.4 (PV'_1 + VP'_1) / Tz \quad \dots (17)$$

Durante el periodo de liberación en el espacio anular (válvula de T.P. cerrada, válvula de T.R. abierta),

$$q_1 - q_2 = 4118.4 (PV'_2 + VP'_2)/Tz \quad \dots (18)$$

Combinando las ecuaciones 17 y 18:

$$q_2 = 4118.4 [V(P'_1 - P'_2) + P(V'_1 - V'_2)]/Tz \quad \dots (19)$$

La ecuación 19 es la forma generalizada de la EBM de la fase de gas en el espacio anular. A continuación se incluye un comentario sobre el término Tz constante: La temperatura es independiente del tiempo para el sistema considerado. Sin embargo, el gradiente geotérmico causa que la temperatura en el pozo varíe con la profundidad. Esta variación de la temperatura es lineal para la mayoría de los pozos de aceite. Un promedio aritmético de las temperaturas superficial y de la interfase gas/aceite producirá la temperatura promedio real para el cálculo del volumen de gas anular. El factor de desviación del gas (Z) deberá ser evaluado a la temperatura promedio. De la ecuación 16 a la 19, V , representa el volumen total de gas en el espacio anular incluyendo las burbujas de gas en la columna de aceite. Dado que el volumen total del espacio anular es constante, el cambio en el volumen de gas es igual y opuesto al cambio en el volumen de líquido. Así, en general $dv/dt = -dV_L/dt$. La ecuación 19 puede volverse a escribir como:

$$q_2 = 4118.4 [V(P'_1 - P'_2) + P(V'_{L2} - V'_{L1})] \quad \dots (20)$$

El gasto de flujo volumétrico de líquido, (V_L'), puede ser considerado constante sobre el corto periodo de tiempo entre el incremento y descarga. Esto implica que $V_{L1}' = V_{L2}'$, lo cual reduce la ecuación 20 a:

$$q_2 = 4118.4 [V(P_1' - P_2')]/Tz \quad \dots (21)$$

$$V = q_2 Tz / [4118.4 (P_1' - P_2')] \quad \dots (22)$$

Así, el volumen de gas anular puede ser estimado, anotando el gradiente de presión durante las condiciones de incremento y venteo y la producción del gasto de gas. El apéndice III.D.1 muestra que la presión de la burbuja de gas puede ser ignorado para todo propósito práctico, sugiriendo que dp/dt es constante en el espacio anular a un tiempo dado. El conocimiento del volumen de gas en el espacio anular permite estimar la pseudo longitud del líquido en el espacio anular y de aquí la P_{wf} . El gasto total en el espacio anular, q_1 , también puede ser determinado de la ecuación 18 si V_2' es despreciado o puede ser estimado independientemente.

La prueba del IP deberá ser llevado a cabo de la siguiente manera. El pozo deberá ser cerrado, cerrando ambas válvulas de T.P. y T.R. después de parar la bomba. (Fig. III-D.5).

Después de un cierto periodo de cierre (de aquí se obtiene P_1' , el medidor de flujo deberá abrirse en un corto tiempo para medir q_2 y P_2' . La válvula de la T.R. deberá estar cerrada y repetir el procedimiento para obtener otro conjunto de datos. Las presiones de fondo

fluyendo obtenidas a diferentes tiempos pueden ser graficadas contra el tiempo. Extrapolando la curva al tiempo cero se obtiene la Pwf en varias situaciones. En el caso de un pozo con efecto de almacenamiento, esta extrapolación deberá ser lineal y no afectada por el daño. Sin embargo, cuando la influencia del factor de daño y el efecto de almacenamiento es muy pequeño, se requiere graficar los datos en un papel semilogarítmico. Para un pozo que intercepta una fractura vertical, la gráfica de Pwf contra $\sqrt{\Delta t}$ puede ser extrapolado al tiempo cero para obtener la Pwf, siempre que no exista el efecto de daño. La redistribución de fase en la T.P.^{11,12} se espera que no cause ningún problema en los datos de presión extrapolados porque tal fenómeno ocurre después de un período largo de cierre.

Aplicación de la ecuación de balance de materia. (EBM).

Alexander⁸ propuso un método similar al de la EBM, pero sugirió que los datos de presión y gasto sean tomados con la bomba en operación y la válvula de la T.P. abierta. Esta decisión puede provocar errores en el caso de aceite saturado porque una fracción de gas es producido por la T.P. bajo condiciones de bombeo, el gasto de gas hacia el espacio anular puede ser considerado pequeño durante el incremento (porque el gas puede escaparse por la T.P.) que durante el desfogüe. Por esta razón, q_1 en la ecuación 17 deberá ser más grande que q_1 en la ecuación 18. Esta es una significativa contradicción que supone Alexander. Por lo tanto, cuando la ecuación 22 es utilizada para situaciones de bombeo, V debería ser sobre estimado y la presión de fondo fluyendo menospreciado. Este menos precio de la presión es verdadero para todos los ejemplos de campo citados por Alexander^{7,9}.

En estos ejemplos la presión de fondo fluyendo estimado con la ecuación 22 es siempre más baja que la determinada con el sondeo acústico o por la lectura directa del tubo de nitrógeno.

Alexander^{8,9} también sugirió que la diferencia en el incremento del gasto en el espacio anular entre las condiciones de cierre (con válvulas de la T.P. y T.R. cerradas) y cuando la bomba opera con la válvula de la T.P. abierta (válvula de T.R. cerrada) puede ser utilizado para estimar el gasto de bombeo.

Bajo estas condiciones, la (EBM) puede ser escrita como:

$$q_1 = 4118.4 (PV_3^i + VP_3^i)/TZ \quad \dots (23)$$

Así, como se recalcó al principio, q_1 en la ecuación 23 en general no podrá ser igual a q_1 en la ecuación 17, sin embargo para aceite bajo saturado, cuando todo el gas en el espacio anular es generado dentro de él, las dos cantidades llegan a ser parecidas.

Entonces si q_1 , es eliminado igualando las ecuaciones 17 y 23 se tiene:

$$\begin{aligned} V (P_1^i - P_3^i) &= P (V_3^i - V_1^i) \\ &= P (V'L_1 - V'L_3) \\ &6 \\ V'L_1 - V'L_3 &= V (P_1^i - P_3^i) / p \quad \dots (24) \end{aligned}$$

El primer miembro de la ecuación 24 representa la diferencia en el

gasto de líquido en el espacio anular bajo las dos condiciones. Durante las condiciones de cierre, el líquido proveniente de la formación puede entrar al espacio anular o a la T.P. cuando el líquido de la formación se dirige al espacio anular, $V'L_1$ es igual al gasto total de líquido que entra de la formación al pozo. Cuando V'_{L3} es pequeño esto es el gasto de líquido hacia el espacio anular cuando la bomba opera con la válvula de la T.R. cerrada. La ecuación 24 proporciona el gasto de bombeo. De este modo el empleo de la ecuación 24 está restringido severamente y permite solo estimar magnitud fuera de orden. Ya que la presión de fondo estimada junto con el gasto puede ser utilizado para generar la curva de I.P.R., el uso de la ecuación 24 no es necesario.

Ejemplos de Campo.

Pruebas en tres pozos de aceite con bombeo fueron conducidas a lo largo de los lineamientos de Alexander⁷⁹ para obtener las longitudes de las columnas de aceite y gas. El conocimiento de las densidades individuales de la columna ayuda en la estimación de la presión de fondo fluyendo en cada caso.

Los resultados de uno de los pozos es discutido en detalle ya que las observaciones y comentarios son igualmente aplicables en los otros casos. La (Fig. III-D.6) da los pasos secuenciales del proceso de la prueba. La Tabla III-D-1 proporciona los datos de la prueba para el pozo 1, y los resultados de los pozos 2 y 3 son resumidos en la Tabla III-D.2. Los datos de la prueba Tabla III-D.1 del pozo 1 sugieren que el gasto de gas anular (q_1) obtenido por el mo-

delo de Alexander es solamente de $28.2 \text{ m}^3/\text{día}$, mientras que la medida directa del mismo dá $600 \text{ m}^3/\text{día}$. El error de 21 veces en el (q_1) estimado es contrario a la suposición implícita de Alexander de que el 100% del gas burbujea a través de la columna de fluido anular aún cuando la bomba está operando y la válvula de la T.R. está cerrada. El hecho de que la presión de fondo fluyendo P_{wf} esté por debajo de la presión de burbujeo (P_b) del aceite y de que algo de gas está sien producido a través de la T.P. a $120 \text{ m}^3/\text{día}$ (o sea el 17% del gas total) invalida los modelos de Alexander.

La RGA medida de $226.4 \text{ m}^3/\text{m}^3$ compara favorablemente con la RGA de $220 \text{ m}^3/\text{m}^3$ medida en el sistema de separación de campo. La relación gas disuelto-aceite de $27 \text{ m}^3/\text{m}^3$ está en contraste marcado con la obtenida por Alexander, de $0.96 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Como muestra la Tabla III-D.2, las RGA para los pozos 2 y 3 están muy cercanas a la RGA solución de bido al mantenimiento de presión en esta área del campo.

La implicación de la suposición de Alexander es más seria en el caso de la determinación del nivel del líquido. Para el pozo 1 el méto acústico (AWS) dió un valor de 731.6 m. Comparado con los 1134 m. y 1927 m. obtenidos de los modelos de nivel y presión constante, respectivamente. Tales diferencias entre los modelos AWS y Alexander no son aceptables, y el error es consistente con las observaciones de la estimación de q_1 . El nivel del líquido determinado acústicamente no puede ser comparado directamente con cualquiera de los modelos de Alexander cuando el aceite se encuentra en estado saturado. La comparación de los resultados obtenidos con los tres puede realizarse únicamente en base a la P_{wf} .

El modelo de Alexander de nivel constante está bajado en la consideración de que el nivel del líquido (al igual que la columna de gas) permanece sin cambio durante la condición operante de bombeo, mientras que el modelo de presión constante implica presión de fondo constante. Intuitivamente hablando, tanto el nivel constante y presión constante son válidos para un aceite bajo saturado. La solución real probablemente no coincida con el valor promedio de los resultados de los dos modelos. El pozo 1 de la referencia 8 proporciona un ejemplo de un pozo de aceite bajosaturado. En este ejemplo, los modelos de nivel constante y de presión constante predicen la interfase gas/aceite a 400 m. y 312.6 m., respectivamente, desde la superficie. El valor promedio aritmético de 356.3 m. es comparable con el valor de AWS de 350.5 m. de este modo los modelos, nivel constante y presión constante, tenderían a ser correctas únicamente cuando el aceite está en estado bajosaturado. En tal situación no existe gas libre entrando al pozo desde el yacimiento, y la evolución de gas es estrictamente un resultado del cambio en la fase termodinámica del aceite.

La limitación de la consideración de que todo el gas burbujea a través del líquido anular está considerado por la P_{wf} negativa (-76.7 lb/pg²) derivado del modelo de nivel constante para el pozo 1. El modelo de presión constante da una P_{wf} de 16.675 lb/pg² mientras que la técnica AWS da 23.055 lb/pg², con la correlación de Podio³, para corregir el gradiente del líquido anular. Una estimación demasiado baja del líquido, de bajo del niple de asiento de la bomba, puede conducir a pensar que la bomba tiene un candado de gas. Esta consideración errónea entonces dictamina el cambio de la longitud de la

carrera de la bomba o de la velocidad para reducir la caída de presión excesiva aparente en la cara de la arena.

Ninguna prueba en el pozo 1 fue desarrollada siguiendo nuestro proceso recomendado. Sin embargo, la validez del método propuesto ha sido demostrada en otra parte¹⁰, con una prueba de incremento de presión para el caso de aceite bajosaturado.

El empeño de Alexander^{8,9} para determinar la efectividad de la bomba con la ayuda de un supuesto "gasto de flujo anular" está mal encaminado. La Tabla III-D.3 compara el gasto de producción medido con el gasto de flujo anular para los tres pozos. Las grandes diferencias entre los gastos medidos y los gastos de flujo anular causan serios problemas en la validez de la estimación del gasto de flujo anular. Como se discutió en la teoría, el concepto de gasto de flujo anular no puede ser relacionado con el gasto de bombeo o con el flujo de fluido desde el yacimiento al pozo. Generalmente hablando, el dato de presión, después de que la bomba cierra, puede ser ocultado por el efecto de almacenamiento o por el efecto de flujo lineal a través de fracturas. El gasto de flujo en la cara de la arena puede obtenerse fácilmente de la curva IPR correspondiente a la presión de fondo fluyendo.

Alexander⁹ también sugirió una corrección para el volumen de gas anular en base a la presión promedio integrada de la columna de gas. El propuso que el término presión en la EBM debería ser alguna presión promedio más que la presión superficial. Sin embargo, su proposición es válida, no así, su proceso de corrección, el cual es erróneo. No

existiría ninguna corrección para V en el caso del modelo de nivel constante, ya que no existe el término presión en la EBM (ec. 16). En el primer término del lado derecho, debido a que $V' = 0$. El término P' es constante en el sistema a un instante de tiempo dado, como se demuestra en el apéndice III-D.1. Sin embargo, en el modelo de presión constante, el término presión existe y debería ser tratado como una presión promedio como puntualiza Alexander.

Apéndice III.D.1.

Corrección de presión por la burbuja de gas.

La EBM general para la fase de gas en el espacio anular es dada por la ecuación (16).

$$q_1 - q_2 = 4118.4 [P (dv/dt) + V (dp/Dt)] \quad \dots (D-1)$$

En la Ec. D-1, V , representa el volumen total disponible de gas por acumulación. Por lo tanto, V no solamente incluye el gas libre-líquido anular arriba de la interfase gas/líquido (V_{LF}) sino también el volumen total de burbujas de gas en la columna de líquido (V_{gb}). Por lo tanto:

$$V = V_{LF} + V_{gb} \quad \dots (D-2)$$

Si las Ecs. D-1 y D-2 son combinadas:

$$q_1 - q_2 = \frac{4118.4}{TZ} [P(dv/dt) + V_{LF} (dp/dt) + V_{gb} (dp_{gb}/dt)] \dots (D-3)$$

Donde P es la presión superficial y P_{gb} es la presión de una burbuja de gas. Notar que P_{gb} es una cantidad variable para una posición h abajo de la interfase gas/aceite (Fig. III-D.4) P_{gb} es relacionada con P por la expresión:

$$P_{gb} = P + (h \times g_L) + (h_{LF} \times g_g) \quad \dots (D-4)$$

Donde g_L y g_g son los gradientes del líquido y del gas, respectivamente. Típicamente, la contribución hecha por la columna de gas (h_{LF} y g_g) para el cálculo de la presión de fondo es pequeño e insignificante y es, por lo tanto omitido en análisis subsecuentes. La inclusión del término h_{LF} y g_g no afecta las conclusiones de este apéndice.

Si la Ec. D-4 es derivada con respecto al tiempo y el término h_{LF} x g_g es eliminado:

$$(d P_{gb}/dt) = (dp/dt) + g_L (dh/dt) \quad \dots (D-5)$$

En la ec. D-5 es utilizado un gradiente promedio del líquido dado que el gradiente del líquido varía con la profundidad. El cambio en la altura del líquido, dh, a cualquier h es relacionado con el cambio del volumen del líquido, V_L, por:

$$dh = \frac{dV_L}{A_t} \quad \dots (D-6)$$

Donde A_t es el área de la sección transversal del espacio anular. Diferenciando la Ec. D-6 con respecto al tiempo y combinando con la

ec. D-5, se tiene $(d P_{gb}/dt) = (dp/dt) + g_L/At (dV_L/dt) \dots (D-7)$

Combinando las ecs. D-3 y D-7 queda:

$$q_1 - q_2 = \frac{4118.4}{T_2} [P(dv/dt) + V_{LF} (dp/dt) + V_{gb} (dp/dt) + V_{gb} \times (g_L/At) (dV_L/dt)] \dots (D-8)$$

6

$$q_1 - q_2 = \frac{4118.4}{T_2} [P - (V_{gb} \times g_L/At) (dv/dt) + V (dp/dt)] \dots (D-9)$$

observar que $dV_L \approx -dV$, y $V = V_{gb} + V_{LF}$

Para una situación de incremento (bomba cerrada, válvulas de T.R. y T.P. cerradas) con $q_2 = 0$.

$$q_1 = \frac{4118.4}{T_2} [PV_1' - (V_{gb} g_L V_1'/At) + VP_1'] \dots (D-10)$$

Durante el período de descarga del espacio anular (válvulas de T.P. cerrada, bomba cerrada y válvula de T.R. abierta),

$$q_1 - q_2 = \frac{4118.4}{T_2} [PV_2' - (V_{gb} g_L/At) V_2' + VP_2'] \dots (D-11)$$

Eliminando q_1 de las ecs. D-10 y D-11, se tiene:

$$q_2 = \frac{4118.4}{T_2} [V (P_1' - P_2') + (P - V_{gb} g_L/At) (V_1' - V_2')] \dots (D-12)$$

Suponiendo que $V_1' - V_2'$ es pequeño e insignificante (≈ 0) y notando que la cantidad $P - V_{gb} g_L/At$ es pequeño, se obtiene la ec. (21).

$$q_2 = 4118.4 [V(P_1^i - P_2^i)] / TZ \quad \dots (D-13)$$

TABLA III-D.1 - DATOS DE LA PRUEBA DEL IP Y RESULTADOS PARA EL POZO 1

DATOS DEL POZO Y DEL YACIMIENTO

Punto medio de los disparos,	m	956
Profundidad de la bomba,	m	960
Profundidad de la T.P.,	m	971
Gasto de aceite,	m ³ /día	3.18
Gasto de agua,	m ³ /día	0.64
Gasto de gas en T.P.,	m ³ /día	120
Gasto de gas en T.R.,	m ³ /día	600
Capacidad anular,	m ³ /m	0.0056
Densidad relativa del gas (aire=1.0)		0.655
Temperatura de pruebas,	°K	533
Factor de compresibilidad del gas		0.98
Gradiente del aceite,	lb/pg ² /pie	0.3297
Gradiente del gas,	lb/pg ² /pie	0.0030
Presión de burbujeo,	lb/pg ²	963
Presión promedio del yacimiento,	lb/pg ²	1480.6
RGA,	mg ³ /mo ³	226.4

<u>RESULTADOS</u>	<u>MODELO DE ALEXANDER</u>		<u>AWS*</u>
	<u>NIVEL CONSTANTE</u>	<u>PRESION CONSTANTE</u>	
Gasto de gas anular, m ³ /día	28.2	28.2	--
Gasto de flujo anular, m ³ /día	13.56	12.34	--
Volumen de gas anular, m ³	6.35	5.78	--
Interfase gas/líquido desde la superficie, m	1134	1027	731.6
Presión de fondo fluyendo, lb/pg ²	-76.7	16.675	231.13

* Sondeo acústico del pozo (ecómetro).

TABLA III-D.2 - DATOS DE LA PRUEBA DEL IP Y RESULTADOS DE LOS POZOS 2 y 3.

DATOS DEL POZO Y DEL YACIMIENTO		POZO 2	POZO 3
Punto medio de los disparos,	m	971	963
Profundidad de la bomba,	m	960	954
Profundidad de la T.P.,	m	976.6	955
Gasto de aceite,	m ³ /día	29.4	21.6
Gasto de agua,	m ³ /día	0.5	0
Gasto de gas en T.P.	m ³ /día	80	80
Gasto de gas en T.R.	m ³ /día	640	560
Capacidad anular,	m ³ /día	0.00417	0.0056
Densidad relativa del gas (aire=1)		0.652	0.67
Temperatura de prueba,	°K	294	294
Factor de compresibilidad del gas		0.98	0.98
Gradiente del aceite,	lb/pg ² /pie	0.3297	0.3297
Gradiente de gas,	lb/pg ² /pie	0.0030	0.0030
Presión de burbujeo,	lb/pg ²	962.8	962.8
Presión promedio del yacimiento,	lb/pg ²	1480.6	1480.6
RGA,	mg ³ /mo ³	24.5	29.6

DATOS DE LA PRUEBA

q ₂ , m ³ /día	612	423
p ₃ , lb/pg ² /min	0.3161	0.07975
p ₄ , lb/pg ² /min	- 1.20	-0.91785
p ₅ , lb/pg ² /min	0.3146	0.09497
p ₆ , lb/pg ² /min	1.1498	0.40020

MODELO DE ALEXANDER

RESULTADOS POZO 2	NIVEL CONSTANTE	NIVEL CONSTANTE	AWS
Gasto de gas anular, m ³ /día	115.62	115.62	--
Gasto de flujo anular m ³ /día	37.62	32.96	--
Volumen de gas anular m ³	3.89	3.42	--
Interfase gas/aceite desde la superficie, m.	734	623	864
Presión de fondo fluyendo lb/pg ²	400.9	516.9	181.9
POZO 3			
Gasto de gas anular, m ³ /día	31	31	--
Gasto de flujo anular, m ³ /día	17.90	15.61	--
Volumen de gas anular, m ³	4.50	3.75	--
Interfase gas/aceite desde la superficie, m.	770	683	601
Presión de fondo fluyendo, lb/pg ²	333.50	425.28	302.90

TABLA III-D.3

COMPARACION DE LA PRODUCCION MEDIDA CON LOS
GASTOS DE FLUJO ANULAR.

	GASTO DE LIQUIDO TOTAL MEDIDO (m ³ /día)	GASTO DE FLUJO DE ALEXANDER (m ³ /día)	ERROR (%)
Pozo 1 (EBM)	3.8	13.5	+ 72
Pozo 1 (Ref. 7)	101.0	52.6	- 50
Ref. 8	14.3	9.6	- 33

N O M E N C L A T U R A

- At = Area de la sección transversal del espacio anular, m², (pie²).
- g_g = Gradiente de gas, KPa/m (lb/pg²/pie).
- g_L = Gradiente de líquido, KPa/m (lb/pg²/pie)
- h = Cualquier longitud de la columna de líquido conteniendo burbujas de gas bajo la interfase gas/aceite, m (pie).
- h_{LF} = Longitud de la columna de gas libre anular - líquido, m(pie)
- h_T = Longitud total de las columnas de gas y líquido al punto medio de las perforaciones, m (pie).
- IPR = Índice de productividad del pozo
- L = Longitud, m (pie)
- M = Peso molecular del gas
- P = Presión superficial en la T.R. K Pa (lb/pg²)
- P_b = Presión de burbujeo, KPa (lb/pg²).
- P_{gb} = Presión de burbujeo del gas en la columna de líquido anular KPa (lb/pg²).
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo en la cara de la formación KPa (lb/pg²).
- P_{ws} = Presión de fondo estática, KPa (lb/pg²)
- P' = Primera derivada de la presión superficial con respecto al tiempo, dp/dt, KPa/min. (lb/pg²/min.).

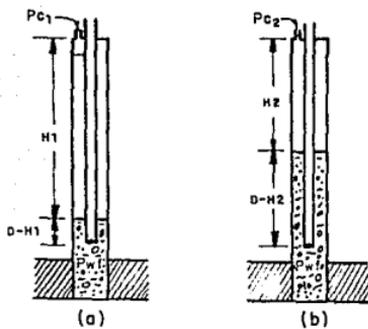
- q_1 = Gasto de flujo total de gas anular, m^3/dfa (pie^3/dfa)
 q_2 = Gasto de flujo de gas a causa de la prueba durante la condición de venteo, m^3/dfa (pie^3/dfa).
 R = Constante del gas.
 t = Tiempo de cierre, minuto
 T = Temperatura absoluta, $^{\circ}K$
 V = Volumen de gas en el espacio anular, m^3 (pie^3)
 V_{gb} = Volumen de burbuja de gas en la columna de líquido, m^3 (pie^3)
 V_L = Volumen de líquido en el espacio anular, m^3 (pie^3)
 V_{LF} = Volumen de líquido con gas libre, m^3 (pie^3)
 V' = Primera derivada del volumen de gas con respecto al tiempo, dV_L/dt , $m^3/min.$
 V'_L = Primera derivada del volumen de líquido con respecto al tiempo, dV_L/dt , $m^3/min.$
 Z = Factor de desviación del gas.
 $\bar{\gamma}_g$ = Densidad relativa del gas.

SUBINDICES

- C_{sg} = Tubería de revestimiento (T.R.)
 1 = Condición con la bomba cerrada y tanto las válvulas de T.R. y T.P. cerradas.
 2 = Condición con la bomba cerrada, la válvula de T.P. cerrada,

pero la válvula de T.R. abierta.

- 3 = Condición con la bomba operando, la válvula de T.P. abierta, pero la válvula de T.R. cerrada.
- 4 = Condición con la bomba operando y tanto las válvulas de T.P. y T.R. en posición abierta.
- 5 = Condición 3 siguiente al periodo de descarga (condición 4).
- 6 = Condición con la bomba cerrada, válvula de T.P. abierta, pero válvula de T.R. cerrada.



Determinación de la presión de entrada a la bomba por el método de Walker, C.P.

Fig. III A-1

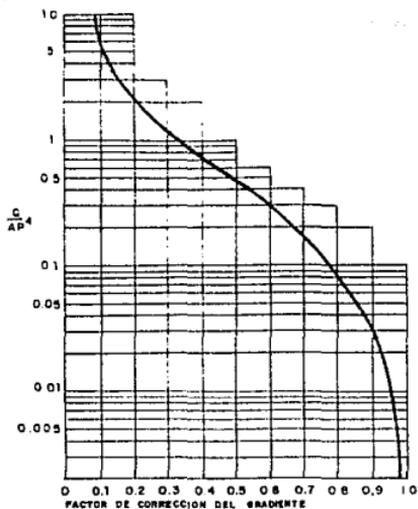


Fig. III C-2 Corrección del gradiente en el espacio anular para burbujas de gas a través de una columna estática de líquido

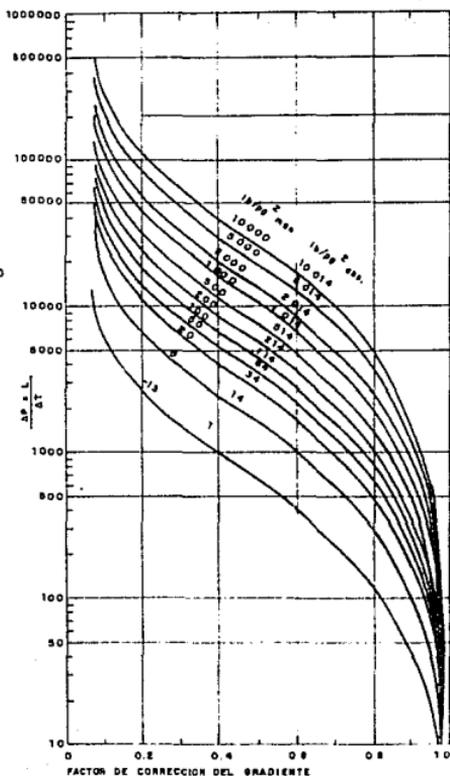


Fig. III C-3 Corrección del gradiente en el espacio anular para burbujas de gas a través de una columna estática de líquido

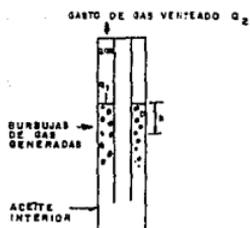


Fig. III-D-4 Flujo esquemático de balance de materia en la fase de gas anular

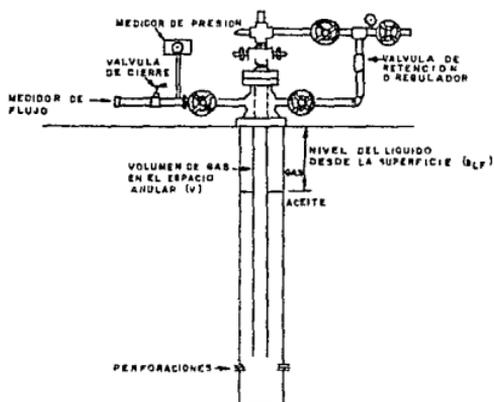


Fig. III-D-5 Esquema de una prueba experimental

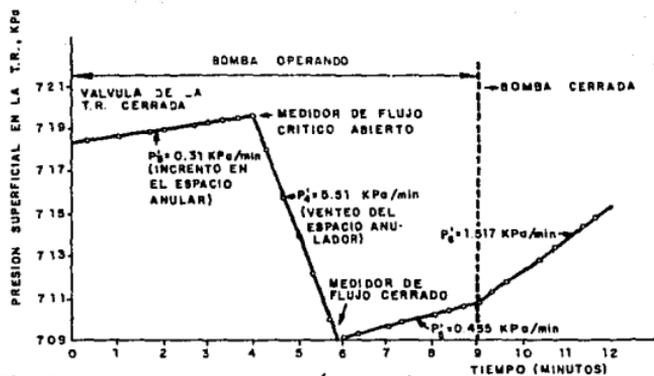


Fig. III-D.6 Respuesta de la presión superficial para el pozo 1 a diferentes condiciones de operación.

$$Pwf_1 = 134.7 + 7.05 + 0.433 (4130 - 3015) \bar{\gamma} f \quad \dots(1')$$

$$Pwf_2 = 64.7 + 2.47 + 0.433 (4130 - 2440) \bar{\gamma} f \quad \dots(1'')$$

Como $Pwf_1 = Pwf_2$, entonces igualando ecuaciones y haciendo las operaciones correspondientes se tiene:

$$141.75 + 482.8 f = 67.17 + 731.8 \bar{\gamma} f$$

Despejando $\bar{\gamma} f$ de la ec. anterior

$$\bar{\gamma} f = 0.30 \quad (\text{agua} = 1.0)$$

Sustituyendo el valor de $\bar{\gamma} f$ en la ec. (1') se tiene

$$Pwf_1 = 134.7 + 7.05 + 0.433 (4130 - 3015) 0.30$$

$$Pwf = \underline{287} \text{ (lb/pg}^2 \text{ abs)}$$

Ejemplo 2 (Walker, C.P.)

1. Profundidad de colocación de la bomba = 4500 pies
2. Nivel del fluido cuando la contrapresión en la T.R. es de 100 lb/pg² = 2900 pies
3. Nivel del fluido cuando la contrapresión en la T.R. es de 60 lb/pg² = 2500 pies

Sustituyendo valores en la ecuación (3) se tiene:

$$PDCG_1 = 114.7 \frac{(2.900)^{1.5}}{100} = 5.66 \text{ (lb/pg}^2 \text{ abs)}$$

$$PDCG_2 = 74.7 \frac{(2.500)^{1.5}}{100} = 2.95 \text{ (lb/pg}^2 \text{ abs)}$$

Sustituyendo valores obtenidos en la ecuación (1) y (2) se tiene:

$$Pwf_1 = 114.7 + 5.66 + 0.433 (4500 - 2900) \bar{\gamma} f \quad \dots(2')$$

$$Pwf_2 = 74.7 + 2.95 + 0.433 (4500 - 2500) \bar{\gamma} f \quad \dots(2'')$$

Si $Pwf_1 = Pwf_2$, entonces igualmente (2') y (2'') se tiene:

$$114.7 + 5.66 + 0.433 (1600) \bar{\gamma} f = 74.7 + 2.95 + 0.433 (2000) \bar{\gamma} f$$

$$42.71 + 692.8 \bar{\gamma} f - 866 \bar{\gamma} f = 0$$

$$173.2 \bar{\gamma} f = 42.71$$

$$\bar{\gamma} f = 0.25 \text{ (agua} = 1.0)$$

Sustituyendo el valor de $\bar{\gamma} f$ en la ecuación (2'') se tiene:

$$Pwf_2 = 74.7 + 2.95 + 0.433 (4500 - 2500) 0.25$$

$$Pwf = \underline{294} \text{ (lb/pg}^2 \text{ abs)}$$

METODO DE AGNEW

Ejemplo 3 (Agnew, B.G.)

Se tiene un pozo de bombeo mecánico, con la siguiente información:

Profundidad de colocación de la bomba = 3000 pies

Diámetro de las varillas de succión = 7/8 pg.

Diámetro del pistón de la bomba = 1 3/4 pg.

C.V.P.* = 5700 lb

C.V.V.* = 6500 lb

Presión en la T.P. = 60 lb/pg²

Densidad del acero = 490 lb/pie³

* Valores obtenidos con el dinamómetro mecánico.

Estimar la presión de entrada a la bomba (P_{wf}).

$$A_r = \frac{\pi}{4} \left(\frac{7}{8}\right)^2 = 0.601 \text{ pg}^2$$

$$A_p = \frac{\pi}{4} \left(\frac{7}{4}\right)^2 = 2.405 \text{ pg}^2$$

Con la densidad del acero, la profundidad de colocación de la bomba y A_r , se calcula el peso de las varillas en el aire (w_r):

$$w_r = 490 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \times 3000 \text{ pies} \times 0.601 \text{ pg}^2 \times \frac{1 \text{ pie}^2}{144 \text{ pg}^2}$$

$$w_r = 6135 \text{ lb}$$

$$w_r - \text{C.V.P.} = 6135 - 5700 = 435 \text{ lb}$$

$$\text{C.V.V.} - \text{C.V.P.} = 6500 - 5700 = 800 \text{ lb}$$

$$\frac{A_r}{A_p} = \frac{0.601}{2.405} = 0.25$$

Sustituyendo los valores anteriores de la ecuación (13):

$$P_{wf} = \frac{435}{0.601} - \frac{800}{2.405} + 60 (1 - 0.25)$$

$$P_{wf} = \underline{436} \text{ lb/pg}^2$$

Ejemplo 4 (Agnew, B.G.)

Profundidad de colocación de la bomba = 2500 pies

Diámetro de las válvulas de succión = 7/8 pg

Diámetro del pistón de la bomba = 1 3/4 pg

C.V.P. = 4500 lb

C.V.V. = 6000 lb

Presión en la T.P. = 50 lb/pg²

Densidad del acero

$$= 490 \text{ lb/pie}^3$$

Obtener la presión de entrada a la bomba (Pwf)

$$A_r = \frac{\pi}{4} \left(\frac{7}{8}\right)^2 = 0.601 \text{ pg}^2$$

$$A_p = \frac{\pi}{4} \left(\frac{7}{4}\right)^2 = 2.405 \text{ pg}^2$$

Calculando el peso de las varillas en el aire (wr):

$$w_r = 490 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \times 2500 \times 0.601 \times \frac{1 \text{ pie}^2}{144 \text{ pg}^2}$$

$$w_r = 5113 \text{ lb}$$

$$w_r - \text{C.V.P.} = 5113 - 4500 = 613 \text{ lb}$$

$$\text{C.V.V.} - \text{C.V.P.} = 6000 - 5000 = 1000 \text{ lb}$$

$$\frac{A_r}{A_p} = \frac{0.601}{2.405} = 0.25$$

Sustituyendo los valores en la ecuación (13) se tiene:

$$P_{wf} = \frac{613}{0.601} - \frac{1000}{2.405} + 50 (1 - 0.25)$$

$$P_{wf} = 1020 - 416 + 37.5$$

$$P_{wf} = 641.5 \text{ lb/pg}^2$$

Ejemplo 5.

A continuación se incluye una tabla que aparece en el artículo de Agnew, B.G. en la cual se puede observar los valores obtenidos, a 5 pozos en estudio, de la Pwf empleando los métodos convencionales y el propuesto.

T A B L A

AGNEW, B.G. (DINAMOMETRO)

POZO	PROFUNDIDAD DE LA BOMBA	GRADIENTE (lb/pg ² /pie)	Ln (pie)	Pwf (lb/pg ²)	Pwf (lb/pg ²)
A	4025	0.3825	3325	268	271 ^E
B	6000	0.3310	3040	841	847 ^R
C	2850	0.4020	2605	97	127 ^E
D	2925	0.4070	2790	56	71 ^E
E	2935	0.3400	1100	539	698 ^E

Donde:

E, Determinado con ecómetro

R, Determinado con registradores de presión.

Ln, Elevación neta del fluido, pie

G, Gradiente (lb/pg²/pie)

En todos los casos analizados se puede observar que, las presiones determinadas por el método del dinamómetro (Agnew) son más pequeñas que aquéllas determinadas por ecómetro. La razón de esto es probablemente explicado por el hecho de que el gradiente real del fluido en el espacio anular fue más ligero que el estimado.

Ejemplo 6. (James N. McCoy).

Determinar la presión de fondo fluyendo en un pozo que cuenta con los datos siguientes:

Nivel del líquido = 4000 pies

Incremento de presión en la T.R.
de 15 a 24 lb/pg² en un tiempo de
40 minutos.

Profundidad total del pozo	= 4200 pies
Presión en la T.R.	= 15 lb/pg ²
Presión de la columna de gas	= 4 lb/pg ²
Presión en la cima de la columna de aceite gaseosa.	= 19 lb/pg ²

Obteniendo $\frac{\Delta P \times L}{\Delta t}$

$$\frac{(24 - 15) \times 4000}{40} = 900$$

La (Fig. III-C.3) del Capítulo III muestra un factor de corrección
del gradiente de 0.7 en la cima de la columna de líquido.

Suponiendo que el aceite tiene un gradiente de 0.35 lb/pg²/pie en-
tonces el gradiente efectivo de la columna de aceite gaseosa es:

$$0.7 \times 0.35 = 0.245 \text{ lb/pg}^2/\text{pie.}$$

Así la presión de la columna de aceite gaseosa es:

$$(4200 - 4000) \text{ pies} \times 0.245 \text{ lb/pg}^2/\text{pie} = 49 \text{ lb/pg}^2$$

Por lo tanto la presión de fondo fluyendo (Pwf) será:

Pwf = Presión en la T.R. + presión de la columna de gas + presión
de la columna de aceite gaseosa.

$$Pwf = 15 + 4 + 49 = 68 \text{ lb/pg}^2$$

$$Pwf = \underline{68} \text{ lb/pg}^2$$

EJEMPLO 7 (Kabir y Hasan)

El siguiente ejemplo, ilustra la razón por la cual se omite el segundo término del lado derecho de la ec. D-12 del apéndice III.D.1, con los siguientes datos:

$$V = 6.36 \text{ m}^3 \quad At = 0.0056 \text{ m}^3/\text{m}, \quad V_{gb} = 0.50 \text{ m}^3, \quad g_L = 0.3297 \\ 1b/pg^2/\text{pie}, \quad P_1' - P_2' = 7 \text{ Kpa}/\text{min}, \quad \text{y } P = 700 \text{ KPa}.$$

La ec. D-12 del apéndice III.D.1, toma la forma:

$$q_2 = 4118.4 \left[6.36 \times 7 + \left(700 - \frac{0.50}{0.0056} \times 7.46 \right) (V_1' - V_2') \right] \\ = \frac{4118.4}{TZ} [44.52 + 33.9 (V_1' - V_2')]$$

Notar que el gasto de flujo volumétrico del gas (y líquidos) durante un corto período de tiempo entre el incremento y el venteo permanece constante. Este hecho implica un valor de $V_1' - V_2'$ de $0.01 \text{ m}^3/\text{min}$. se obtiene:

$$q_2 = \frac{4118.4}{TZ} (44.52 + 0.339).$$

Así, omitiendo el segundo término del lado derecho de la ec. D-12 del apéndice III.D.1 ocasiona un error de aproximadamente del 0.76%.

Ejemplo 8. (Kabir y Hasan)

Para la estimación de la P_{wf} , se incluye el procedimiento, paso a paso para el pozo 1 de la aproximación del modelo de nivel constante de Alexander^{7,8}.

q_2 - Gasto de venteo de gas a través del probador de flujo crítico.

$$q_2 = P_F \sqrt{520 / \bar{\gamma}_g T Z}$$

$$q_2 = (104.35) (0.1446) \sqrt{520 / (0.655)(533)(0.98)}$$

$$q_2 = 524.52 \text{ m}^3/\text{día.}$$

V - Volumen de gas anular.

El volumen de gas anular es calculado con una ecuación similar a la ec. 7 propuesto en el trabajo de Alexander^{7,9}.

$$V = \frac{q_2 T Z}{4118.4 (P_3^2 - P_4^2)}$$
$$= \frac{(524.52) (296.11)(0.98)}{(4118.4) (0.31 + 5.51)}$$

$$V = 6.35 \text{ m}^3$$

h_{LF} - columna de gas libre anular - líquido.

$$h_{LF} = \frac{V}{A T}$$

$$h_{LF} = \frac{6.35}{0.0056}$$

$$h_{LF} = 1134 \text{ m.}$$

P_{wf} - Presión de fondo fluyendo

La presión de fondo fluyendo P_{wf} es calculado por:

$$P_{wf} = P_{csg} + (h_T - h_{LF}) \times g_L + h_{LF} \times g_g$$
$$= 719.50 + (956.15 - 1134) \times 7.46 + 1134 \times 0.06895$$
$$P_{wf} = -529 \text{ KPa } (-76.7 \text{ lb/pg}^2).$$

Ejemplo 9 (Kabir y Hasan).

Cálculo del gasto de flujo anular por Alexander.

Alexander dá una expresión para el gasto de flujo anular, como⁸:

$$\frac{dV}{dt} = \frac{1431.4 V (P_6^i - P_s^i)}{p}$$
$$= \frac{(1431.4) (6.35)(1.517 - 0.455)}{712}$$

$$\frac{dV}{dt} = 13.56 \text{ m}^3/\text{día.}$$

Donde el volumen de gas V, es del modelo de nivel constante de Alexander.

C A P I T U L O V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después de haber concluido la presente tesis, han quedado algunos conceptos no muy claramente explicados o apoyados teóricamente, dada la complejidad tanto del sistema de bombeo con varillas de succión, como de la variación o modificación de la información, dependiendo de la precisión de los parámetros que involucran el sistema.

Desde el punto de vista práctico se puede pensar que la estimación de la presión de fondo fluyendo, independientemente del método de cálculo, dependerá en gran parte de la precisión de la medición del nivel de fluidos (con T.P. sin empacador) y de las variaciones de la presión en la T.P. y T.R., es decir la herramienta de apoyo que se utilice (ecómetro o dinamómetro) deberán estar ajustadas y calibradas adecuadamente para proporcionar información veraz.

A continuación se incluyen algunas conclusiones y recomendaciones que se contemplaron en cada método propuesto:

1. Walker, C.P. a). Este método se fundamenta en registrar el nivel del fluido en el espacio anular, cuando el pozo se encuentra operando con un gasto constante a dos diferentes contrapresiones en la boca del pozo (T.R.), esto es, se debe medir el nivel del fluido a una determinada contrapresión en la T.R. y posteriormente volverlo a medir, pero ahora con una contrapresión diferente a la anterior, sin modificar la velocidad de

bombeo y la carrera de la bomba.

Con la primera y segunda medición del nivel del fluido, se encontrará un valor de la P_{wf} , el cual debe ser el mismo para ambos casos, debido a que las condiciones de operación no fueron alterados.

b). La desventaja que presenta este método, es el tiempo requerido para reestablecer las condiciones estables de operación, después de modificar la contrapresión en la T.R.

2.- Agnew, G.B. a). Ha sido establecido que el dinamómetro, convenientemente utilizado con otras herramientas de producción en un programa de análisis planeado, es una herramienta valiosa para detectar y eliminar condiciones que pudieran causar una alza en los costos de operación o pérdida de producción. Para obtener los resultados máximos de tal programa, es esencial que todos los factores los cuales afectan al sistema de bombeo mecánico sean visualizados como un cuadro completo. En la mayoría de los casos, la información del dinamómetro no es suficiente, pero, acoplado con la cooperación del personal de campo y junto con todos los datos, el objetivo de obtener la producción máxima a un costo mínimo puede ser logrado.

b). Una nueva aplicación del dinamómetro, es determinar la elevación neta y la presión de fondo fluyendo. La información obtenida de esta manera puede ser de considerable ayuda para diseñar las futuras instalaciones, para determinar la capaci-

dad de un pozo, resolver problemas de bombeo y para estudios del yacimiento. A causa de la poca experiencia con este método, no se ha presentado una recomendación práctica.

- 3.- James N. McCoy. a).- Los cambios de temperatura en el espacio anular son ignorados.
- b). El gasto de flujo de gas instantáneo en el espacio anular, está a la temperatura del espacio anular.
- c). El incremento de presión en la T.R. se ha supuesto que no afecta al gasto de flujo de gas a través de la columna de líquido.
- 4.- C.S. Kabir, y A.R. Hasan.- a). Para obtener la presión de fondo fluyendo involucra cierre de la bomba con las válvulas de la T.P. y T.R. cerradas. La corta prueba de incremento provee una manera de extrapolación de los datos del incremento al tiempo cero para poder estimar la P_{wf} .
- b). Para obtener la P_{wf} no requiere el conocimiento del gasto de gas anular para corregir la densidad del líquido en el espacio anular. Esto se debe a que el método permite el uso del gradiente de aceite muerto por el conteo de burbujas de gas que podrían entrar en la columna del líquido.
- c). Los modelos propuestos por Alexander para estimar la P_{wf} no son válidas para aceite saturado, sin embargo, los modelos

pueden emplearse para aceite bajosaturado.

- d). El gasto de gas anular, estimado por los modelos de Alexander, dan resultados erróneos a excepción para el aceite bajo condiciones de baja saturación en la cara de la formación.
- e). Ninguna información significativa de los modelos de Alexander puede ser distinguida del gasto de flujo anular para de terminar la efectividad de la bomba.
- f). La aplicación inapropiada de la EBM causa serios errores en la estimación de P_{wf} y del gasto de gas anular.

Para conocer la variación de la P_{wf} en pozos con bombeo mecánico, se recomienda utilizar los métodos que se incluyen en la tesis, si bien no proporcionarán datos precisos, se podrá conocer la declinación de la P_{wf} y por consiguiente la capacidad de flujo del pozo, sin necesidad de sacar las varillas de succión (reparar el pozo) y por ende reducir los costos de producción de aceite y gas del campo reportado diariamente.

Así mismo se recomienda consultar la referencia de cada autor visto en el Capítulo III. Para ampliar la aplicación de cada método.

Por otra parte, es de vital importancia, utilizar las herramientas de apoyo como son el ecómetro, dinamómetro, registradores de presión, etc. Para analizar y diagnosticar a mayor detalle las condiciones de

operación de cada pozo.

B I B L I O G R A F I A

REFERENCIAS

CAPITULO I.

- 1.- Brown, K.E.- "Overview of Artificial Lift Systems".- SPE. 9979. 1982.
- 2.- Agena, B.- "Preparation of Tubing Intake Curves for Artificial Lift Systems".- Master's Thesis the University of Tulsa, 1982.
- 3.- Brown, K.E.- "The Technology of Artificial Lift Methods". Vol. II-B, Pennwell Books, Tulsa, Okla, 1979.
- 4.- Gibbs, S.- Personal Comunication.

CAPITULO II.

- 1.- McCoy James N.- "Analy Zingwell Performance XII".- SPE 9750, 1981.
- 2.- Brown, K.E.- "The Technology of Artificial Lift Methods".- Pennwell Books, 1977.- Vol. 1.
- 3.- Nind, T.W.E.- "Principles of Oil Well Production".- Mc Graw Hill, Inc. 1964.
- 4.- Rodríguez Nieto Rafael.- "Apuntes de Evaluación de la Producción".- Facultad de Ingeniería, UNAM.- 1984.

CAPITULO III.

- 1.- Aziz, K, Eickmeier, J.R., Fogarasi, M., and Greogory, G.A.- "Gradient Curves for Well Analysis and Design".- Monograph series, Pet. Soc. of cim, Montreal (1979) 20, 5-13.
- 2.- Neely, A.B.- "Artificial Lift Techniques, Uses and Development". J. Pet. Tech. (Sept. 1980). 1546-1549.
- 3.- Pudio, A.L., Tarrillion, M.J., and Roberts, E.T.- "Bottom Hole Pressure Methods and Corrections are Reviewed".- Oil and gas J. (Aug, 18, 1980), 79-83.
- 4.- Podio, A.L., Tarrillion, M.J., and Roberts, E.T.- "Laboratory Work Improves Calculations".- Oil and Gas J. (Aug, 25, 1980) 137, 138, 143, 146.
- 5.- Godbey, J.K. and Dimon, C.A.- "The Automatic Liquid Leven Monitor for Pumping Wells".- J. Pet. Tech. (Aug. 1977) 1019-1024.
- 6.- McCoy, J.N.- "Analyzing Well Performance X".- J. CDN. Pet. Tech (Abril-June 1978) 80-91.
- 7.- Alexander, L.G.- "Determination of the Gas-Free Liquid level and the Annular Gas Flow for a Pumping Well", J. CDN. Pet. Tech (Abril-June 1976) 66-70.
- 8.- Alexander, L.G.- "Pumping Well Analyzis".- Paper 78-29-19 Presented at the Petroleum Society of CIM 29 TH Anual Technical Meeting, Calgary, June 13-16, 1978.
- 9.- Alexander, L.G.- "Pumping Well Analyzis".- Paper SPE 9535 Presented at the SPE Eanstern Regional Meeting, Morgantow, WV, Nov. 5-7, 1980.
- 10.- Gipson, Fred and Swaim. Howard "Designed Beam Pumping".- Paper Presented at the South Western Petroleum Short Course Kubbock

Tex. (1972).

- 11.- Agnew, Bub. G.- "The Dynamometer as a Production Tool" API Drill Prod. Practice, 1957, pag. 161.
- 12.- Nind, T.W.E.- "Principles of oil Well Production".- Mc Graw Hill, Inc. 1964.
- 13.- McCoy, J.N.- "Determining Producing Botton. Hole Pressures in Wells Having Gaseous Columns".- 1978, J.P.T.
- 14.- C.S. Kabir and A.R. Hasan "Aplication of Mass Balance in Pumping Well Analysis", J.P.T., 1982.

CAPITULO IV

- 1.- Nind, T.W.E. "Principles of oil Well Production"- McGraw Hill, Inc. 1964.
- 2.- AGnew, BOB, G.- "The Dynamometer as a Production Tool".- API Drill Prod. Practice, 1957, Pag. 161.
- 3.- McCoy, J.N.- "Determining Producing Bottom- Hole Pressures in Wells Having Gaseous Columns".- J.P.T. 1978.
- 4.- C.S. Kabir and A.R. Hasan.- "Aplication of Mass Balance in Pumping Well Analysis".- J.P.T. 1982.