

T
622.3382
BLU
C.2

ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS

ASOCIACION DE ESTUDIANTES DE
INGENIERIA DE GEOLOGIA MINAS
Y PETROLEOS A E I G M P - E S P O L

BIBLIOTECA

"EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE LOS TRABAJOS DE
REACONDICIONAMIENTO DE POZOS REALIZADOS EN UN
CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO"



FACULTAD DE INGENIERIA
MINAS Y PETROLEO

TESIS DE GRADO
PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO DE PETROLEO

PRESENTADA POR:
CARLOS FRANCISCO BLUM LOZADA

GUAYAQUIL-ECUADOR

1.982

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral
Al Departamento de Ingeniería de Geología, Mi
nas y Petróleos.

Al Director de tesis, Ing. Kléber Malavé T.

A mis profesores y compañeros de estudio

A Texaco Petroleum Company

A los Ingenieros y técnicos que trabajan en el
Oriente Ecuatoriano que colaboraron en la
boración de esta tesis.



DEDICATORIA

A MIS PADRES :

LCDO. CESAR BLUM MARTINEZ

SRA. AMERICA LOSADA ORBEA

A MIS HERMANAS :

ARACELLY

LEONOR

MARIA CECILIA

DEDICATORIA ESPECIAL

A mi esposa

MARITZA RICAURTE DE BLUM

A mis hijos

CESAR JAIME
CARLOS ALBERTO



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

K. G. Malave

ING. KLEBER MALAVE T.
Director de Tesis

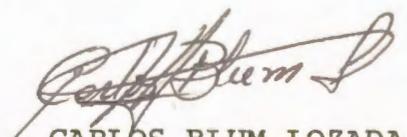


BIBLIOTECA FIC
ESPOL

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).


CARLOS BLUM LOZADA



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

RESUMEN

El Reacondicionamiento de Pozos es una de las actividades operacionales más necesarias y provechosas de la Industria Petrolera. Antes de proceder a ejecutar estas costosas y complicadas labores, hay que conocer ampliamente todos los problemas presentes en un determinado yacimiento, para luego escoger entre las posibles soluciones la mejor, que por lo general es aquella que garantiza un óptimo aprovechamiento del trabajo y el retorno de la inversión requerida. Todo esto exige un cuidadoso estudio de las condiciones del yacimiento, una buena selección del equipo a utilizarse en el reacondicionamiento y en el uso óptimo de las facilidades que ofrece la Industria Petrolera. Además hay que tomar en cuenta la experiencia del personal involucrado en la operación.

Por lo tanto, antes de decidir sobre que tipo de trabajo de reacondicionamiento se debe realizar a un pozo dado, es necesario conocer detalladamente lo siguiente:

1. Historia del pozo a tratarse
2. Historia de los pozos vecinos
3. Datos geológicos y de registros eléctricos
4. Consideraciones acerca del yacimiento productor
5. Análisis económico del trabajo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VIII

Después de que se haya hecho un análisis de todos estos parámetros, sabremos si el pozo necesita o no un determinado reacondicionamiento y entonces diseñaremos el tratamiento más práctico y económico que se deba efectuar.

La realización de los reacondicionamientos tiene como finalidad lograr los siguientes principales objetivos:

- Aumentar la Productividad de una Formación Hidrocarbúrfica.
- Eliminar la Producción excesiva de agua
- Reparar fallas mecánicas de la sarta de completación
- Recompletar un pozo.

El propósito de esta tesis es fundamentalmente, analizar los diferentes trabajos de reacondicionamientos ejecutados en el campo Lago Agrio de Enero de 1977 a Abril de 1981. Para ello se efectúa una comparación de los diferentes parámetros del yacimiento, tanto antes como después de las operaciones de reacondicionamientos, con el fin de determinar si el tratamiento que se ha efectuado para un pozo dado, ha sido satisfactorio o no. Ello nos permitirá considerar cual es el tipo de trabajo más conveniente que hay que realizar en una formación para solucionar un problema determinado.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

INDICE

	Pág.
RESUMEN	VII
INTRODUCCION	16
CAPITULO I: REVISION DE LITERATURA	18
1.1. Daño de Formación	18
1.2. Análisis de pruebas de pozos	32
CAPITULO II: CONSIDERACIONES TEORICAS DE LOS REACONDICIONAMIENTOS	88
2.1. Cementación forzada	90
2.2. Acidificación	113
2.3. Fracturamiento	123
2.4. Trabajos de prevención y limpieza	150
2.5. Trabajos mecánicos	
CAPITULO III: PROGRAMAS OPERACIONALES PARA EFECTUAR REACONDICIONAMIENTOS DE POZOS Y EQUIPOS UTILIZADOS	164
3.1. Programa para cementación forzada	164
3.2. Programa para Acidificación	169
3.3. Programa para Fracturamiento	172
3.4. Programa para trabajos de limpieza	178
3.5. Programa para trabajos mecánicos	188
3.6. Equipos utilizados en los reacondicio- namientos de pozos.	186



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

	Pág.
CAPITULO IV: EVALUACION TECNICA	193
4.1. Procedimiento para el análisis de las pruebas de presión	193
4.2. Análisis de pruebas de presión antes y después del reacondicionamiento de pozos.	195
CAPITULO V: EVALUACION ECONOMICA	346
5.1. Costos de los trabajos de reacondicionamiento de pozos	346
5.2. Incremento de producción obtenida	350
5.3. Análisis económico de los reacondicionamientos	352
CAPITULO VI: ANALISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS	
CAPITULO VII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
ANEXOS	
NOMENCLATURA	381
BIBLIOGRAFIA	383



BIBLIOTECA FIS.
ESPOL

INDICE DE FIGURAS

FIGURA	DESCRIPCION	Pág.
1.1.	Comportamiento de presión Vs. tiempo para una prueba de restauración de presión.	34
1.2.	Comportamiento de presión y tasa de flujo con respecto al tiempo.	37
1.3.	Curva de restauración, método de M.D.H.	40
1.4.	Solución de M.D.H. para la ecuación de restauración.	47
1.5.	Curva de restauración M.D.H.	48
1.6.	Curva de restauración M.D.H.	49
1.7.	Curva teórica de restauración de presión M.D.H.	51
1.8.	Curva de caída de presión	57
1.9.	Función de Park Jones	63
1.10.	Prueba de tasa múltiple	68
1.11.	Diagrama de la herramienta D.S.T.	73
1.12.	Diagrama de presión de un DST	74



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

FIGURA	DESCRIPCION	Pág.
1.13.	Curva de restauración de presión de un DST.	80
1.14.	Curva típica de I.P.	84
2.1.	Tipo de falla de cementación primario.	92
2.2.	Resultado probable de una cementación con alta pérdida de fluido.	99
2.3.	Perforaciones taponadas con lodo previenen la formación de la costra filtro de cemento.	101
2.4.	Carta idealizada de un registro de presión durante un trabajo de Squeeze.	110
2.5.	Prueba para determinar la presión de fractura.	115
2.6.	Geometría de fractura vertical.	133
2.7.	Carta de presión de un trabajo de fracturamiento.	136
2.8.	Soporte en área crítica cerca de la boca del pozo sometido a la mayoría de esfuerzo.	138



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

XIII

FIGURA	DESCRIPCION	Pág.
2.9.	Orientación de los planos de fractura perpendicular a pequeños esfuerzos.	139
2.10.	Incremento de producción debido al cambio de permeabilidad en la zona.	143
3.1.	Completación de un pozo que fluye por flujo natural.	165
3.2.	Completación de un pozo que fluye por flujo natural.	170
3.3.	Completación de un pozo que fluye por levantamiento artificial.	173
3.4.	Completación de un pozo que fluye por flujo natural.	179
3.5.	Completación de un pozo que fluye por flujo natural.	182



BIBLIOTECA FICT
ESPOL
 182

INDICE DE TABLAS

TABLA	DESCRIPCION	Pág.
2.1	Clases de cemento API	112
2.2	Composición de los tipos de cemento	112
5.1	Incremento de producción debido a los trabajos de reacondicionamiento año 1981.	355
5.2	Incremento de producción debido a los trabajos de reacondicionamiento año 1980.	356
5.3	Incremento de producción debido a los trabajos de reacondicionamiento año 1979.	358
5.4	Incremento de producción debido a los trabajos de reacondicionamiento año 1978.	360
5.5	Incremento de producción debido a los trabajos de reacondicionamiento año 1977.	361
5.6	Costo de los trabajos de reacondicionamiento año 1981.	362



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA	DESCRIPCION	Pág.
5.7	Costo de los trabajos de reacondicio <u>n</u> amiento año 1980.	363
5.8	Costo de los trabajos de reacondicio <u>n</u> amiento año 1979.	365
5.9	Costo de los trabajos de reacondicio <u>n</u> amiento año 1978.	367
5.10	Costo de los trabajos de reacondicio <u>n</u> amiento año 1977.	368
5.11	Resumen de los costos de los trabajos de reacondicionamiento.	369
6.1	Resumen de los trabajos de reacondi <u>c</u> ionamiento.	



BIBLIOTECA FIC
ESPOL



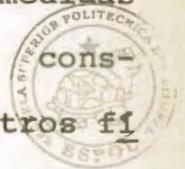
FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE BIBLIOTECA Y DOCUMENTACION

INTRODUCCION

Para la planificación y marcha de un programa destinado a la extracción eficiente de hidrocarburos de yacimientos de petróleo y/o gas, es necesario que el ingeniero de petróleo tenga a su disposición información, lo más completa posible sobre: las propiedades físicas del yacimiento, los fluidos que contienen y la naturaleza del movimiento de los fluidos dentro de la roca porosa.

Aunque existen maneras de obtener la información necesaria, ningún método por si solo puede dar una descripción completa del yacimiento. Una de las formas más efectivas para obtener valores de las propiedades del yacimiento es el empleo de pruebas de presión, las cuales suministran medidas directas de tiempo y presión, que se utilizan para trazar gráficos que permiten obtener diversos parámetros físicos del yacimiento.

El desarrollo de esta tesis comienza con el estudio teórico de las pruebas de restauración de presión, para tener una idea clara de como trabajan estas pruebas. Luego se hace un análisis de las consideraciones teóricas acerca de los reacondicionamientos de pozos, para más tarde indicar el equipo empleado en estas labores, así como los programas operacionales que se pueden aplicar para efectuar dichos



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

trabajos de reacondicionamientos.

A continuación se efectúa un análisis de las pruebas de restauración de presión disponibles para cada pozo con el fin de obtener parámetros del yacimiento tales como: Permeabilidad, Factor de daño, Eficiencia de flujo, Índice de productividad, Presión promedio del yacimiento, y el Potencial absoluto de flujo del pozo.

Luego se procede hacer un estudio de los resultados de los reacondicionamientos efectuados en los pozos del campo Lago Agrío en el Oriente Ecuatoriano del mes de Enero de 1977 a Abril de 1981. Para ello se comparan las variables de la formación obtenidas tanto antes como después de haber realizado cada trabajo.

Con estas consideraciones y teniendo en cuenta el costo de las operaciones de reacondicionamiento y el incremento de producción obtenido para cada pozo y para el campo en general, se realiza el análisis económico del tiempo en que se recuperará la inversión requerida, considerando tanto trabajos exitosos como no exitosos.



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

CAPITULO I

REVISION DE LITERATURA

1.1. DAÑO DE FORMACION

DEFINICION.- Es la alteración de permeabilidad que puede ocurrir en las vecindades del pozo, como resultado de las operaciones de perforación y/o completación. Se conocen 2 tipos de daño: inducido y propio de la formación.

Todos los pozos de petróleo son susceptibles al daño de formación, el mismo que origina reducción de la permeabilidad alrededor de la boca del pozo o en el yacimiento, lo cual causa pérdida de productividad relativamente pequeña o taponamiento completo de una zona dada.

El daño de formación puede ser cuantificado en términos económicos por medio de las siguientes condiciones:

- Pérdida de Reserva: El daño de formación puede restringir o impedir el drenaje efectivo de la formación, por lo que las reservas quedarán atrapadas en un alto porcentaje en la zona productiva.
- Tratamiento de Estimulación: Ultimamente por razones económicas se prefiere el control del daño o preven-



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

ción del daño de formación, antes que la estimulación para mejorar la producción, debido a que por diferentes situaciones no es posible restaurar mediante estimulación la productividad perdida.

El daño de formación puede ocurrir en cualquiera de las siguientes etapas operacionales en un pozo.

1. En la perforación
2. En la corrida y cementación del casing
3. En la completación del pozo
4. Al inicio de la producción o durante la fase productiva.
5. Al limpiar el pozo de parafinas o asfaltos.
6. Durante el reacondicionamiento del pozo; o
7. Durante operaciones de inyección de agua o gas

Entre las principales causas que originan daño de formación tenemos:

- La invasión de líquidos y sólidos del lodo de perforación y del cemento.
- Dispersión o hinchamiento de arcilla
- Formación de una costra de lodo y cemento
- Presencia de una alta saturación de gas alrededor del pozo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

- Penetración parcial del pozo
- Baja densidad de perforación
- Taponamiento de las perforaciones, etc.

Al entrar a discutir algunas de las causas señaladas centraremos la atención en los efectos del lodo de perforación, siendo los principios que rigen el daño por este fluido aplicables a otros (cemento, material fracturante, ácidos, etc.).

A. DAÑO DE FORMACION DURANTE OPERACIONES ESPECIFICAS DEL POZO

Las causas que originan el daño de formación en operaciones específicas de un pozo, pueden ser de los siguientes tipos:

1. Durante la perforación de pozos exploratorios o de desarrollo, en zonas de petróleo o gas, se puede originar el daño de formación debido a que:

- a) Los sólidos del lodo pueden bloquear los poros, las cavernas y las fracturas naturales o inducidas.
- b) La invasión del filtrado de lodo en las zonas -



de petróleo o de gas, puede hacer que el petróleo humecte la formación y cause bloqueo por agua o emulsiones. La filtración también puede originar que las arcillas u otros finos floculen, se dispersen, se expandan, se retraigan o se muevan y bloqueen la formación.

- c) Los poros o las fracturas cercanas a la boca del pozo pueden ser sellados por la acción emparejadora de la broca, de las lastrabarreras y de la tubería de perforación.

2. Durante la corrida y cementación del casing. Puede ocurrir daño a causa de que:

- a) El cemento o los sólidos del lodo pueden tapar los poros, las cavernas y las fracturas naturales o inducidas.
- b) Los químicos usados para acondicionar el hueco antes de la bombeada del cemento pueden ocasionar cambios en las arcillas de la formación productora.
- c) El filtrado de la lechada de cemento con alta pérdida de fluido, puede ocasionar o producir



cambios en la formación productora.

3. El daño durante la completación, que puede ser o riginado en una de las siguientes etapas:

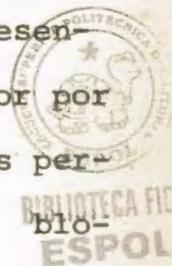
a) Durante el disparo de las formaciones debido a que:

- Las perforaciones pueden ser taponadas con los desperdicios de una carga y por sólidos de los fluidos de completación.

- La formación alrededor de la perforación es triturada y compactada por el proceso perforador. Si esta zona de permeabilidad esencialmente, es mantenida en este valor por los sólidos en el canal perforado, las perforaciones pueden estar completamente blo- queadas.

b) En la corrida de la tubería y empacadura, a causa de:

- Si se pierde retorno mientras se está bajando tubería, los sólidos en el fluido del pozo pueden taponar cualquier sistema de fracturas cercano a la boca del pozo.



Las perforaciones pueden ser taponadas si los sólidos son forzados dentro de ellas, por la presión diferencial hidrostática ejercida sobre la formación.

c) Durante la iniciación de producción. En este caso tenemos que:

- El daño puede ser causado por circulación de fluidos incompatibles y por pérdidas de arcillas u otros finos en las perforaciones, en los poros de la formación, en los espacios vacíos y en fracturas con alta pérdida de fluidos, incluyendo petróleo o agua.
- El daño puede resultar de la depositación de escala, arcillas o del exceso de la grasa para enroscar los collares de la tubería durante la perforación, cuando se hace la circulación para limpiar el pozo.
- Los fluidos de completación conteniendo asfaltos hinchables pueden causar daños por humedecimiento con aceite de la formación, originando taponamiento de las perforaciones.
- La limpieza de un pozo a altas tasas puede -



resultar en taponamiento severo dentro de la formación, por partículas que por una u otra razón están libres de desplazarse o de moverse.

4. Durante la estimulación del pozo, tenemos:

- Las perforaciones, los poros de la formación y las fracturas pueden ser taponadas por sólidos, mientras se controla o se circula un pozo con lodo o con aceite o agua no filtrados. Aún fluidos limpios pueden ocasionar taponamiento debido al lavado de los sólidos de la tubería, del hueco abierto o del casing.
- El filtrado de los fluidos de circulación pueden causar daño.
- Rompimiento o fracturamiento de la formación por medio de ácido, puede disminuir la costa de lodo entre la cara de la arena y el cemento o puede afectar el canal del lodo en el anular, permitiendo comunicación vertical de fluidos no deseados.
- Acidificación de areniscas con ácidos hidro



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

fluorhídrico puede dejar precipitados insolubles en la formación. Tratamientos adecuadamente diseñados minimizan este efecto.

- Fracturamiento Hidráulico:

1. Las fracturas producidas pueden ser tapadas con fluidos fracturantes, sólidos o arenas finas de fractura.
2. Rompedores inadecuados para fluidos fracturantes de alta viscosidad, pueden causar taponamiento de las perforaciones, de los poros de la formación o de las fracturas formadas.

- Fractura y Acidificación de Formaciones Carbonatadas

1. La falla en el empleo de fluidos compatibles limpios pueden causar taponamiento de los canales de flujo, de las fracturas formadas y de la matriz de la formación adyacente.
2. La parafina, el asfalto, la escala, la grasa para enroscar tubería, el limo u otros



sólidos en la tubería o en la boca del pozo, pueden resultar en taponamiento de las perforaciones, de la formación o de la fractura formada.

5. Durante la limpieza de parafinas o asfaltos de la tubería, del casing o de la boca del pozo. Pueden originarse daño debido a que:

a) Cuando se limpia la parafina o el asfalto de un pozo con agua o aceite caliente, la formación y las perforaciones pueden taponarse a menos que el asfalto o la parafina derretida sea sacada del pozo, antes de que se enfríe.

b) Mientras se saca la parafina o el asfalto de la tubería, si las partículas de la tubería son circuladas por abajo de la tubería hacia arriba, a través del espacio anular, una porción del material será bombeado dentro de las perforaciones o en los espacios vacíos o fracturas adyacentes a la boca del pozo.

6. Durante reacondicionamiento del pozo. Aquí tenemos que:



BIBLIOTECA DE
ESPOL

- Esencialmente todos los mismos tipos de da
ños asociados con la completación inicial,
pueden ocurrir durante el reacondicionamien
to.
- Las perforaciones, los poros de las forma-
ciones, los espacios vacíos o las fracturas
pueden ser taponadas con sólidos, cuando se
controla o circula un pozo con lodo, aceite
o agua no filtrados.
- La invasión de filtrado ya sea por agua in
compatible, aceite u otras sustancias quí-
micas, pueden causar bloqueo por agua blo
queo de emulsión, humedecimiento con acei-
te de la formación o cambios en las arci-
llas de la formación.
- Si es necesario sacar una empacadura, el
lodo u otro fluido dañino que se encuentra
arriba de ella, pueden ser forzados e in-
troducidos en la zona productora.
- Si un pozo ha sido parcialmente fracturado
hidráulicamente y se ha mantenido así, cual
quier sólido que entre en la fractura ten-
derá a actuar como puente entre los granos

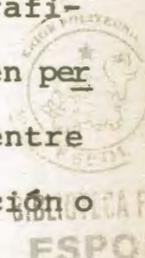


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

de arena u otros agentes de sostén y causar reducción permanente de la capacidad de flujo de la fractura. Previamente las fracturas formadas por ácido en rocas carbonatadas, también pueden ser taponadas por la introducción de arcilla, barita u otros sólidos dentro de la fractura.

7. Durante la fase de producción. El daño puede ocurrir porque:

- Los Inhibidores de corrosión, inhibidores de escala o inhibidores de parafina generalmente causan reducción en permeabilidad si se les permite que entre en contacto con la zona en producción o en inyección.
- La escala precipitada puede taponar la boca del pozo, las perforaciones y la formación, si un pozo de petróleo o gas produce agua, por un canal o por una fuga en el Casing.
- Un asfalto puede ser depositado alrededor de la boca del hueco, en pozos que producen petróleo asfáltico de relati-



vamente gran viscosidad. La depositación de asfaltos puede causar humedecimiento por aceite y como resultado formarse emulsiones alrededor de la boca del pozo.

- Los pozos en yacimientos cercanos a la presión de agotamiento son más susceptibles, que pozos con alta presión, de taponarse con parafinas o asfaltos.
- La boca del pozo opuesta al intervalo productivo tanto en formaciones carbonatadas como en areniscas, pueden llegar a ser taponadas con limo, lutita, lodo, arena de fracturamiento u otro tipo de relleno.
- Los "liners" o empaquetaduras de grava pueden llegar a ser taponadas con limo, arcilla, escala u otros desperdicios.
- Los pozos con arena consolidada pueden llegar a ser taponadas con limo, lodo u otros desperdicios. Adicionalmente el material consolidante de la arena reducirá la permeabilidad de la formación.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

8. Durante la inyección de agua. En este caso habrá daño si:

- Los surfactantes base petróleo en agua obtenidos de tanques de almacenamiento o de tratadores de calor, pueden humedecer con aceite la formación alrededor de la boca del pozo. Bajo estas condiciones, las emulsiones pueden ocurrir en la formación adyacente a la boca del pozo.
- La tubería, el casing, perforaciones, liners, empaques de grava, la cara de la formación o las fracturas pueden ser taponadas con lodo, limo, arcilla, parafinas, asfaltos, emulsiones, residuos de trituración, grasa de enroscar tubería, escala, inhibidores de corrosión o bactericidas.

9. Durante la inyección de gas. Ocurrirá daño debido a que:

- La boca del pozo, perforaciones, fracturas de la formación, los espacios vacíos y los poros pueden ser taponados con la

deposición de escala, la grasa para enroscar tubería, u otros sólidos sacados por el gas inyectado de la lí-
nea de inyección o de la tubería.

- El aceite lubricador de los compresores de gas pueden incrementar la saturación de petróleo alrededor de la boca del pozo, humedecer con aceite la zona de inyección y causar que se forme una emulsión de la formación.
- La inyección de inhibidores de corrosión en las zonas de gas, generalmen-
te reducirá la inyectividad o produc-
tividad del pozo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

1.2. ANALISIS DE PRUEBAS DE POZOS

Entre las facilidades con que se cuenta en la industria del petróleo para llevar a cabo la realización y el análisis de pruebas de pozos, tenemos las siguientes alternativas:

1. Restauración de presión
2. Declinación de presión
3. Pruebas de tasas múltiples
4. "Drill Steam Test"

El análisis matemático para este conjunto de pruebas no se efectuará en la presente tesis, ya que ha sido realizado en detalle en trabajos anteriores sobre análisis de Restauración de Presión. (1)

Un punto de mucho interés en el análisis de las pruebas de pozos es el principio de superposición, el cual tiene aplicación debido a que generalmente un pozo no ha producido a una tasa constante durante su vida productiva. Además las técnicas de análisis de pruebas de pozos, involucran el uso de datos de presión obtenidos para más de una sola tasa de flujo. Para poder analizar estas situaciones nosotros hacemos uso de una técnica matemática comunmente referida como principio de superposición, cuyo enunciado dice lo siguiente:



La respuesta de cualquier punto en el sistema a cualquier tiempo específico es la suma algebraica de las respuestas de todos los posibles disturbios considerados separadamente.

El fundamento matemático del principio de superposición también ha sido estudiado en trabajos anteriores, por consecuencia no lo haremos en esta tesis.

A continuación vamos a describir los métodos que se pueden emplear para realizar el análisis de pruebas de pozos.

1.2.1. Pruebas de Restauración de Presión

Este tipo de prueba de pozos se lleva a cabo bajando una bomba amerada hasta la formación que se quiere analizar. Luego se toma una prueba de flujo estabilizado y a continuación cerramos el pozo para que ocurra la restauración de presión.

En la Figura 1.1 se muestra el comportamiento típico de una curva de restauración de presión la misma que se obtiene al graficar la presión de cierre del pozo en función del tiempo t .

Podemos distinguir tres períodos en el gráfico

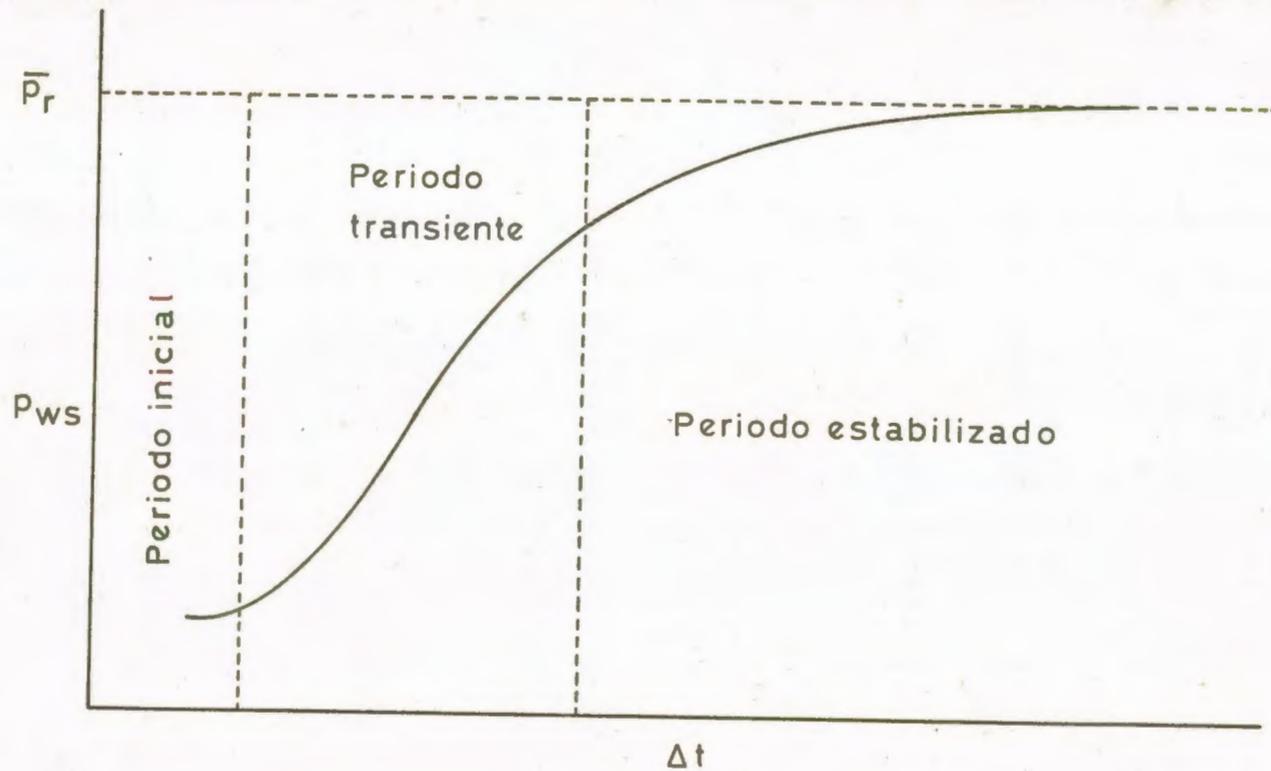


FIG. 1.1 Comportamiento de presión vs tiempo para una prueba de restauración de presión.



de restauración:

a) Período Inicial

Es el período durante el cual los efectos de daño y almacenamiento del pozo son preponderantes.

b) Período Transiente

En este período el yacimiento actúa como si fuese infinito.

c) Período Estabilizado

Es el período en el cual ocurre una desviación del comportamiento semilogarítmico, debido a que los efectos de los límites del yacimiento son preponderantes.

Si el tiempo de cierre es suficientemente largo se puede determinar la presión estática promedio del yacimiento.

Los datos de presión durante la etapa inicial de cierre, deben ser tomados a intervalos de tiempo cercanos, más o menos 4 minutos, a fin de obtener valores que permiten identificar los efectos de almacenamiento y/o daño en la boca del pozo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A continuación vamos a describir algunos de los métodos más utilizados en el análisis de pruebas de Restauración de Presión.

A. METODO DE HORNER (7)

Honner considera las siguientes condiciones de límite para un pozo ubicado en el centro de un cilindro:

1. Límite externo infinito
2. Límite exterior cerrado

Se conoce que el principio de superposición puede ser aplicado cuando un pozo se cierra, después de que ha estado produciendo por un tiempo t . El cierre es equivalente a imponer una tasa de flujo negativa al pozo, lo que se indica en la figura 1.2.

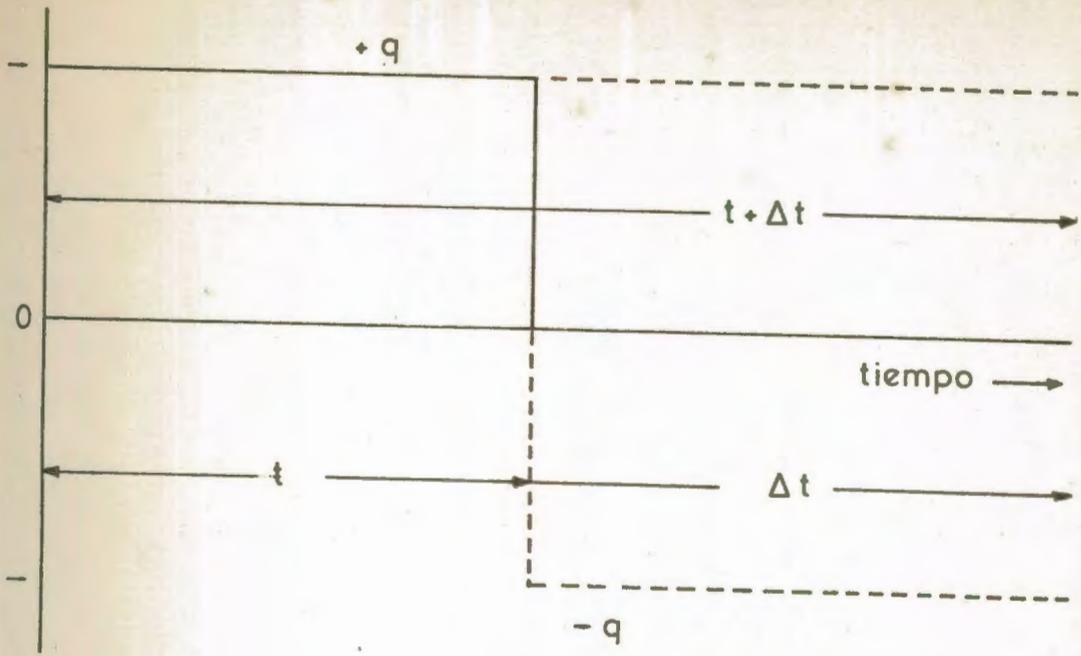
La presión adimensional viene dada por la ecuación:

$$\Delta P_D = P_D (t + \Delta t)_D + P(\Delta t)_D \quad (1.1)$$

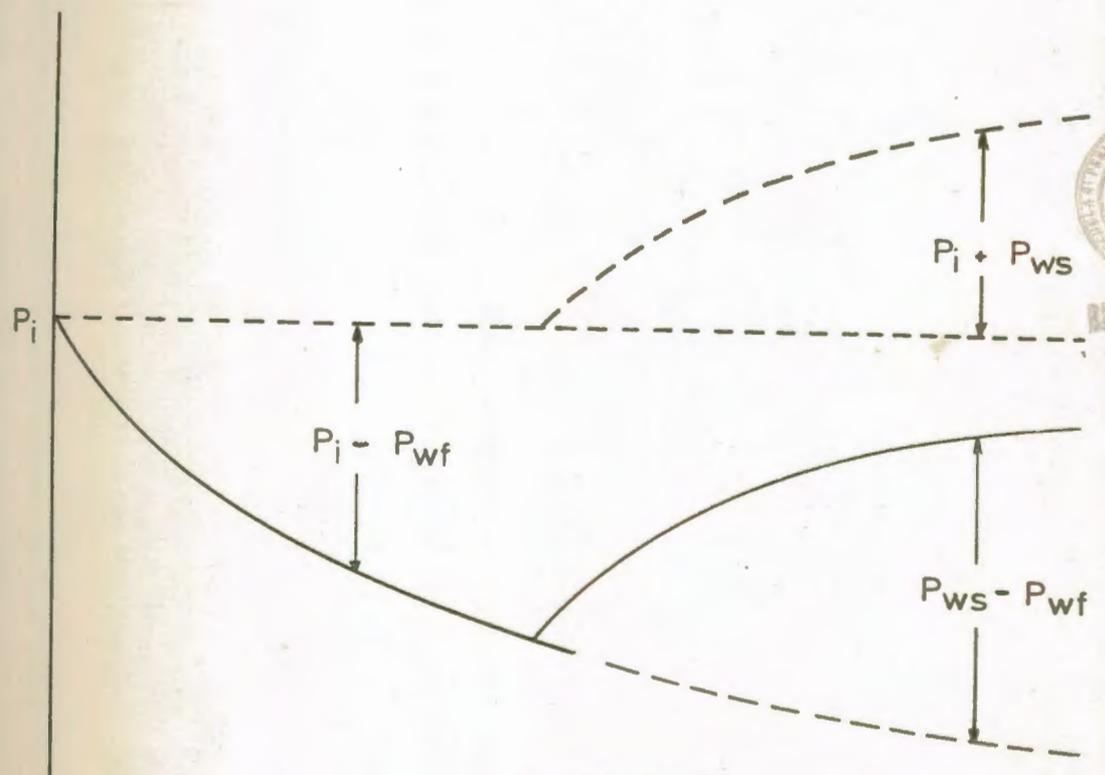
donde

ΔP_D = Es la función de cambio de presión adimensional





RATA DE FLUJO



PRESIONES

FIG. 1.2

P_D = Es la función de presión adimensional

t_D = Es el tiempo adimensional

$(t + \Delta t)_D$ = Es el incremento de tiempo adimensional.

La presión en la boca del pozo está dada por la ecuación:

$$P_{ws} = P_i - 141.2 \frac{q \mu \beta}{Kh} \Delta P_D \quad (1.2)$$

Sustituyendo la ecuación 1.1 a la 1.2.

$$P_{ws} = P_i - 141.2 \frac{q \mu \beta}{Kh} \left| P_D (t + \Delta t)_D + P(\Delta t)_D \right| \quad (1.3)$$

Para un pozo en un medio infinito tenemos:

$$P_D = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.8091) \quad (1.4)$$

Sustituyendo la ecuación 1.4 en la ecuación 1.3 ordenando términos y transformando logaritmo natural a logaritmo base 10, nos da:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q \mu \beta}{Kh} \left| \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right| \quad (1.5)$$

Un gráfico de P_{ws} Vs $\log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right)$ es una línea recta, con pendiente igual a

$$m = 162.6 \frac{q\mu\beta}{Kh} \quad (1.6)$$

El intercepto es P_i . Un gráfico típico se muestra en la fig. 1.3.

De la ecuación 1.6 se puede determinar la capacidad de flujo, que está dado por:

$$Kh = 162.6 \frac{q\mu\beta}{m} \quad (1.7)$$

B. METODO DE VAN EVERDINGEN Y HURST⁽¹⁶⁾

La contribución del efecto de daño y de almacenamiento del pozo a la solución de la ecuación de difusividad, fue realizada separadamente por Van Everdingen y Hurst.

El desarrollo es el siguiente:

Para t y Δt suficientemente grandes de tal forma que los tiempos adimensionales sean:

$$t_D \text{ y } \Delta t_D > 25$$

$$t_D \text{ y } \Delta t_D > (60 + 3.55) C_D$$

donde $C_D =$ Constante de llene adimensional

Podemos escribir:

$$P_D = (t_D, S, C_D) = P_D(t_D) + S \quad (1.8)$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CURVA DE RESTAURACION
METODO DE HORNER

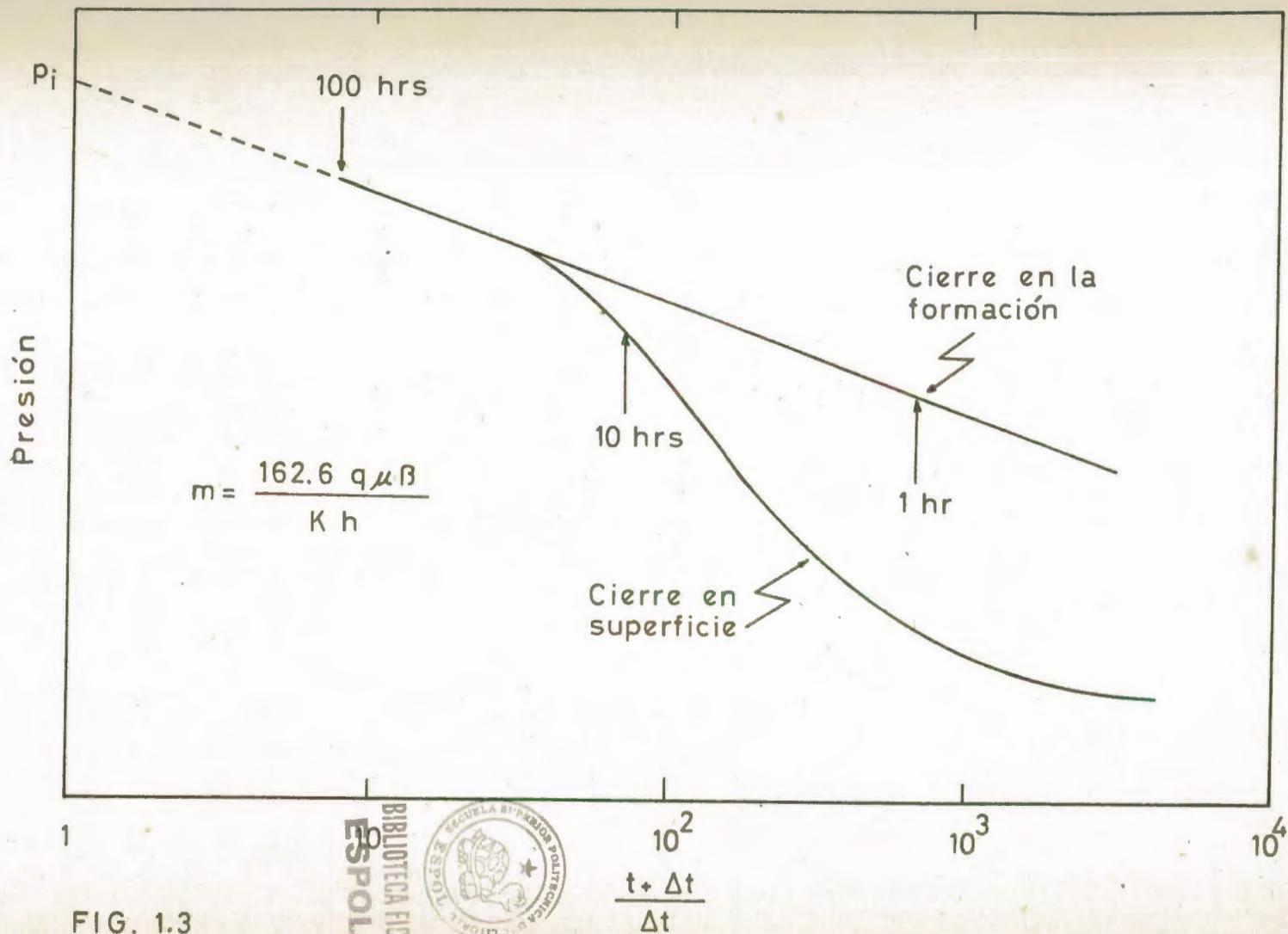


FIG. 1.3



$$Y \quad P_D(t_D) = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.8091) \quad (1.9)$$

Para obtener:

$$P_D(t_D, S, C_D) = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.8091 + 2S) \quad (1.10)$$

Podemos definir también el cambio de presión adimensional:

$$P_D(t_D, S, C_D) = P_D(t_D) + S = \frac{Kh}{141.2 q \mu \beta} (P_i - P_{wf}) \quad (1.11)$$

Para un tiempo de cierre Δt_D , podemos escribir por el principio de superposición:

$$\frac{Kh}{141.2 q \mu \beta} (P_i - P_{ws}) = |P_D(t + \Delta t)_D + S| - |P_D(\Delta t)_D + S|$$

$$\frac{Kh}{141.2 q \mu \beta} (P_i - P_{ws}) = P_D(t + \Delta t)_D - P_D(\Delta t)_D$$

Nótese que el factor de daño desaparece resolviendo por la presión en la boca del pozo, y usando las aproximaciones logarítmicas para P_D , tenemos:

$$P_{ws} = P_i - 141.2 \frac{q \mu \beta}{Kh} \cdot \frac{1}{2} \left| \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right|$$

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q \mu \beta}{Kh} \left(\log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (1.13)$$

Esta ecuación es igual a la de Horner para condiciones de lí-

mite externo infinito.

Para obtener el parámetro S restamos la ecuación (1.12) de la (1.11):

$$\frac{Kh}{141.2 q\mu\beta} (P_{ws} - P_{wf}) = P_D(t_D) + S - P_D(t + \Delta t)_D + P_D(\Delta t)_D \quad (1.14)$$

Para el caso donde $t \gg t_D$, tenemos:

$$P_D(t_D) \approx P_D(t + \Delta t)_D \quad (1.15)$$

Resolviendo para S y usando la aproximación logarítmica natural para $P_D(t_D)$ tenemos:

$$S = \frac{Kh}{141.2 q\mu\beta} (P_{ws}(\Delta t) - P_{wf}) - \frac{1}{2} \left[\ln \Delta t + \frac{\ln K}{\phi \mu c r_w^2} + \ln(0.261E-3) + 0.8091 \right] \quad (1.16)$$

La cual si la convertimos al logaritmo base 10 nos da:

$$S = 1.151 \left| \frac{P_{ws}(\Delta t) - P_{wf}}{m} - \log t - \frac{\log K}{\phi \mu c r_w^2} - \log(0.264E-3) - \frac{0.8091}{2.303} \right| \quad (1.17)$$

Si $P_{ws}(\Delta t)$ es seleccionado a $\Delta t = 1$ hora, como normalmente se hace, de la extrapolación de la línea recta, el término $\log \Delta t$ se elimina y la ecuación toma la siguiente forma:

$$S = 1.151 \left| \frac{P_{ihr} - P_{ws}}{m} - \log \frac{K}{\phi \mu c r_w^2} + 3.23 \right| \quad (1.18)$$

C. METODO DE MILLER DYES Y HUTCHINSON -(MDH)⁽¹¹⁾

En 1950 estos autores publicaron un artículo dando ecuaciones de restauración de presión para un pozo drenando un volumen limitado; es decir de un cilindro ya sea con presión constante en el límite exterior o con límite exterior cerrado. Se basaron en las soluciones presentadas por Muskat en 1937.⁽⁵⁾ Para una presión constante en el límite exterior, la ecuación de Muskat en unidades cegagecimales (C. G.S.) está dada por:

$$\frac{P_e - P_{ws}}{P_e - P_{wf}} = \frac{2}{\ln r_{eD}} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{e^{-X_n^2} \Delta t D_e}{X_n^2 J_1^2(X_n)}$$

donde $r_{eD} = r_e/r_w$

$$X_n = \alpha_n r_e$$

α_n son las raíces de la ecuación de Bessel de orden cero $J_0(\alpha_n r_e) = 0$

P_e = Presión constante a r_e

P_{ws} = Presión de cierre a tiempo t



(1.19)
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

P_{wj} = Presión fluyente de pozo a $\Delta t = 0$

Miller, Dyes y Hutchinson desarrollaron su ecuación de la siguiente forma.

De la ley de Darcy en unidades C.G.S., a $\Delta t = 0$ tenemos:

$$q = \frac{2 \Pi hK (P_e - P_{wf})}{\mu \ln r_{eD}} \quad (1.20)$$

de la cual podemos obtener el valor de P_e

$$P_e = \frac{q \mu \ln r_{eD}}{2 \Pi hK} + P_{wf} \quad (1.21)$$

Sustituyendo P_e en la ecuación (1.19) y dividimos el numerador y denominador por el diferencial de presión entre la fluyente y la estática ($P_{wf} - P_{ws}$), obtenemos la siguiente ecuación:

$$\frac{\frac{q \mu \ln r_{eD}}{2 \Pi hK (P_{wf} - P_{ws})} + 1}{\frac{q \mu \ln r_{eD}}{2 \Pi hK (P_{wf} - P_{ws})}} = \frac{2}{\ln r_{eD}} \sum_1^{\infty} \frac{e^{-X_n^2} \Delta t_{De}}{X_n^2 J_1(X_n)} \quad (1.22)$$

La caída de presión adimensional es:

$$\Delta P_D = \frac{2 \Pi hK}{q \mu} (P_{ws} - P_{wf}) \quad (1.23)$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL
(1.22)

Sustituyendo en la ecuación (1.22) tenemos:

$$\frac{\ln r_{eD}/\Delta P_D + 1}{\ln r_{eD}/\Delta P_D} = 1 - \frac{P_D}{\ln r_{eD}} = \frac{\ln r_{eD} - \Delta P_D}{\ln r_{eD}}$$

$$= \frac{2}{\ln r_{eD}} \sum_i^{\infty} \frac{e^{-x_n^2} \Delta t D e}{x_n^2 J_1^2(x_n)} \quad (1.24)$$

Cancelando el término $\ln r_{eD}$ y resolviendo para P_D tenemos la ecuación:

$$\Delta P_D = \ln r_{eD} - 2 \sum_i^{\infty} \frac{e^{-x_n^2} \Delta t D e}{x_n^2 J_1^2(x_n)} \quad (1.25)$$

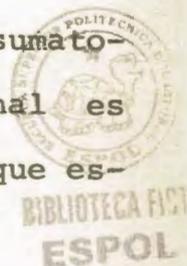
En unidades de campo:

$$\Delta P_D = \frac{Kh}{141.2 q \mu \beta} (P_{ws} - P_{wf}) \quad (1.26)$$

Para un valor grande de t el término de la sumatoria da cero y la caída de presión adimensional es igual a $\ln r_{eD}$ con lo cual podemos decir que estamos en flujo en estado continuo.

De igual manera, para un yacimiento con límite exterior cerrado y el sistema en estado pseudo-continuo, MDH obtienen la ecuación:

$$\Delta P_D = \ln r_{eD} - \frac{3}{4} + \frac{\pi^2}{2} \sum_i^{\infty} \frac{J_1^2(x_n) J_2^2(x_n) e^{-x_n^2} \Delta t D e}{J_1^2(x_n r_{eD}) - J_1^2(x_n)} \quad (1.27)$$



Se resolvieron estas dos ecuaciones numéricamente para $r_{eD} = 4000$ y por medio de un computador análogo para $r_{eD} = 2000, 4000, 8000$, solamente para límite exterior cerrado. Las soluciones se muestran en la fig. 1.4.

MDH notaron que cuando las curvas eran transformadas por el $\ln r_{eD}$ formaron una sola, como se muestra en la fig. 1.5.

Midieron la pendiente del gráfico semilog y obtuvieron un valor de 1.147. Realmente la pendiente de la curva de MDH, se puede escribir

$$\frac{\Delta(\Delta^2 D)}{\Delta(\log \Delta t_D)} = 1.151 = \frac{K_h}{141.2 q\mu\beta} \cdot \Delta(\Delta P_{ws}) / \Delta(\log \Delta t) \quad (1.28)$$

Esta ecuación muestra que un gráfico de P_{ws} vs. $\log t$, debería tener una pendiente:

$$m = 162.6 \frac{q\mu\beta}{K_h} \quad (1.29)$$

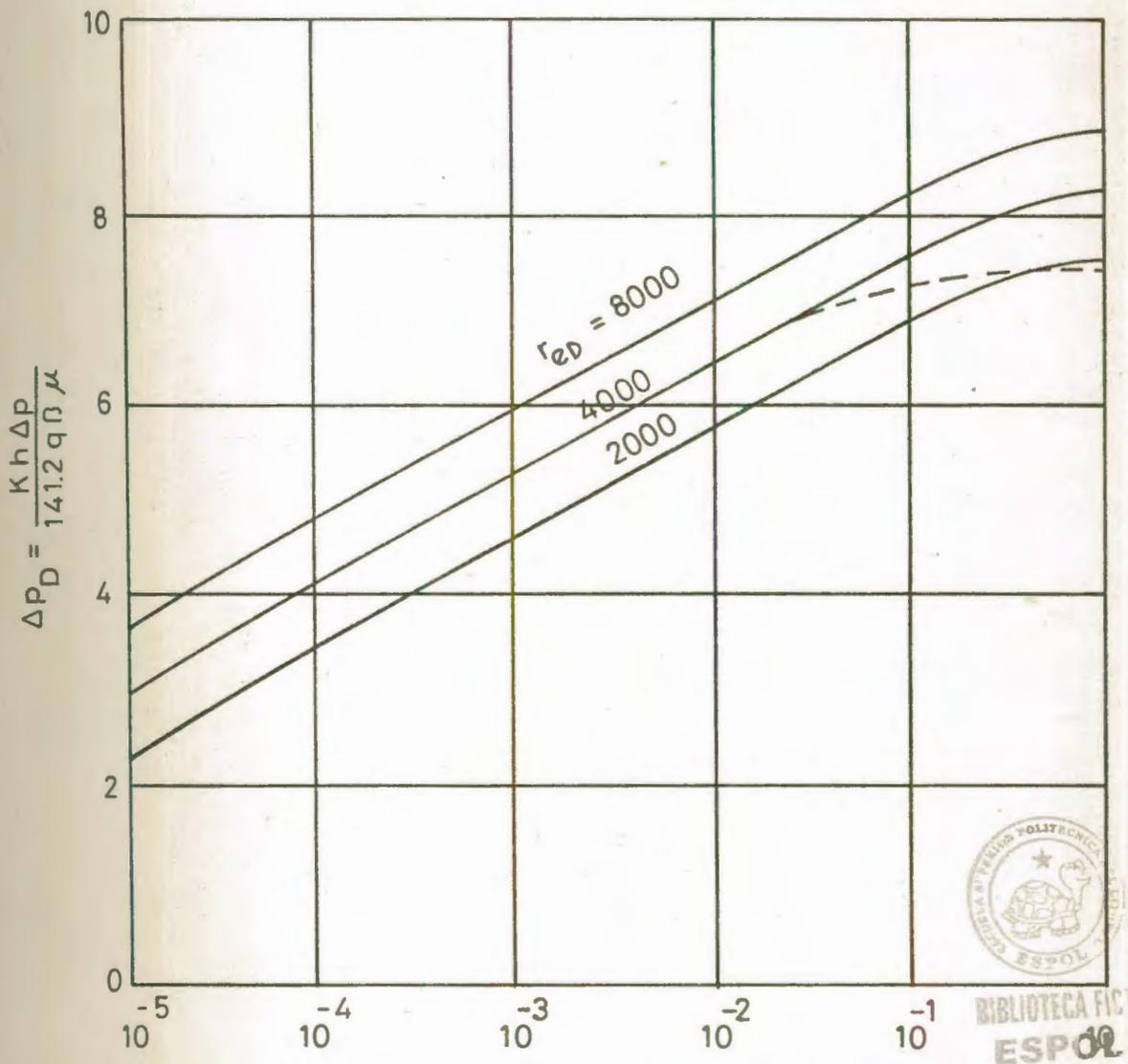
La cual es idéntica a la que se obtiene por el método de Horner.

Una típica curva de restauración de presión por el método de MDH se muestra en la fig. 1.6.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Solución de MDH para la ecuación de restauración



$$t_{D_e} = \frac{0.000264 K t}{\phi \mu c r_e^2}$$

FIG. 1.4

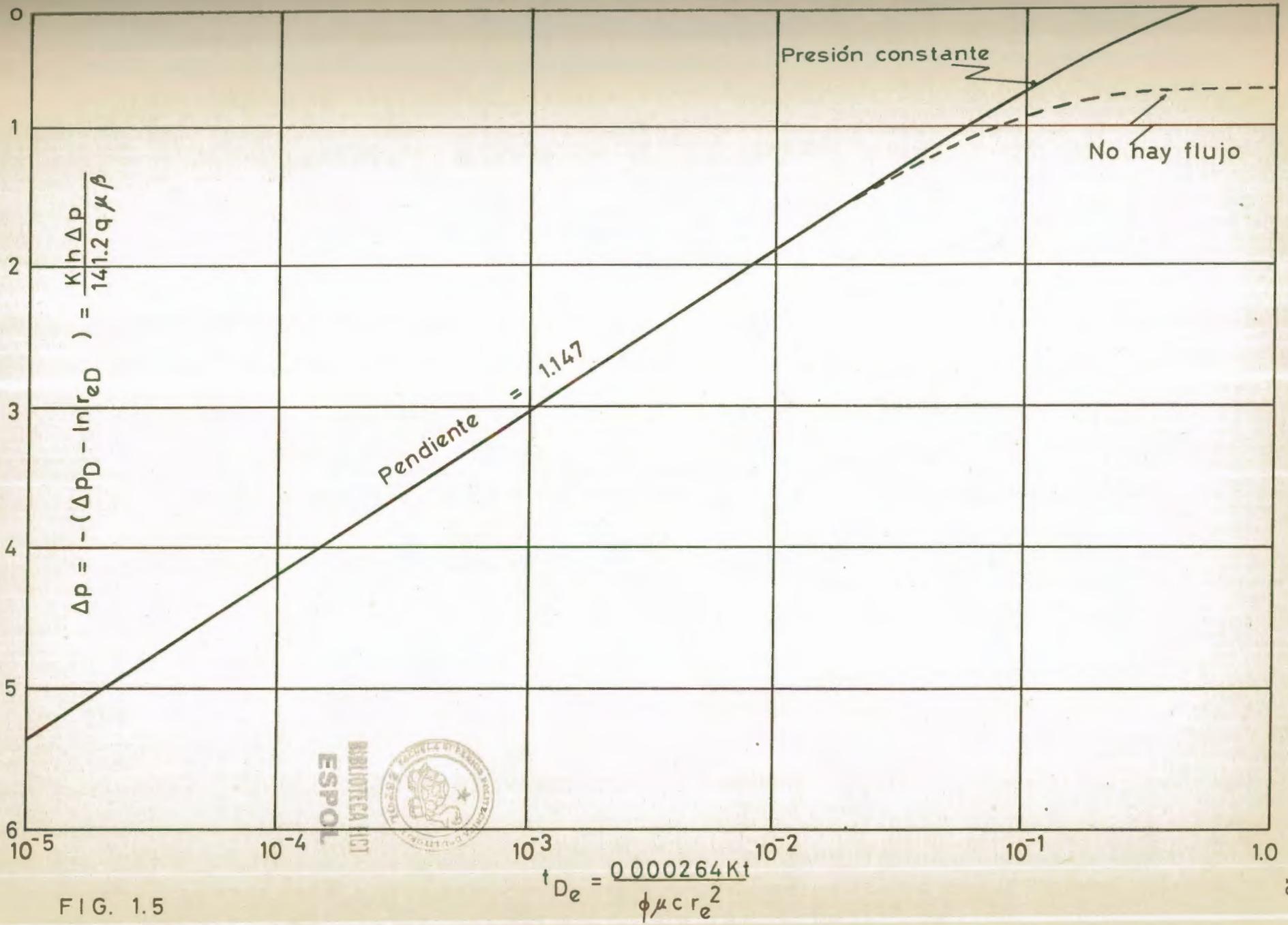


FIG. 1.5



Curva de restauración

Método MDH

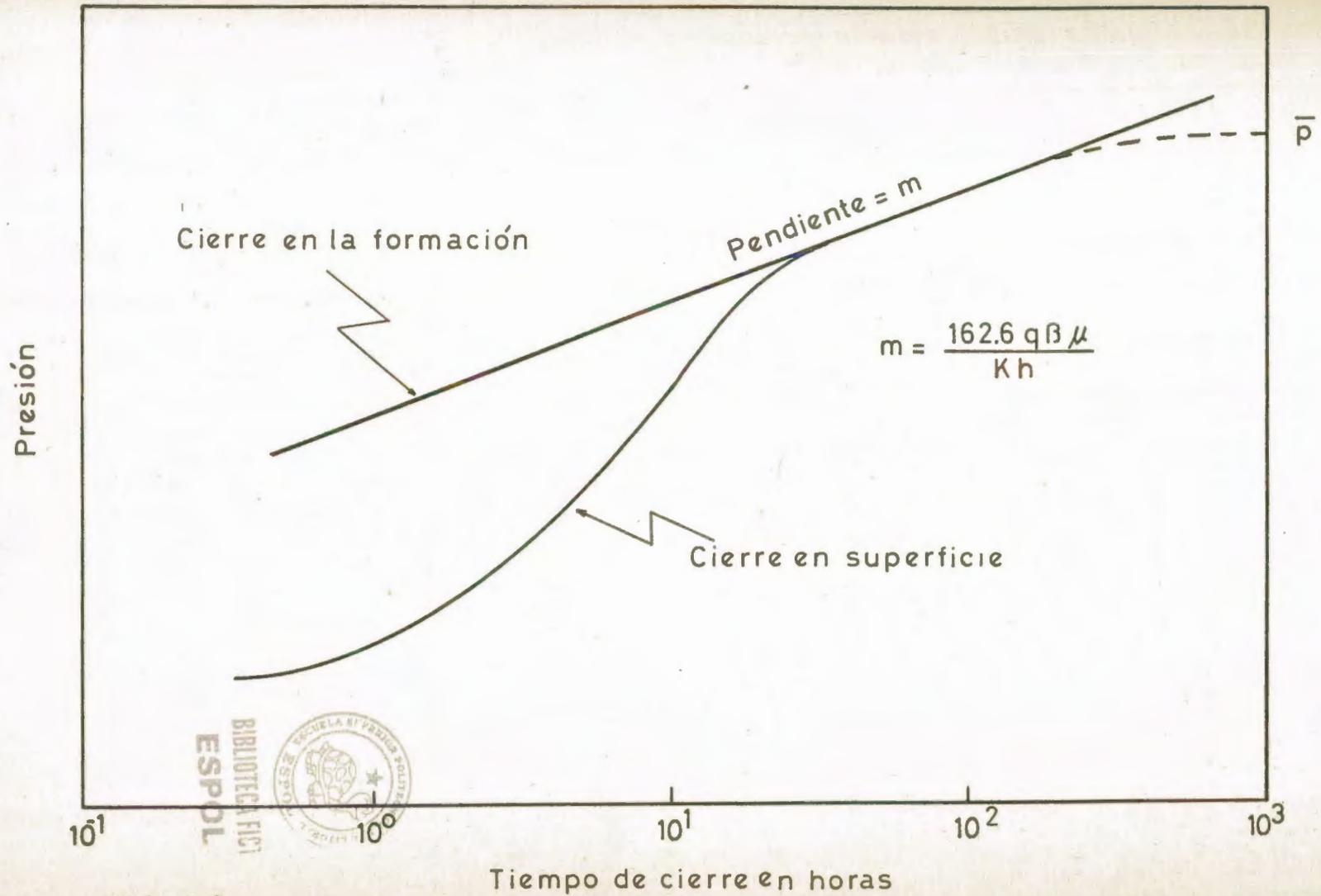


FIG. 1.6



También podemos obtener la presión promedio de la siguiente manera:

A medida que $\Delta t \rightarrow \infty$, el término sumatoria llega a ser cero, de tal modo que para la presión cons
tante en el límite, tenemos:

$$\Delta P_D = \ln r_{eD} \quad (1.30)$$

y para presión en el límite cerrado:

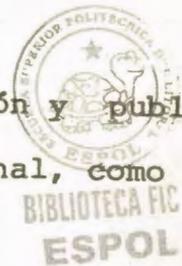
$$\Delta P_D = \ln r_{eD} - 3/4 \quad (1.31)$$

Estas dos ecuaciones simplemente enuncian que para una presión constante en el límite exterior, podría restaurarse la presión en la boca del pozo has
ta el valor de P_e , y para el límite exterior ce
rrado se restaurará hasta $P_e - 3/4$, lo que es igual a P .

Perrini en 1956⁽¹³⁾ tomó esta observación y publicó dos curvas de restauración adimensional, como se muestra en la fig. 1.7:

Una para presión constante en el límite externo y otra para límite exterior cerrado.

Podemos además decir que:



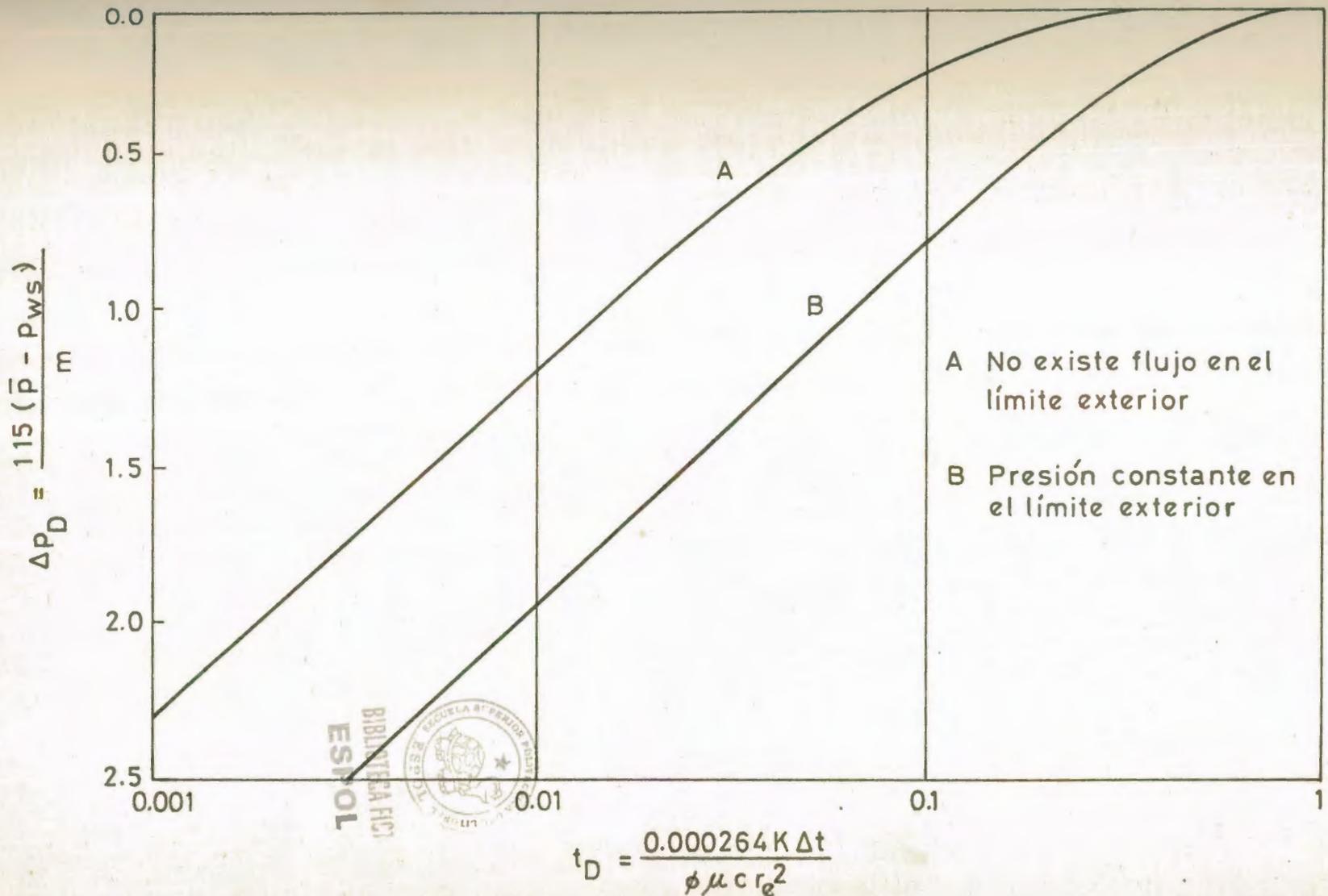


FIG. 1.7 Curvas teóricas de restauración de presión MDH

$$\Delta P_D(\text{MDH}) = \frac{Kh}{141.2 \text{ } \alpha \mu \beta} (P_e - P_{ws}) = \frac{1.151}{m} (P_e - P_{ws}) \quad (1.32)$$

$$\Delta P_D(\text{MDH}) = \frac{K}{141.2 \text{ } \alpha \mu \beta} (\bar{P} - P_{ws}) = \frac{1.151}{m} (\bar{P} - P_{ws}) \quad (1.33)$$

De donde es posible obtener:

$$P_e = P_{ws} + \frac{m \Delta P_D(\text{MDH})}{1.151} \quad (1.34)$$

$$\bar{P} = P_{ws} + \frac{m \Delta \bar{P}_D(\text{MDH})}{1.151} \quad (1.35)$$

Es importante notar que la ecuación (1.34) usada con la curva B de la fig. 1.7, no da la presión promedio, pero si la presión en el límite.

1.2.2. Análisis de pruebas de declinación de presión

Una prueba de declinación de presión es simplemente una serie de medidas de presión en el fondo del pozo, hechas durante un período de flujo a tasa de producción constante. Usualmente el pozo está cerrado, antes de la prueba de flujo, por un período de tiempo suficiente, que permita estabilizar la presión a través de la formación, esto es, que se alcance la presión estática.



El equipo para medir la presión es bajado dentro del pozo y entonces comienza el flujo a una tasa constante.

Las pruebas de declinación de presión pueden durar unas pocas horas o algunos días dependiendo de los objetivos de la prueba. Para aquellos donde no es posible mantener la tasa de producción constante o donde el pozo no estuvo cerrado por un tiempo suficiente para alcanzar la presión estática - antes de la prueba de flujo, se dispone de un método de análisis el mismo que se considera una tasa variable.

Idealmente, una prueba de declinación debe comenzar con presión uniforme en el yacimiento. Entonces pozos nuevos son excelentes candidatos para realizar pruebas de declinación de presión. También, si un pozo ha estado cerrado por alguna razón tal como: reacondicionamiento de pozos, recompletación, y si las consideraciones económicas impiden un cerramiento adicional del pozo para una prueba de restauración de presión, entonces la alternativa será realizar una prueba de declinación de presión.



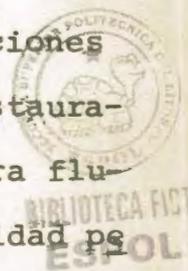
Otra razón para considerar pruebas de declinación es en pozos donde hay incertidumbre sobre la interpretación de la restauración de presión. En este caso, una prueba de restauración de presión seguida por una declinación, ofrecen datos de presión que pueden ser usados para un análisis comparativo.

Generalmente pruebas cortas de declinación de presión son simplemente una alternativa a la restauración de presión. Sin embargo, pruebas prolongadas de declinación (pruebas de límite del yacimiento) brindan buenos estimados del volumen del yacimiento y en algunos casos pueden ser corridas principalmente con este propósito.

Las técnicas de análisis para pruebas de declinación de presión se basan en las mismas relaciones de flujo, que gobiernan las técnicas de restauración de presión, esto es, las soluciones para flujo radial, de un solo fluido de compresibilidad pequeña y constante.

En el análisis de pruebas de declinación de presión podemos considerar dos puntos importantes que son:

- a) Sistema infinito para período transiente
- b) Prueba de límite del yacimiento.



A) SISTEMA INFINITO PARA PERIODO TRANSIENTE

Para un período de tiempo después de que el efecto de almacenamiento de la boca del pozo ha finalizado y cuando el tiempo adimensional es mayor que 25, podemos escribir:

$$P_D(t_{D1}, S) = P_D(t_D) + S \quad (1.36)$$

donde:

$$P_D(t_D) = 1/2 (\ln t_D + 0.8091) \quad (1.37)$$

Si combinamos la ecuación (1.36) y la ecuación (1.37) tenemos las ecuaciones

$$P_D(t_D, S) = \frac{1}{2} (\ln t_D + 6.8091 + 2S) \quad (1.38)$$

y también

$$P_i - P_{wf} = 141.2 \frac{q \mu \beta}{Kh} P_D(t_D) \quad (1.39)$$

Combinando las ecuaciones (1.38) y (1.39)

$$P_i - P_{wf} = 70.6 \frac{q \mu \beta}{Kh} (\ln t_D + 0.8091 + 2S) \quad (1.40)$$

Por otra parte:

$$\ln t_D = 2.303 \left| \log 0.264E-3 + \log \frac{Kt}{\phi \mu c r_w^2} \right| \quad (1.41)$$

Si sustituimos por $\ln t_D$:



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

$$P_i - P_{wf} = 70.6 * 2.303 \left| \frac{q \mu \beta}{Kh} \log \frac{Kt}{\phi \mu c r w^2} - 3.58 \right. \\ \left. + \frac{0.8091}{2.303} + \frac{2S}{2.303} \right| \quad (1.42)$$

$$= 162.6 \frac{q \mu \beta}{Kh} \left| \log \frac{Kt}{\phi \mu c r w^2} - 3.23 + 0.87S \right| \quad (1.43)$$

Una gráfica de P_{wf} vs. $\log t$ es una línea recta de pendiente

$$m = 162.6 \frac{q \mu \beta}{Kh} \quad (\text{psi/ciclo}) \quad (1.44)$$

Como se muestra en la figura 1.8

De donde:

$$Kh = 162.6 \frac{q \mu \beta}{m} \quad (1.45)$$

El factor de daño puede ser determinado extrapolando la línea recta al tiempo de una hora, y sustituyendo en la ecuación (1.44) la presión extrapolada P_{1hr} y el tiempo de 1 hr. Entonces dicha ecuación se resuelve para S obteniéndose:

$$S = 1.15 \left| \frac{P_i - P_{1hr}}{m} - \log \frac{K}{\phi \mu c r w^2} + 3.23 \right| \quad (1.46)$$



ESPOL

Curva de caída de presión

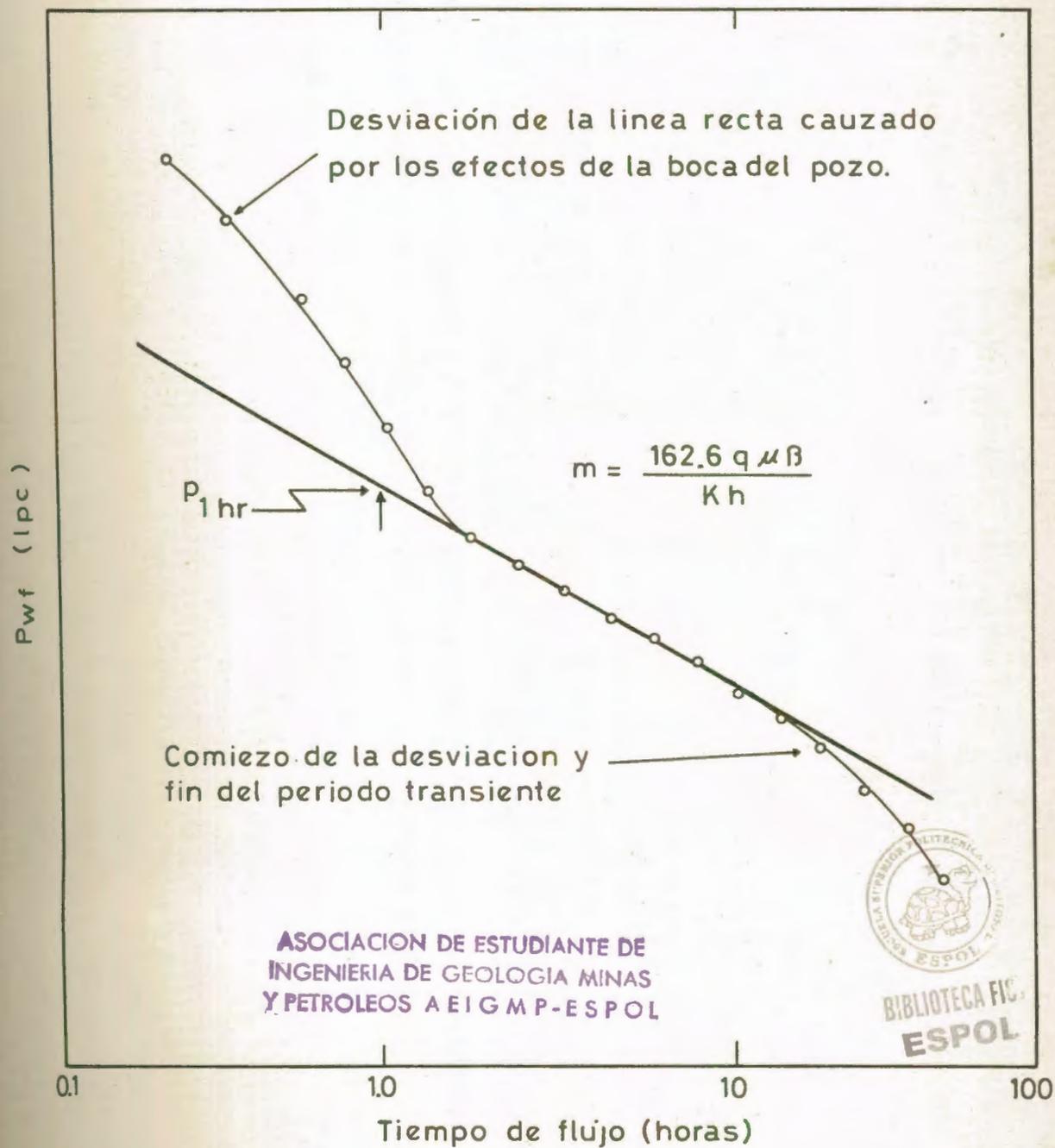


FIG. 1.8

B. PRUEBA DE LIMITE DEL YACIMIENTO

El principal propósito de correr una prueba de declinación, es para determinar el límite del yacimiento o el volumen poroso de hidrocarburos que tenga el pozo, Este valor es muy útil para los ingenieros de yacimiento.

Podemos usar dos aproximaciones para derivar las ecuaciones. Una es la ecuación de balance de materiales y la otra es una aproximación matemática usando las ecuaciones de declinación de presión.

En el método de Balance de Materiales aplicado a un campo de petróleo, podemos empezar con la ecuación para un yacimiento bajo saturado, sin entrada de agua.

$$N\beta_{oi} C_e (P_i - \bar{P}) = N_p \beta_o \quad (1.47)$$

Donde N = petróleo en el lugar Bbl

β_{oi} = factor volumétrico inicial de la formación.

C_e = compresibilidad efectiva del fluido

N_p = petróleo producido acumulado, Bbls

β_o = factor volumétrico de la formación a una presión promedio.



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

Diferenciando ambos lados de la ecuación (1.47) con respecto al tiempo tenemos:

$$N \beta_{oi} C_e \frac{d\bar{P}}{dt} = \beta_o \frac{dN_p}{dt} \quad (1.48)$$

Para estados pseudo-continuo

$$\frac{d\bar{p}}{dt} = \frac{d P_w}{dt} \quad (1.49)$$

También

$$q = \frac{dN_p}{dt} \quad (1.50)$$

$$\beta_o \approx \beta_{oi} \quad (1.51)$$

Sustituyendo en la ecuación (1.48)

$$- N C_e \frac{dP_w}{dt} = q \quad (1.52)$$

Reordenando términos tenemos:

$$Y \left(- \frac{dP_w}{dt} \right) / q = 1 / N C_e$$

Los términos del lado izquierdo son definidos por Park Jones⁽¹²⁾ como Y, la que tiene unidades de Psi/bbl.

$$\text{Si hacemos: } Y = - \frac{d P_w}{dt} / q \quad (1.54)$$

$$\text{Podemos obtener: } N = 1 / Y C_e \quad (1.55)$$



Esto dice que el petróleo en el lugar contenido por el pozo es igual al recíproco del producto del valor de Y y la compresibilidad del fluido.

Podemos hacer lo mismo para un pozo de gas, empezando con la ecuación de Balance de Materiales.

$$G = \frac{G_p \beta_g}{\beta_g - \beta_{gi}} \quad (1.56)$$

y la relación:

$$C_g = \frac{1}{\beta_g} \frac{\Delta \beta_g}{\Delta P} \quad (1.57)$$

Haciendo el mismo análisis anterior podemos llegar a la ecuación:

$$G = 1/YC_g \quad (1.58)$$

Para usar las ecuaciones (1.55) y (1.58), deberíamos conocer como varía Y con el tiempo. Con ese fin podemos seguir una aproximación matemática, usando las ecuaciones de caída de presión para límite exterior infinito y para límite exterior cerrado.

Para límite exterior infinito, la ecuación de caída de presión es:

$$(P_i - P_{wf}) = 70.6 \frac{q \mu \beta}{Kh} \left| \ln t_D + 0.8091 + 2S \right| \quad (1.59)$$

Diferenciandola con respecto al tiempo y dividiéndola para q:

$$- \frac{dP_{wf}}{dt} / q = \left| \frac{70.6 \mu \beta}{Kh} \right| \frac{1}{t} = Y \quad (1.60)$$

Esta ecuación dice que un gráfico de Log Y vs. log t, es una línea recta de pendiente -1, siempre y cuando los efectos de límite no sean sentidos.

Debido a que estamos interesados en determinar cuando los efectos del límite son sentidos en la boca del pozo, debemos analizar la ecuación de estado pseudo-continuo, la misma que es:

$$(P_i - P_{wf}) = \frac{q \beta_o t}{\pi \phi c_t h r_e^2} + \frac{q \mu \beta}{2 \pi h K} \left| \ln r_{ed} - \frac{3}{4} + S \right| \quad (1.61)$$

Si diferenciamos nuevamente con respecto al tiempo dividiendo para q, nos da:

$$- \frac{dP_w}{dt} / q = \frac{\beta_o}{\pi \phi c_t h r_e^2} = Y \quad (1.62)$$

El término de la derecha es una constante y fue definida como la función Ys por Park Jones⁽⁷⁾.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$Y_S = \frac{\beta_0}{\Pi \phi c_t h r_e^2} \quad (1.63)$$

El término compresibilidad total se lo define -
por:

$$C_t = S_0 C_e \quad (1.64)$$

y el aceite en el lugar está dado por:

$$N = \frac{S_0 \phi h \Pi r_e^2}{\beta_0} \quad (1.65)$$

Si sustituimos la compresibilidad total y N tene-
mos:

$$Y_S = \frac{1}{N C_e} \quad (1.66)$$

$$N = \frac{1}{Y_S C_e} \quad (1.67)$$

como se muestra en la fig. 1.9 al graficar $\log t$
vs. $\log Y$.



1.2.3. Pruebas de Tasas Múltiples

A. INTRODUCCION

Los métodos de análisis hasta aquí desarrolla-
dos se han basado en la asunción de que la ta-
sa de producción es constante. En algunos ca-
sos, ~~sin~~ embargo, la tasa variará con el tiem-

Función de Park Jones

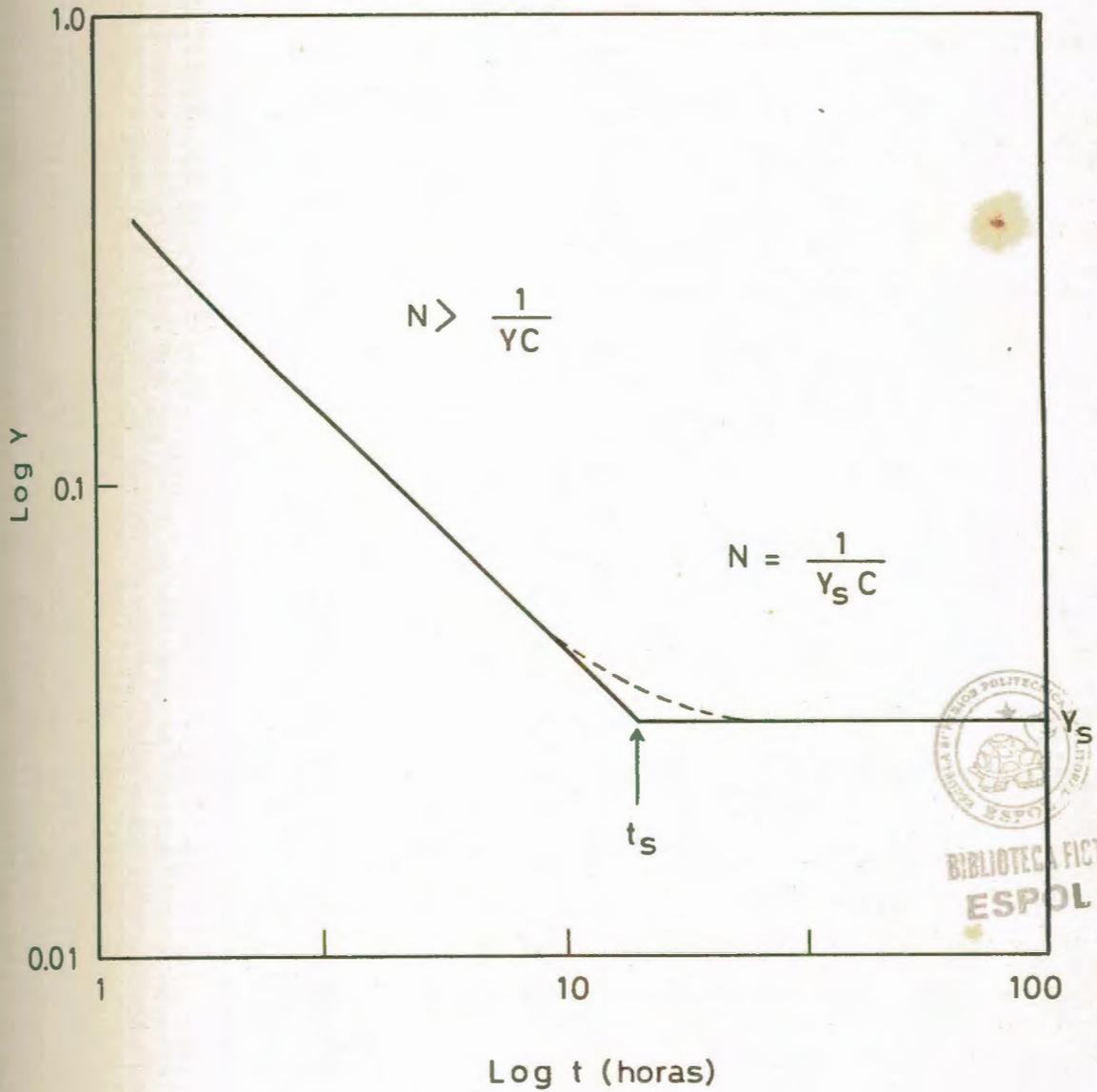


FIG. 1.9

po. En otros casos regulaciones de estados requieren pruebas de flujos hechas con una serie de diferentes tasas.

Pruebas de tasas múltiples manejan todas estas situaciones y son particularmente útiles en el caso de un pozo fluyente, que produce a una tasa constante, donde no es operacional o económicamente factible cerrar el pozo para una restauración de presión o para permitir que la presión se estabilice antes de una prueba de declinación de presión. En estos casos datos confiables de presión generalmente pueden ser obtenidos, midiendo la respuesta en presión causada por un cambio en la tasa de flujo. El análisis de estos datos por los métodos de interpretación de tasas múltiples, ofrecen para estimar el producto KH, el factor de daño y la presión del yacimiento.

Como en cualquier caso, donde el método de análisis de presión se basa en medidas obtenidas mientras el pozo está produciendo, hay que tener cuidado para lograr buenas mediciones de tasas de producción y de la presión. Se debe ~~tomar~~ en cuenta que la obtención de las tasas



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

de producción estabilizadas es más crítica en el caso de pruebas de tasas múltiples, que en una común caída de presión a tasa constante.

Los métodos de tasas múltiples son aplicables tanto a pozos de gas como a pozos de petróleo. El objetivo es determinar K , S y la presión del yacimiento.

Así como en el caso de una prueba de restauración de presión, el principio de superposición es aplicado para tantas tasas como pueden ser usadas en la prueba múltiple.

El valor de una prueba de tasa múltiple es solamente tan bueno como lo sean los datos. Las tasas tienen que ser medidas cuidadosamente por la dificultad en mantenerlas constantes durante el período de la prueba. Los cambios de tasa son significantes cuando están alrededor del $\pm 50\%$ en vez del 10 al 20%.

Hay tres ventajas que una prueba de tasa múltiple tiene sobre una prueba común de cierre.

1. No requiere corte de producción, por lo tanto la pérdida económicamente es mínima.
2. El almacenamiento en la boca del pozo es un



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PETRÓLEO
ESPOL

problema menor, debido a que raramente no du
ra más que unas pocas horas.

3. La prueba por lo general, puede ser de corta
duración.

B. ECUACIONES PARA EL CASO GENERAL

Comenzaremos simplificando la ecuación básica
de flujo para un yacimiento con límite exterior
infinito. Tenemos:

$$P_D(S_1 t_D) = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.8091 + 2S) \quad (1.68)$$

y

$$(P_i - P_{wf}) = \frac{141.2 q \mu \beta}{K h} P_D(t_D, S) \quad (1.69)$$

Convirtiendo a logaritmo de base 10 la ecuación
y separando terminos:

$$P_D(t_D, S) = 1.151 \left| \log t + \log \frac{K}{\phi \mu c r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right| \quad (1.70)$$

$$\bar{S} = \log = \frac{K}{\phi \mu c r_w^2} - 3.23 + 0.87S \quad (1.71)$$

Esto da:

$$P_i - P_{wf} = 162.6 \frac{q \mu \beta}{K h} (\log t + \bar{S}) \quad (1.72)$$



Se debe notar que \bar{S} permanece fija, es decir no varía con el tiempo o con la tasa.

La variación de la tasa con respecto al tiempo, fig. 1.10, puede ser descrita de la siguiente manera:

Para un período $n = 1$ $q = q_1$ $0 < t < t_1$

para un período $n = 2$ $q = q_2$ $t_1 < t < t_2$

para un período $n = 3$ $q = q_3$ $t_2 < t < t_3$

y así sucesivamente hasta un período $n = n$ tenemos:

$$q = q_n \quad t_{n-1} < t$$

Nótese que esto significa que la tasa cambia de q_1 a q_2 en un tiempo t_1 .

La caída de presión durante el primer período de tiempo de acuerdo a la ecuación 1.72 es:

$$(P_i - P_{wf})_1 = 162.6 \frac{q_1 \mu \beta}{Kh} (\log t + \bar{S}) \quad (1.73)$$

La caída de presión durante el segundo período de tiempo, causado por el cambio de tasa de q_1 a q_2 , está dado por:

$$(P_i - P_{wf})_2 = 162.6 \frac{(q_2 - q_1) \mu \beta}{Kh} |\log(t + t_1) + \bar{S}| \quad (1.74)$$

PRUEBA DE TASA MULTIPLE

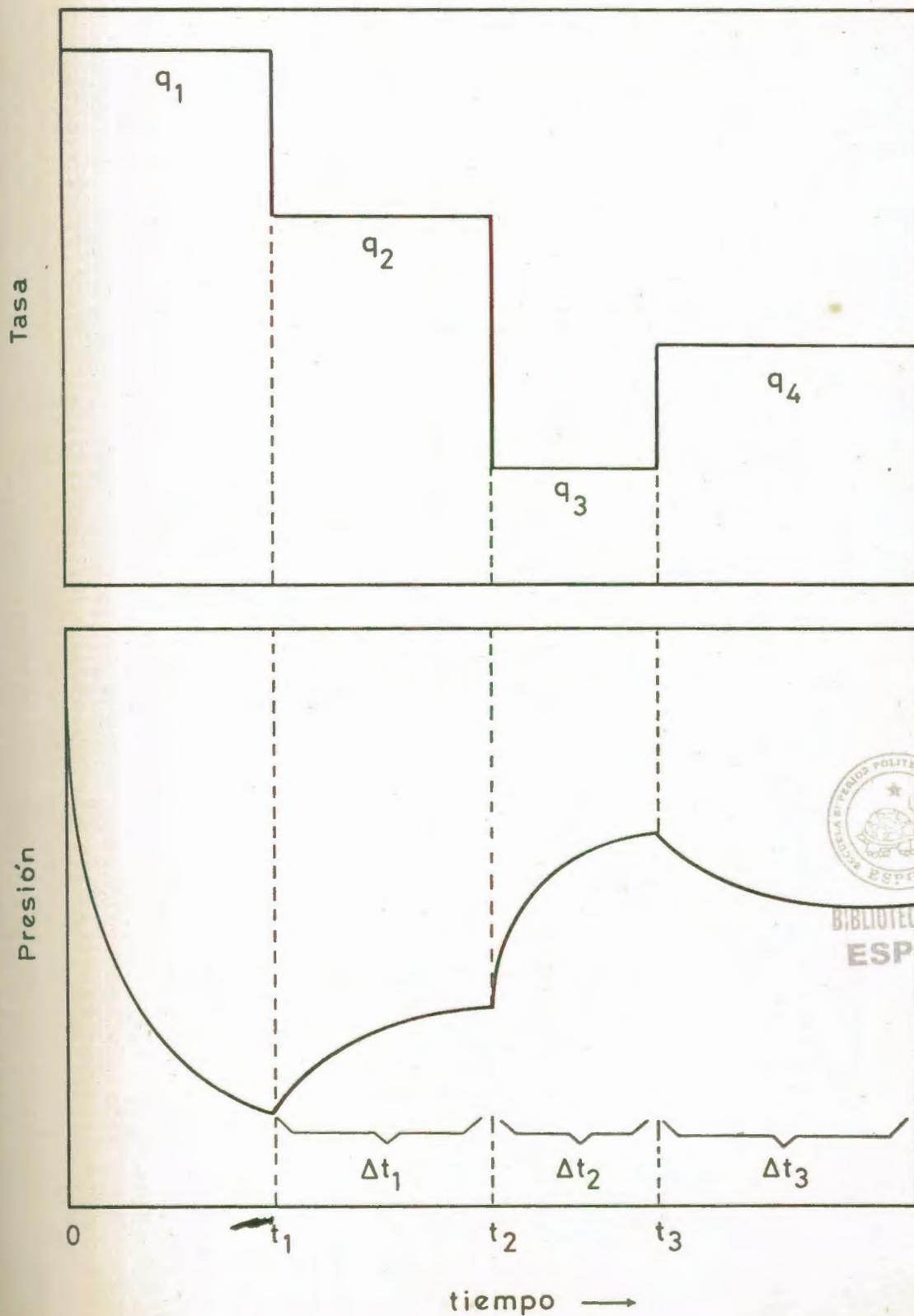


FIG. 1.10

Podemos hacer lo mismo para todos los cambios sucesivos de tasa hasta el último período, para lo cual podemos escribir:

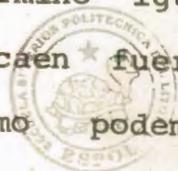
$$(P_i - P_{wf})_n = \frac{162.6 (q_n - q_{n-1})}{K_h} \mu\beta \left| \log(t - t_{n-1}) + \bar{s} \right| \quad (1.75)$$

El cambio de presión causado por todos los cambios de tasas, de acuerdo al principio de superposición, es la suma de todas las ecuaciones:

$$\begin{aligned} P_i - P_{wf} = & 162.6 \frac{q_1 \mu\beta}{K_h} \left| \log + \bar{s} \right| \\ & + 162.6 \frac{(q_2 - q_1) \mu\beta}{K_h} \left| \log(t - t_1) + \bar{s} \right| \\ & \dots + 162.6 \frac{(q_n - q_{n-1}) \mu\beta}{K_h} \left| \log(t - t_{n-1}) + \bar{s} \right| \quad (1.76) \end{aligned}$$

Nótese que cada término tiene un término igual a $-q_{n-1}$, en el cual todos los $q \bar{s}$ caen fuera, excepto el último término. Así mismo podemos escribir:

$$\begin{aligned} P_i - P_{wf} = & 162.6 \frac{\mu\beta}{K_h} q_1 \log t \\ & + (q_2 - q_1) \log(t - t_1) \\ & + (q_3 - q_2) \log(t - t_2) \\ & + (q_n - q_{n-1}) \log(t - t_{n-1}) \\ & + \frac{162.6 \mu\beta q_n \bar{s}}{K_h} \quad (1.77) \end{aligned}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Si dividimos para q_n obtenemos:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} = 162.6 \frac{\mu\beta}{Kh} \sum_{i=1}^n \frac{\Delta q_i}{q_n} \left| \log(t - t_{i-1}) \right| + \frac{162.6 \mu\beta \bar{S}}{Kh} \quad (1.78)$$

Podemos ver que si graficamos $(P_i - P_{wf})/q_n$ vs. el término sumatoria, obtenemos una línea recta de pendiente igual a

$$m' = 162.6 \frac{\mu\beta}{Kh} \quad (1.79)$$

y un intercepto de:

$$b' = m' q_n \bar{S} \quad (1.80)$$

El factor de daño es:

$$S = 1.151 \left| \frac{b'}{m' q_n} - \log \frac{K}{\phi \mu c r_w^2} + 3.23 \right| \quad (1.81)$$

Para este método, uno debe tener un valor de P_i el cual a menudo no es conocido. Esto tiene la ventaja que si están disponibles datos de presión para varias tasas los puntos deben caer en una sola línea recta.

1.2.4. Prueba del "Drill Steam Test" (DST)

La medición y el análisis del comportamiento de presión en la prueba de "Drill Steam Test",

(DST) dan al ingeniero medios prácticos y económicos para estimar importantes parámetros de la formación, antes de la completación del pozo.

Una corrida e interpretación apropiada del DST, da más información disponible por cada dólar gastado, que cualquier otra herramienta de evaluación. Pero las condiciones del pozo no siempre permiten el uso del DST como una herramienta de evaluación. Sin embargo en aquellos casos sujetos a esta técnica, la información obtenida sobre el fluido de producción y la presión son muchas veces invaluableles. A menudo los únicos buenos estimados de la presión inicial del yacimiento son obtenidos por DST, corrido en los primeros pozos. Utilizando algunos de los métodos de análisis de presión de que se dispone, el producto KH y el factor de daño(S) pueden ser estimados y usados para ayudar a planificar tratamientos efectivos de pozos.

Esencialmente un DST es una completación temporal del pozo efectuado para propósitos de muestrear el fluido de formación y establecer la probabilidad de producción comercial.

A. COMPORTAMIENTO DE LA PRESION EN EL DST

Una prueba de DST es efectuada bajando dentro del pozo, como parte de la tubería de perforación, un arreglo de empacaduras y válvulas actuadas desde superficie. Las empacaduras son usadas para aislar el lodo en el espacio anular del intervalo a ser probado, y las válvulas permiten que los fluidos de formación fluyan dentro de la tubería de perforación. Cerrando las válvulas se puede lograr una restauración de presión, obteniéndose un registro de la secuencia: entrada y cierre de flujo. La figura 1.11 es un diagrama esquemático de una herramienta DST.

El esquema de un registro de presión por DST se muestra en la figura 1.12, el mismo que vamos a describir a continuación.

En la sección A se puede ver el incremento en la presión hidrostática del lodo, a medida que la herramienta es bajada dentro del pozo.

Cuando la herramienta llega al fondo, se obtiene la máxima presión de la columna. El

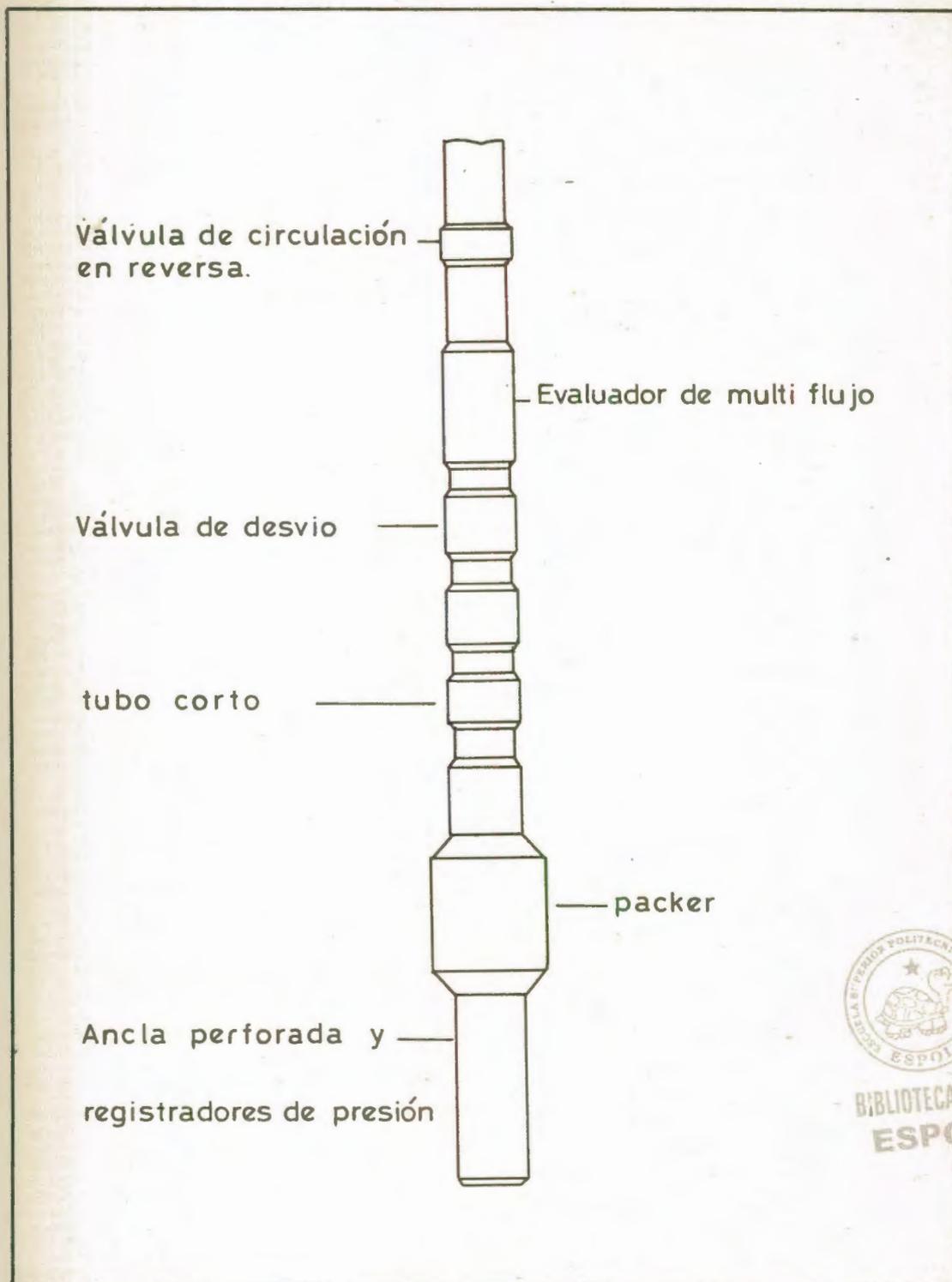


FIG. 1.11 Diagrama de la herramienta DST

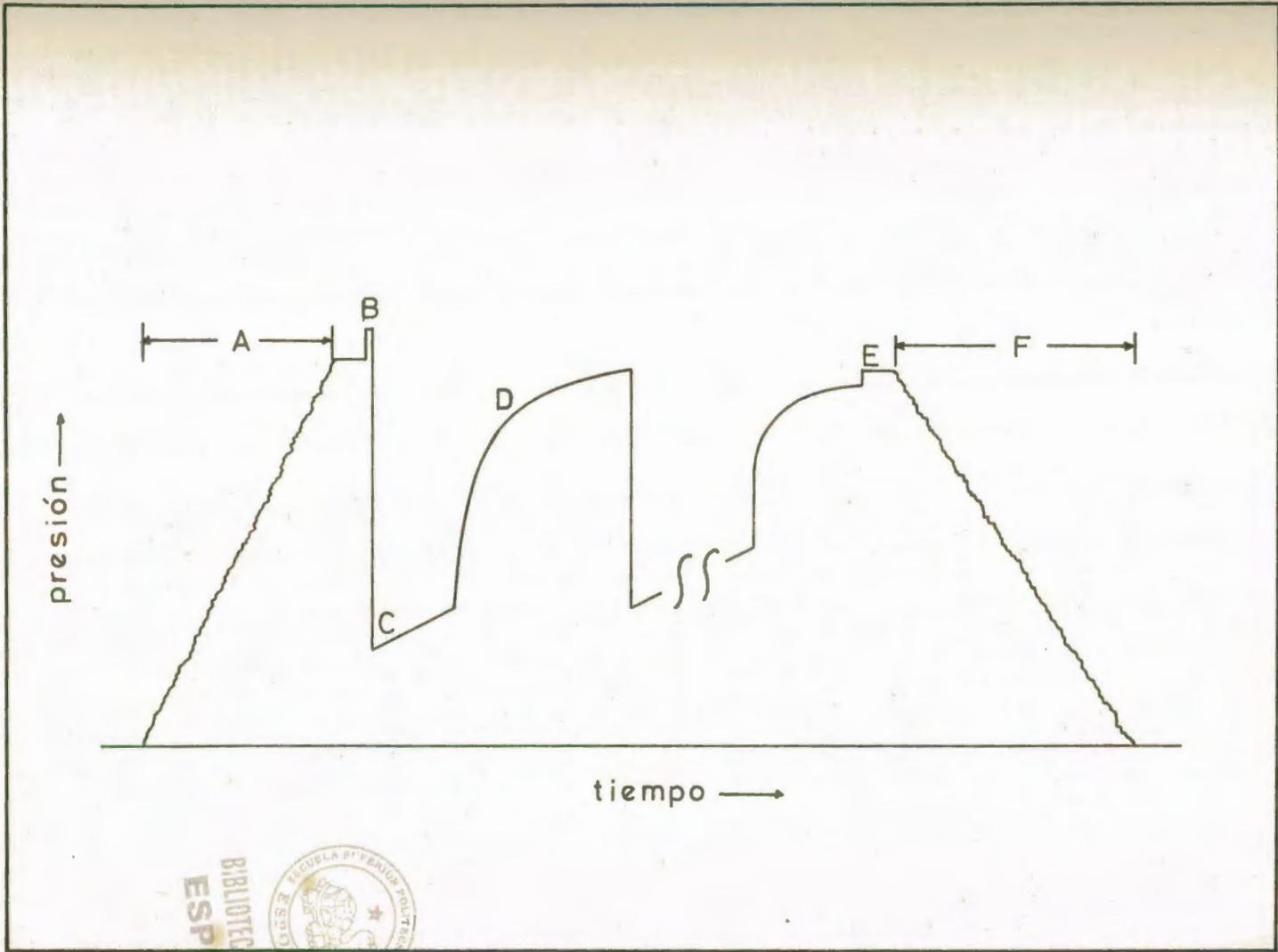


FIG. 1.12 Diagrama de presión de un DST

asentamiento de las empaaduras causan compresión del lodo en el espacio anular en el intervalo de prueba y el correspondiente incremento de presión, señalado por el punto B. Cuando la herramienta de prueba se abre, ocurre influjo desde la formación, y el comportamiento de presión es como se muestra en C. Después de que la herramienta de prueba se cierra, resulta un período de restauración de presión, señalado por D. el primer período de flujo y de cierres usualmente es seguido por un subsiguiente período de flujo y de restauración de presión, como se ve en la figura. Finalmente, la prueba finaliza y las empaaduras son desasentadas, cuando un retorno de la presión a la hidrostática del lodo, punto E. Entonces la herramienta se saca del hueco.

El fluido recobrado de la prueba puede ser estimado de los contenidos de la tubería de perforación o de la cantidad recobrada en superficie, si se obtuvo una prueba de DST fluyente.

El método de una prueba de doble cierre es



el procedimiento más común en uso. Los eventos involucrados son mencionados como períodos iniciales de flujo y de cierre, y el período de flujo inicial usualmente dura un tiempo de 5 a 10 minutos y su principal propósito es permitir la igualación a través de la presión estática del yacimiento del fluido en la zona invadida, por filtrado cercano a la boca del pozo.

Tanto la presión estática de la columna de lodo como el asentamiento de las empacaduras, causan que el filtrado de lodo sea forzado en la formación. El breve período inicial de flujo es diseñado para remediar esta condición de sobre presión y restaurar la formación a un estado cercano al original. El período inicial de flujo es seguido por un período inicial de cierre, cuya duración es de 30 a 60 minutos.

Esta secuencia de flujo y cierre iniciales, permite que se haga un buen estimado de la presión estática del yacimiento. Al comienzo del segundo período de flujo, la formación se ha restaurado bastante a las condi-

ciones iniciales y se puede obtener el comportamiento natural de flujo de la zona de prueba. Este segundo período de flujo generalmente es de 30 minutos a dos horas o más.

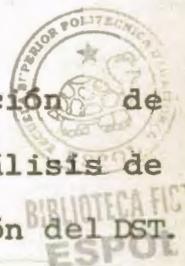
El cierre final para la restauración de presión es por lo general ligeramente más grande que, o al menos igual a, el segundo período de flujo. Es común en yacimientos de baja permeabilidad, emplear períodos finales de restauración aún mayores para obtener datos de presión de restauración que se puedan interpretar.

B. USO DE LA TEORIA DE RESTURACION DE PRESION EN LOS DATOS DEL DST

La teoría del análisis de restauración de presión, tiene aplicación en el análisis de los datos de restauración de presión del DST.

Las asunciones básicas de la teoría de restauración de presión como:

- Flujo radial
- Yacimiento infinito
- Un fluido incompresible



Se adaptan bien a las condiciones del DST.

En una prueba fluyente de DST, la sanción - de una tasa de producción constante algunas veces se cumple. Sin embargo en una prueba de recobro de líquido no fluyente, la tasa de flujo usualmente disminuye a través del período de flujo.

Dolan y colaboradores han mostrado que cuando la diferencia en las tasas de producción inicial y final en el período de flujo, antes de la restauración de presión no es crítica, se puede usar la tasa promedio de producción como una buena aproximación en el análisis de restauración de presión.

Especialmente esto es verdad si el cambio de la tasa de producción es constante con el tiempo. Frecuentemente este es el caso en pruebas no fluyentes de recobro de líquido.



La tasa promedio de producción es determinada, dividiendo el fluido recobrado por la longitud del período de flujo.

La presión estática de la formación es esti

mada de la extrapolación del gráfico:

$$P_{ws} \text{ vs } \log |(t + \Delta t)/\Delta t|$$

donde

Δt = es el tiempo de cierre

t = es el tiempo de flujo antes del cierre.

La forma de las curvas de restauración de presión para un típico caso de campo se muestra en la fig.(1.13).

Si el período de flujo inicial fue suficiente para aliviar los efectos de la compresión del lodo y permitir que la formación saque la mayor parte de la invasión del filtrado. La restauración inicial debe extrapolarse hasta la verdadera presión estática de la formación de lo contrario, puede resultar un valor muy alto.

El valor de la presión extrapolada de la segunda curva de restauración debe ser bastante cercana a la de la restauración inicial. Si resulta ser apreciablemente menor, entonces uno puede concluir que una muy pe-

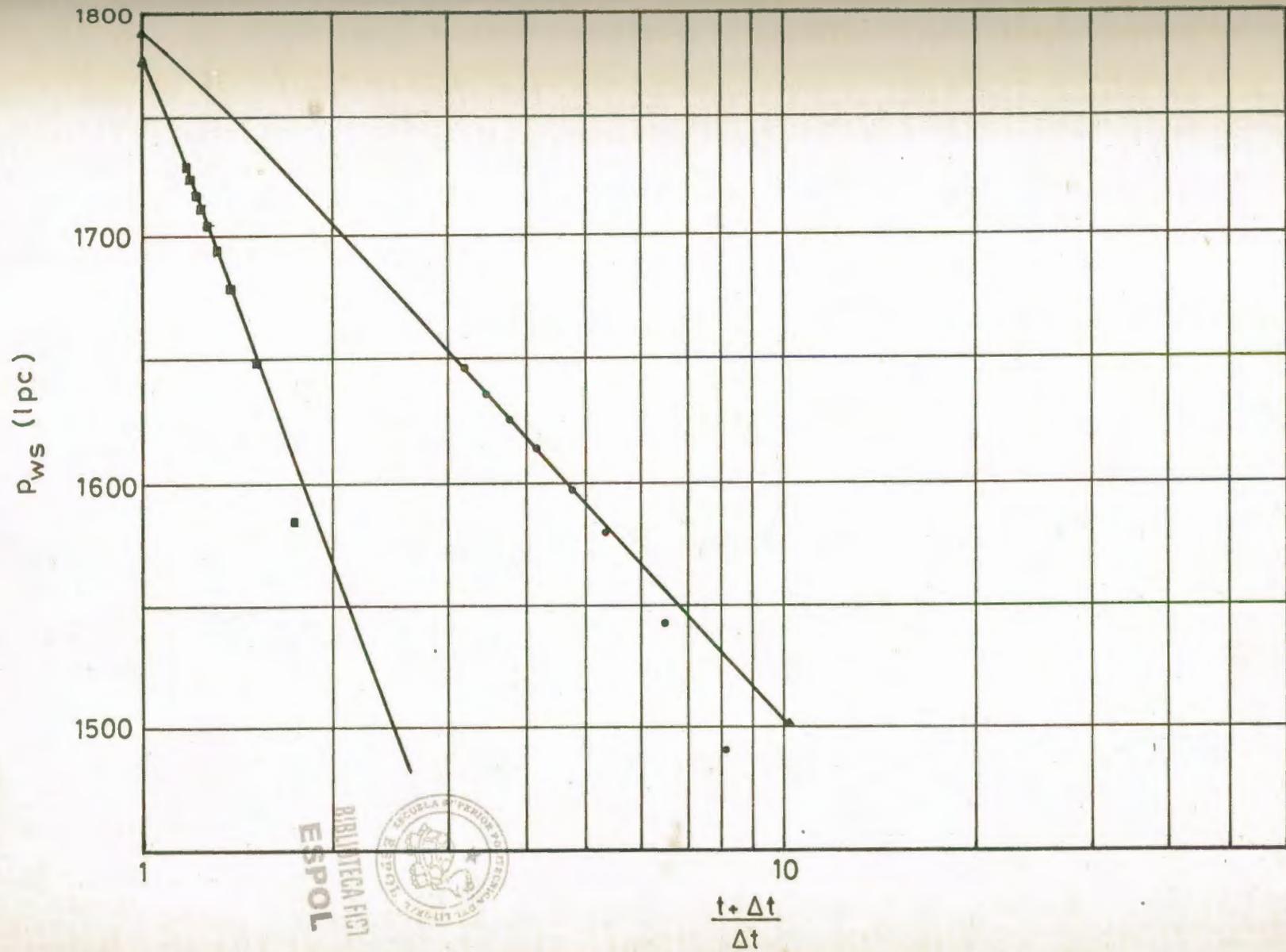


FIG. 1.13 Curvas de restauracion de presión de un DST

BIBLIOTECA HCT
 ESPOL
 ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE LIMA
 INSTITUTO TECNOLÓGICO

queña acumulación de hidrocarburos ha sido probada y que una suficiente depletación ha ocurrido durante la prueba. Ya que la interferencia de un yacimiento pequeño está baseda en la comparación de presiones extrapoladas, la importancia de determinaciones cuidadasas de estas cantidades no puede ser subestimada.

Para calcular el producto Kh de la formación, se utiliza la pendiente del gráfico de restauración

$$Kh = 162.6 \frac{q\mu\beta}{m} \quad (1.82)$$

donde

m = la pendiente del gráfico de restauración en Psi/ciclo.

El factor de daño (S) es determinado por medio del uso de la ecuación para la presión fluyente inmediatamente antes del cierre

$$P_{wf} = P_i - 162.6 \frac{q\mu\beta}{Kh} \left| \log \frac{Kt}{\phi\mu c r_w^2} - 3.23 + 0.875S \right| \quad (1.83)$$

donde

Q = tasa de producción durante el período de flujo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

P_{wf} = Presión fluyente inicial

Si la tasa no es constante durante el periodo de flujo, una buena aproximación en este valor es la presión fluyente promedio durante el periodo de flujo, el cual es llamado P_{avg} .

Reagrupando la ecuación 1.83 tenemos:

$$S = 1.151 \left| \frac{P_i - P_{avg}}{m} - \log \frac{Kt}{\phi \mu c r_w^2} + 3.23 \right| \quad (1.84)$$

La determinación del radio de drenaje de una prueba de DST se lo puede calcular de la relación:

$$0.00264 \frac{Kt}{\phi \mu c r_w^2} \approx 0.25$$

$$r_e \approx \sqrt{0.00105 \frac{Kt}{\phi \mu c}}$$



BIBLIOTECA
ESPOL

1.3. RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO DE UN POZO

A. INTRODUCCION

El comportamiento de influjo de un pozo (IPR) o relación de comportamiento de influjo, representa la habilidad que tiene una formación para producir flujos. Un gráfico típico del IPR se muestra en la fig.

1.14 y se obtiene al plotear presión de fondo fluyente vs tasa de flujo.

Los resultados de esa graficación pueden ser una línea recta, para yacimientos con empuje de agua y/o presión por arriba de la presión de saturación, o puede ser una curva, cuando se trata de un yacimiento que produce por empuje de gas en solución y flujo debajo del punto de burbujeo.

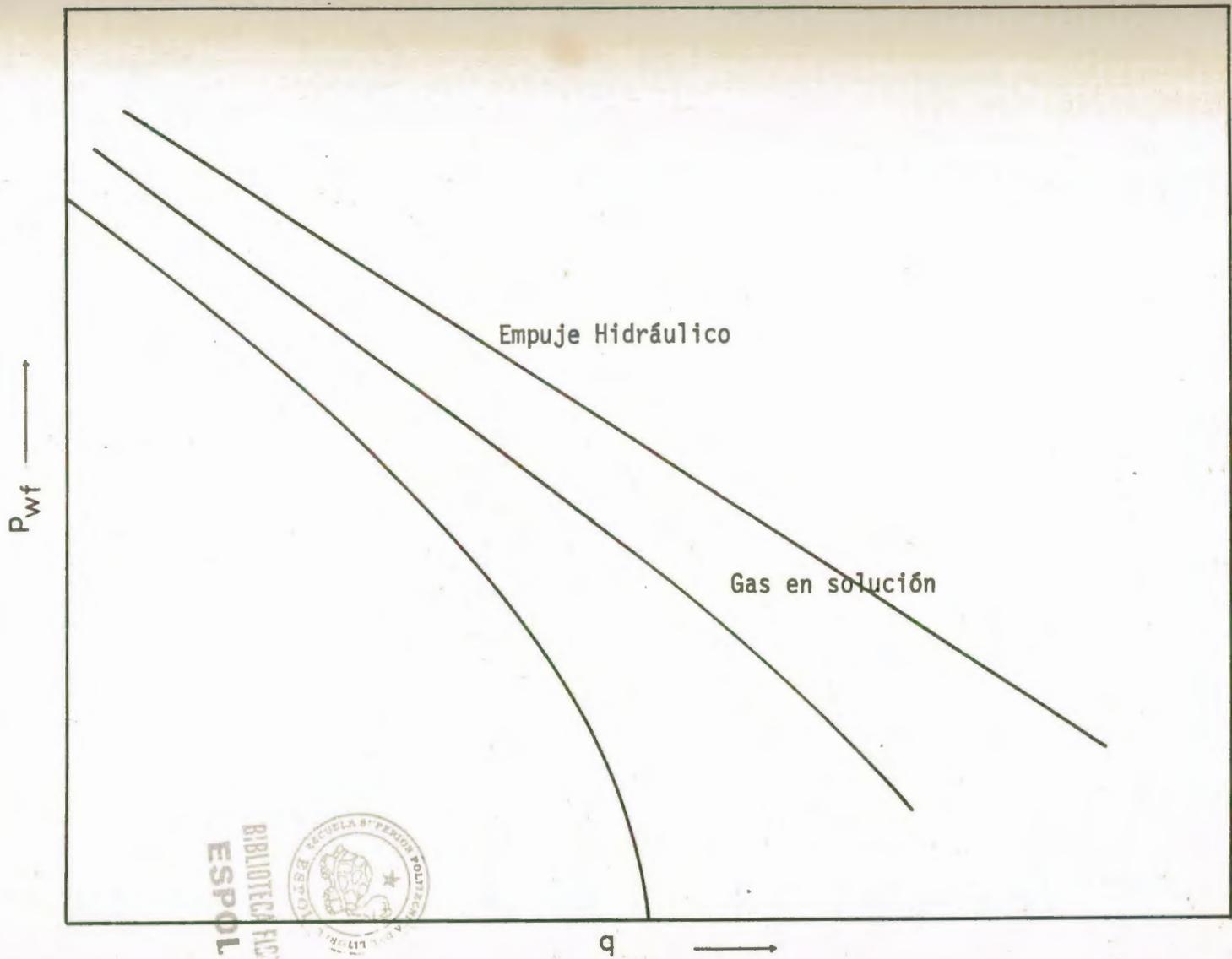
La habilidad de un pozo para producir fluidos depende en gran parte del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje y de variables como presión del yacimiento permeabilidad, etc.

Es práctica común asumir que el influjo en un pozo dado, a condiciones constante, es directamente proporcional a la presión del yacimiento.

Se debe notar que la curva A de la fig. 1.14 es una línea recta normalmente, esto es verdad solamente para presiones fluyentes sobre el punto de burbujeo. Para la curva A, el índice de productividad del pozo (IP) es constante y está representado en la fig. 1.14 por el inverso de la pendiente de la línea recta.

El IPR y el IP (Índice de Productividad) no son equi





BIBLIOTECA
ESPOL



FIG. 1.14 Curva típica del IP

valentes. El IPR es la relación entre la presión fluyente y la tasa de producción. El IP es el primer diferencial del IPR, en el caso especial donde IPR es una línea recta, o es lo suficiente cercano a una línea recta, de modo que la curvatura puede ser despreciada.

La habilidad para predecir el IPR es más complicada debido a que las curvas del IPR y de IP, pueden también cambiar con la producción acumulativa y además dependen del tipo del yacimiento.

B. INDICE DE PRODUCTIVIDAD

El término generalmente usado IP, como ya se ha dicho representa un punto en la curva del comportamiento de inlfujo (IPR) de un pozo.

El índice de productividad (IP) es definido como la relación $Q/\Delta P$, medido en barriles por psi. de cada presión, que es la diferencia entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyente - es decir:

$$IP = J = \frac{Q}{\Delta P} \quad (1.87)$$

$$J = \frac{Q_o + Q_w}{P_r - P_{wf}} \quad (1.88)$$

Q_o = Tasa de flujo de petróleo

Q_w = Tasa de flujo de agua

\bar{P}_r = Presión estática promedio alrededor de la boca del pozo

P_{wf} = Presión fluyente alrededor de la boca del pozo

C. CURVAS DE LA RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO DE UN POZO (IPR)

El índice de productividad (IP) no cambia solamente con tiempo o con la producción acumulativa, si no que también está sujeto al cambio debido al incremento de la caída de presión en cualquier tiempo de la vida del pozo.

Si medimos varios índices de productividad (IP) en un pozo durante un intervalo de tiempo dado se ob tendrá una relación entre tasa y presión de fondo fluyente, la cual es normalmente no lineal para un yacimiento que produce por gas en solución. ESPOL

Este fenómeno puede ser atribuido a uno o más de los siguientes factores:

1. Incremento de la saturación de gas, con la subsiguiente disminución de permeabilidad al petróleo cerca de la boca del pozo, como resultado de

la reducción de presión del yacimiento en ésta zona debido a altas tasas de producción.

2. Cambio de flujo laminar a turbulento en algunos capilares de la formación ubicados en las cercanías de la boca del pozo, debido a incrementos de las tasas de producción.
3. Excesivas tasas, críticas de flujo a través de los poros en la cara de la formación alrededor de la boca del pozo. Estos poros actúan como orificios y cuando la tasa de flujo crítica es sobre pasada, los incrementos en las caídas de presión tienen un efecto reductor en los incrementos de tasas.



ASOCIACION DE ESTUDIANTE DE
INGENIERIA DE GEOLOGIA MINAS
Y PETROLEOS A E I G M P - E S P
BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAPITULO II

CONSIDERACIONES TEORICAS ACERCA DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

Podemos definir el reacondicionamiento de pozos como una actividad operacional mediante la cual se efectúan determinados trabajos en un pozo dado, con el fin de poder restaurar y/o incrementar la capacidad productiva de una formación o simplemente corregir fallas mecánicas del equipo de completación del pozo. Mediante el uso adecuado de la información obtenida por pruebas de presión y curvas de IPR, podemos saber tanto las condiciones del yacimiento como las del equipo de subsuelo en un pozo dado y estar en capacidad de recomendar y diseñar el trabajo operacional que hay que realizar, con el fin de solucionar un determinado problema. También es posible deducir del análisis de pruebas de presión y del IPR, si el yacimiento mismo es el que ya no está en condición de producir a una mayor tasa de producción.



Independientemente de las consideraciones sobre el yacimiento, hay ocasiones en que se deben realizar trabajos de reacondicionamiento en un pozo con el fin de reparar fallas del equipo de superficie, más concretamente, del cabezal, o para limpiar la tubería de completación, que puede llegar a

taponarse por diferentes causas.

Los trabajos de reacondicionamientos de pozos pueden agruparse en dos tipos:

En primer lugar aquellos trabajos que se efectúan para:

Aumentar la Productividad del Pozo

Eliminar la producción excesiva de agua o gas

Para reparar fallas mecánicas.

Entre las principales razones por las cuales un pozo de petróleo y/o gas produce con una tasa menor a la que realmente debería hacerlo, son:

- a. Baja presión del yacimiento
- b. Deterioro del yacimiento
- c. Baja permeabilidad del yacimiento
- d. Calibre o tamaño inadecuado del equipo
- e. Alta viscosidad del petróleo
- f. Levantamiento artificial inadecuado
- g. Restricciones del pozo.



BIBLIOTECA FIS
ESPOL

Los trabajos de reacondicionamiento que se pueden llevar a cabo con el fin de resolver los problemas que se presentan durante la etapa operacional de un campo son:

- Cementación forzada
- Estimulaciones

- Limpieza y prevención de escala
- Cambio de tubería o equipo de superficie para eliminar falla mecánica.

A continuación analizaremos las características principales de cada uno de los trabajos de reacondicionamiento.

2.1. CEMENTACION FORZADA

La cementación forzada es una operación, donde una lechada de cemento es forzada bajo la presión en un punto específico de un pozo con fines correctivos. El objetivo es llenar todas las perforaciones o canales detrás del casing con cemento, para obtener un sello entre casing y la formación.

Para cumplir este propósito se requiere de un volumen relativamente pequeño de cemento, pero que debe ser colocado en el punto correcto en el pozo.

Las aplicaciones que tiene la cementación forzada cluyen:

1. Sello de perforaciones inconvenientes
2. Tapar canales de cementación primaria para eliminar agua o gas, de la zona de petróleo.
3. Reparar daño en el casing



BIBLIOTECA NAC.

ESPOL

4. Completar el trabajo original de cementación primaria.

Un punto importante es que solamente se puede contar con que la cementación forzada resuelva problemas de comunicación en el espacio anular entre el casing y la boca del pozo. No puede resolver un problema de comunicación vertical dentro de la formación.

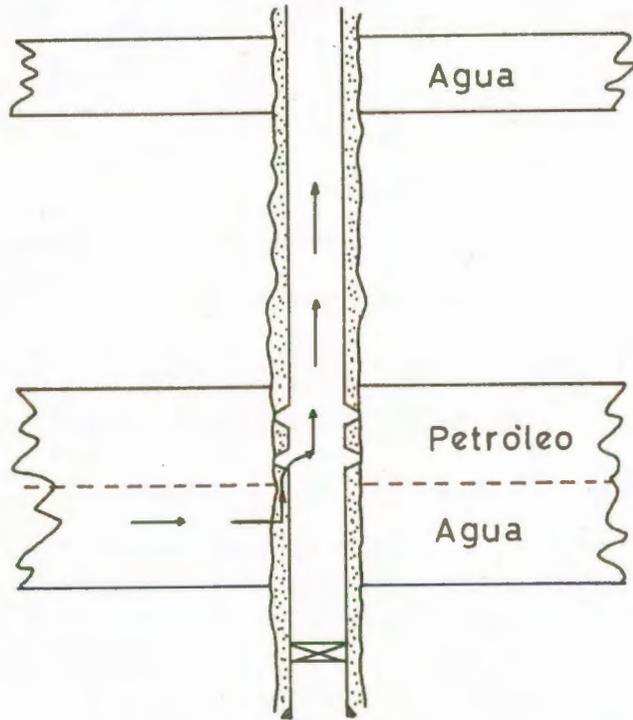
Por considerarlo de interés en este estudio, hablaremos sobre las fallas de la cementación primaria.

2.1.1. Fallas de cementación primaria

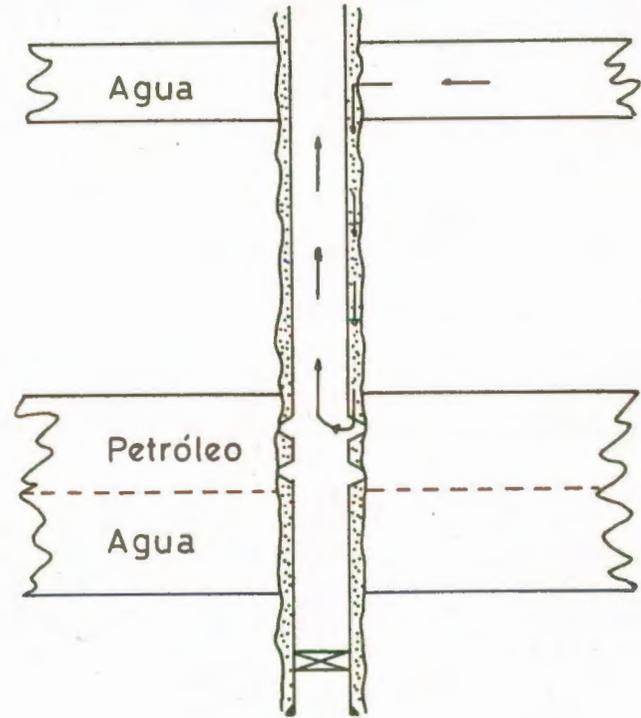
Muchas veces se supone, sin razón alguna, que los trabajos de cementación primaria son la causa para la producción de gas o agua junto con el petróleo. Para que un fluido se canalice es fundamental que haya una fuente cercana de ese fluido en contacto con la arena productora, ya sea por arriba o por debajo, o en una zona adyacente.

La fig. 2.1 muestra las dos variaciones de una falla de cementación primaria. Si ninguna de estas dos condiciones existen el problema no es de una canalización en el trabajo de cementación primaria. Si este fuera el caso habría





Falla de cementación primaria en arena de completación.



Falla de cementación primaria resultando en canal de estrato adyacente.



FIG. 2.1 Tipos de falla de cementación primaria.

que investigar todas las posibilidades de: intrusión, conificación, canalización, fugas o a gujeros en el revestimiento, que den origen al problema.

2.1.2. Consideraciones Teóricas de la Cementación Forzada

Entre las condiciones teóricas de la cementación forzada tenemos:

- Los mecanismos de fractura
- El proceso de deshidratación del cemento

A continuación analizaremos sus características principales.

A. Mecanismos de la fractura

La roca sedimentaria es un materia con bajo esfuerzo de tensión, que principalmente se mantiene unida debido al peso o fuerzas compresivas de las formaciones suprayacentes. Estas fuerzas actúan en todas las direcciones para mantener unida la roca, pero generalmente no tienen la misma magnitud.

Cuando suficiente presión hidráulica es apli



BIBLIOTECA FIS.
ESPOL

cada a través de la boca del pozo contra una formación particular, la roca de la formación se fractura a lo largo de un plano perpendicular a la dirección del menor esfuerzo compresivo.

Normalmente este plano es vertical y por tanto resulta una fractura vertical, que a menudo tiene una dirección preferente. La geometría de esta fractura depende de:

- La tasa de inyección del fluido
- La pérdida de fluido
- Las características de viscosidad del fluido.
- Volumen del fluido inyectado.

Basados en este punto de vista de mecanismo

de fractura podemos decir lo siguiente:

1. Una gran fractura vertical extendiéndose a través de los contactos de gas o agua, y de las barreras naturales al flujo vertical, es inconveniente cuando se utiliza cementación forzada para eliminar gas o agua de una zona de petróleo.
2. La costra horizontal de cemento extendiéndose



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

dose hacia afuera de la boca del pozo, es usualmente una mala interpretación.

3. Una fractura vertical no necesariamente encuentra un canal, en el trabajo original de cementación primaria.

B. Proceso de deshidratación del cemento

Las partículas de cemento que tienen un tamaño entre 20 a 75 micrones, son demasiado grandes para entrar a la estructura porosa de una formación. Por esta razón, las partículas de cemento se ubican en la cara de la formación.

El mecanismo de deshidratación cuando el cemento está situado contra un medio permeable y expuesto a presión diferencial, es exactamente el mismo que ocurre con un fluido de perforación. El agua es obligada a salir de la lechada de cemento y una costra filtro de cemento se forma sobre el medio permeable. Similar a la costra de lodo, la de cemento es relativamente suave y puede ser removida pero no es bombeable.

El espesor de la costra filtro depende principalmente de la permeabilidad de la costra o

formación, de las características de pérdida de fluido de la lechada, de la magnitud del diferencial de presión y del lapso de tiempo en que el diferencial es mantenido.

La presión diferencial aplicada a la lechada de cemento afecta directamente a la tasa de construcción de la costra filtro, pero no afecta a la permeabilidad. La permeabilidad de la formación también afecta la tasa de construcción de la costra filtro, pero no en una forma directamente proporcional.

Pruebas de superficie muestran que toma cerca del doble del tiempo formar el mismo espesor de costra para una formación de que para una de 300 md.



BIBLIOTECA FIC,
ESPOL

2.1.3. Consideraciones Prácticas

1. SITUACION NORMAL DE UNA CEMENTACION FORZADA

Basados en los conocimientos comunes de los mecanismos de fractura y de las propiedades de pérdida de fluido de las lechadas de cemento, podemos visualizar que puede ocurrir

en el pozo durante un trabajo normal de cementación forzada, y usando esta visualización desarrollar una técnica razonable para cumplir el objetivo de la cementación forzada. Un trabajo normal de cementación forzada es definido como una operación utilizada para reparar una cementación primaria, canales, o solamente cerrar las perforaciones opuestas a la zona productora, que tiene una razonable permeabilidad de la matriz.

Analizaremos las variables que afectan el trabajo de cementación forzada.

1.1. Efecto de la tasa de filtración en la colocación del cemento.

Cementos con alta pérdida de fluido bombeadas bajo una empacadura para realizar cementación forzada en una gran zona perforada, pueden deshidratarse tan rápidamente cuando están opuestos a las perforaciones más superiores de tal forma que la costra filtro del cemento deshidratado llena completamente el "Casing", y evita la aplicación del



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

cemento o de presión a las perforaciones inferiores como se muestra en la fig. 2.2.

Cemento con baja tasa de filtración - (50 cc en 30 minutos) forma una costra filtro delgada la que aumenta lentamente. La mayoría de las lechadas permanecen fluídas y bombeables, así se mejora la posibilidad de llenar un canal o la de contactar cada perforación con cemento.

Agua llenando el canal de la zona de agua más inferior es forzada dentro de dicha zona, por el cemento de baja pérdida de fluido.

Un período de tiempo razonable se requiere para este proceso. Así, la clave para el llenado efectivo de los canales es controlar la pérdida de flujo de cemento, tanto para reducir la tasa de formación de la costra filtro como para prevenir un incremento de la viscosidad de la lechada debido a la pérdida de agua, y el tiempo de bom



BIBLIOTECA EIC
ESPOL

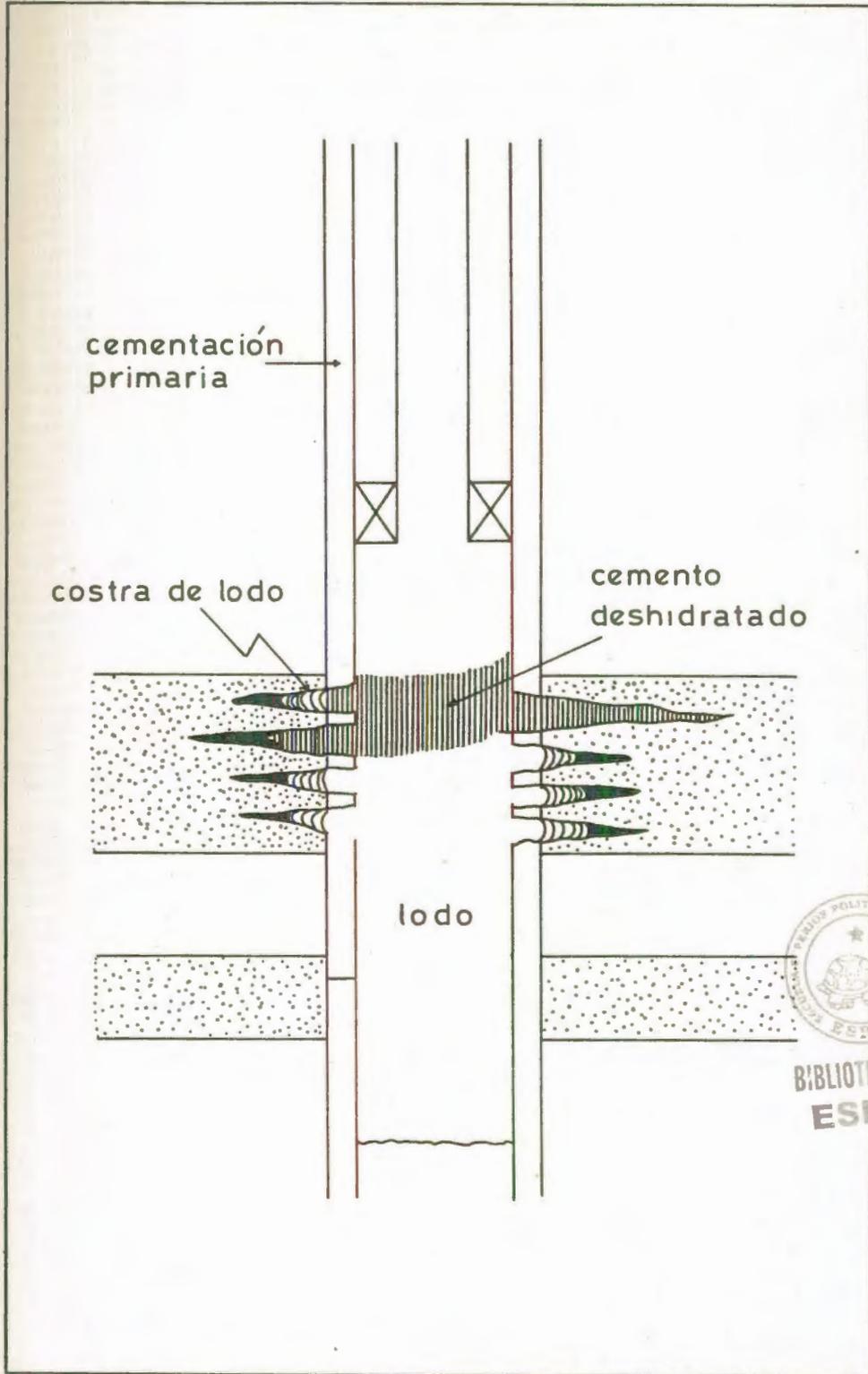


FIG. 2.2 Resultado probable de una cementación con alta pérdida de fluido

beabilidad, de tal modo que la opera
ción puede ser cumplida antes de que
el cemento comience a fraguar.

Cuando la lechada alcance el extremo
del canal opuesto a la zona de agua,
las partículas de cemento se asientan
y el proceso de formación de costra
filtro se inicia, llenando idealmen-
te el canal con cemento de la costra
filtro.

1.2. Fundamentos de cementación forzada con baja pérdida de fluido

Fluidos de reacondicionamiento lim-
pios, son una condición esencial pa-
ra que haya baja pérdida de fluido en
cementación forzada. Si una perfo-
ración está completamente tapada con
lodo de tal forma que no hay permea-
bilidad, es imposible formar una cos-
tra filtro de cemento en esa perfora-
ción, como se muestra en la fig. 2.3.
Si las perforaciones están tapadas,
más de un trabajo de cementación for-
zada puede ser requerido.

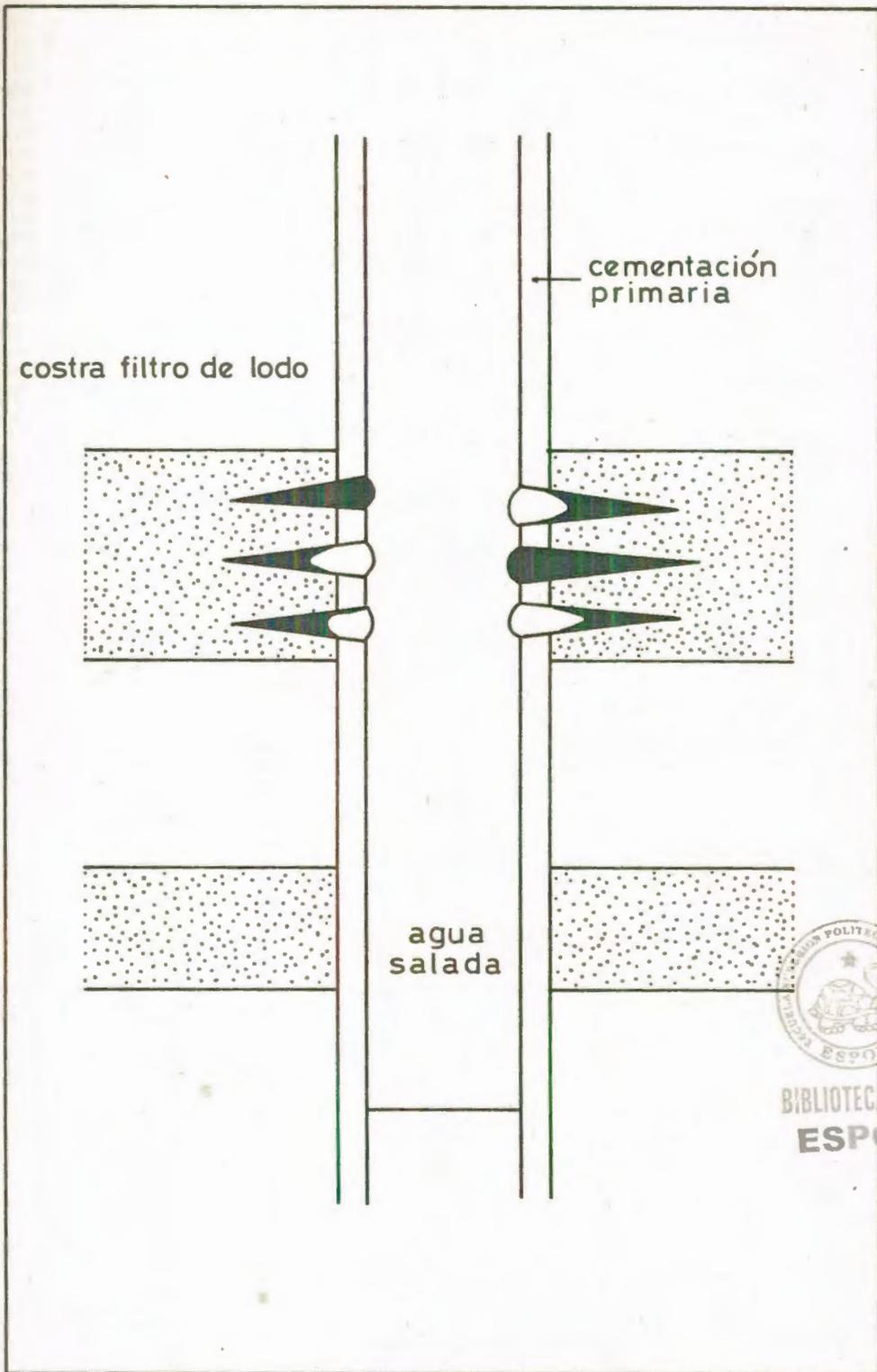


FIG.2.3 Perforaciones taponadas con lodo previenen la formación de la costra filtro de cemento.

Con un control apropiado de la pérdida de filtrado, hay muy poco peligro de atascamiento de las herramientas en el pozo, debido a la formación de la costra filtro dentro del Casing. Idealmente, solamente un pequeño nodo de cemento permanece dentro del casing, o puesto a cada una de las perforaciones después del lavado.

El volumen de cemento requerido para forzarlo en las perforaciones es bajo (0.1 a 0.2 pie³/perforación más el llenado del casing). Puede ser usado en un pequeño volumen de cemento y equipo de bombeo de baja presión. La presión de fondo debería ser mantenida debajo de la presión de fractura, puesto que no se desea fracturar.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

1.3. Aplicación de cementos con alta pérdida de fluido

Casi ninguna ventaja hay usando cemento con alta pérdida de fluido para cementación remedial. Una empacadura de

"Squeeze" se requiere para proteger las secciones más superiores del casing de las presiones. La máxima presión de superficie usualmente se basa sobre alguna fórmula empírica, Por ejemplo: $(0.4 \times \text{profundidad} + 500 \text{ psi})$. Gran volumen de cemento debe ser usado (100 a 200 sacos). Después de la operación, el cemento debe ser perforado y sacado del pozo.

2.1.4. Diseño de una lechada de cemento

El diseño de una adecuada lechada para cementación forzada no es complicado. Como en cementación primaria deben ser considerados los siguientes factores: Densidad de la lechada, volumen, costo esfuerzo. Pero el tiempo de bombeabilidad y la tasa de filtración, son de gran importancia.

La uniformidad del material cementante es importante en la cementación forzada, así cementos API clase G o H manufacturados con las más rígidas especificaciones, son a menudo buenas selecciones. Aditivos son usados para proveer el tiempo

po de bombeabilidad y la tasa de filtración, deseadas.

El tiempo de bombeabilidad requerido para cementación forzada a baja presión depende de varios factores, incluyendo: Profundidad del pozo, tamaño del tubular, tasa de bombeo, presión diferencial aplicada y la tasa de filtración de la lechada de cemento.

Tasa de filtración en el rango de 50 a 125 cc, en una prueba API para cemento, es satisfactoria. La tasa de filtración es un factor que controla el tiempo requerido para formar la costra filtro de cemento. Así, si es necesario llenar un largo canal con cemento, valores de pérdida más bajos pueden dar tiempo adicional.

Si una formación fracturada naturalmente ~~está~~ siendo "squeezada", valores más altos de pérdida de fluido, pueden reducir la penetración del cemento dentro de las fracturas naturales de la formación. La tasa de filtración deseada y las características de bombeabilidad son obtenidas por alguno de los varios tipos de lechadas de cemento.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

Cemento modificado al 12% de bentonita es una lechada satisfactoria para cementación forzada. Tiene la ventaja de una más baja densidad, 13 a 13.5 lb/gal. la cual puede reducir significativamente la contrapresión aplicada contra las perforaciones cementadas, si una gran columna de cemento debe ser circulada hacia afuera después del trabajo.

2.1.5. Volumen de la lechada de cemento

El volumen óptimo de lechada es la cantidad mínima requerida para sellar las perforaciones o canales. El volumen de lechada debe llenar completamente el casing a través del intervalo perforado y permitir un exceso de 0.1 a 0.2 pie³/perf. El volumen total en un trabajo a baja presión, raramente excede a 10 o 15 barriles.

Si la formación está fracturada hidráulicamente, un gran volumen de cemento puede ser bombeado fuera del casing dentro de la fractura vertical, lejos del pozo. Sin embargo, no hay una correlación entre el volumen de cemento bombeado dentro de una fractura y el éxito del trabajo.



2.1.6. Presión-de Squeeze

Presiones de cementación forzada mayores que la necesaria no ayudan al éxito del trabajo, solamente incrementan el riesgo de fracturar la formación. Con cemento de alta pérdida de fluido, la presión vista en la superficie no es realmente la ejercida sobre el cemento en las perforaciones, si no meramente sobre el cemento deshidratado dentro del casing muchos pies por arriba de las perforaciones.

La presión final de forzamiento en la formación puede ser de 200 - 300 psi. menor que la presión de fractura de la formación con ninguna otra experiencia disponible. El gradiente de fractura es a menudo considerado como de 0.75 psi/pie.

Debe notarse que una columna llena de cemento de 15.5 lb/gal. a menudo ejerce suficiente presión para fracturar una formación, aún sin presión adicional de superficie.

Si el exceso de cemento debe ser circulado afuera, la presión final de forzamiento puede ser de 300 a 500 psi más grande, que la presión de circulación en reversa.

2.1.7. Procedimiento operacional

El proceso operacional debe ser variable para - adaptarse a una situación específica. Cuidadosa supervisión es la clave para trabajos exitosos. Dentro del proceso operacional tenemos:

A. MEZCLA DE CEMENTO

La mezcla de cemento debe ser hecha de tal modo que se obtenga una lechada uniforme, una exacta proporción de los componentes y permitir la medición de sus propiedades, antes de que sea bombeada al pozo. El típico procedimiento es como sigue:

1. Mida el agua requerida en el tanque.
2. Agregar polímeros y retardadores al agua y mezclarlo bien antes de agregar cemento.
3. Si se usa lechada de alto Gel hay que agregar un saco de cemento al agua para reducirle el rendimiento de la bentonita, entonces si se agrega bentonita y al mismo tiempo el cemento remanente.



BIBLIOTECA FICT
ESROL

B. PRUEBAS DE SUPERFICIE DE LA LECHADA DE CEMENTO.

Las pruebas de superficie de la lechada de cemento son imperativas. Después que los componentes han sido mezclados y circulados por 5 a 10 minutos, las muestras deben ser pesadas y la pérdida de fluido deberá ser chequeada. En el modelo de filtro prensa standard de campo (100 psi y temperatura ambiente), la pérdida de fluido debe ser de 25 a 50 cc en 30 minutos. Un color amarillo en el filtrado usualmente indica la presencia de un retardador de linosulfonato.

C. UBICACION DEL CEMENTO

La lechada de cemento debe ser ubicada sobre las perforaciones particularmente si existen grandes secciones perforadas. Si se usa agua salada como fluido de desplazamiento, el efecto acelerante de la sal en el cemento se debe considerar, si es necesario proteger el cemento con un fluido espaciador adelante y detrás. Tubing y empacaduras entonces deberían ser sacados arriba del tope del cemento. Sin embargo



BIBLIOTECA
ESPOL

con un control apropiado de pérdida de fluido y suficiente espaciamento entre tubing y casing, han sido realizados muchos trabajos con tubería a través de la zona perforada.

D. PROCESO DE FORMACION DE LA COSTRA FILTRO

Para deshidratar cemento en perforaciones, la presión debe ser incrementada lentamente con ocasionales variaciones, como se muestra en la fig. 2.4. La tasa de formación de la costra filtro es una función de presión y tiempo. Si ocurre fractura, el bombeo deberá detenerse por varios minutos, y luego empezar lentamente. Con el bombeo detenido, la tasa de disminución de la presión en superficie da alguna indicación de la formación de la costra filtro. La tasa de disminución decrece a medida que la costra filtro se forma.

Cuando es alcanzada la presión final deseada, se para el bombeo y se observa la presión por unos 5 a 10 minutos. Si ocurre disminución, la presión debe ser llevada al nivel deseado. El trabajo está completo cuando la presión final no disminuya.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

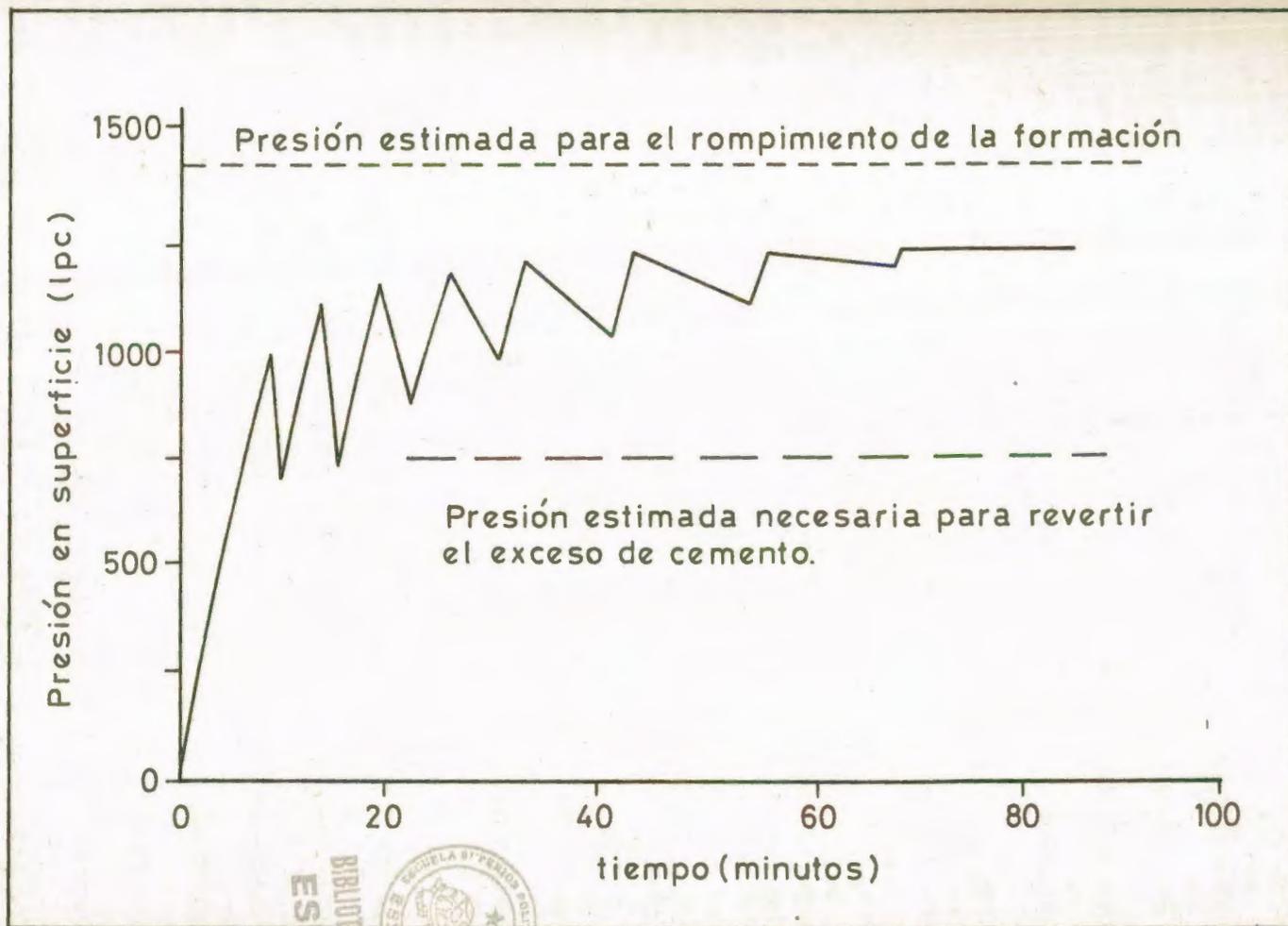


FIG. 2.4 Carta realizada de un registro de presión durante un trabajo de squeeze.

E. CIRCULACION EN REVERSA DEL EXCESO DE CEMENTO

La circulación en reversa debe ser realizada de tal forma que se mantenga la presión diferencial en las perforaciones pero un poco mas baja que la presión final de forzamiento. Si se desea todo el cemento puede ser lavado del intervalo perforado. Sin embargo algunas relaciones de exitos son altas si el cemento es dejado a través de las perforaciones y perforado más tarde.

F. TIEMPO DE FRAGUADO DEL CEMENTO

El tiempo de fraguado del cemento es gobernado por los mismos factores que en una cementación primaria: Temperatura del pozo, presión, razón cemento-agua, retardador, etc. Un cemento teniendo un esfuerzo compresivo de 200 a 250 psi. podría taponar efectivamente una perforación. Cuatro a seis horas de tiempo de fraguado, es a menudo suficiente antes de proceder a la próxima operación, si se tuvo razonable cuidado para evitar una excesiva presión diferencial alrededor de la boca del pozo.

La Tabla 2.1 indica las diferentes clases de cemento API.

APLICACIONES API DE LAS CLASES DE CEMENTO

Clasificación	Mezcla de agua	Peso de lb/gal	Pie		Temp. Estat. °F
A	5.2	15.6	0	a 6000	80 a 170
B	5.2	15.6	0	a 6000	80 a 170
C	6.3	14.8	0	a 6000	80 a 170
D	4.3	16.4	6000	a 12000	170 a 260
E	4.3	16.4	6000	a 14000	170 a 290
F	4.3	16.2	10000	a 16000	230 a 320
G	5.0	15.8	0	a 8000	80 a 200
H	4.3	16.4	0	a 8000	80 a 200

La tabla 2.2 muestra la composición de los tipos de cemento.

TABLA 2.2

Clasificación API	Porcentaje de componentes			BIBLIOTECA FICT GAF ESPOL
	C ₃ S	C ₂ S	C ₃ A	
A	53	24	8	8
B	47	32	5	12
C	58	16	8	8
D y F	26	54	2	12
G y H	30	30	5	12

C ₃ A	Aluminato tricalcio	3CaO Al ₂ O ₃
C ₂ S	Silicato B-Dicalcio	3CaO SiO ₂
C ₃ S	Silicato Tricalcio	3CaO SiO ₂
C ₄ AF	Aluminato férrico tretacalcio	4CaO Al ₂ O ₃ Fe ₂ O ₃



2.2. ACIDIFICACION

Introducción

El ácido es usado para remover el daño que hay cerca de la boca del pozo. En formaciones carbonatadas, el ácido puede ser utilizado para crear sistemas de flujo lineal por fracturamiento con ácido, el cual no es aplicable a pozos donde la formación productora es una arenisca.

Los dos tipos básicos de acidificación son caracterizados por medio de las tasas de inyección y de las presiones. Tasas de inyección debajo de la presión de fractura denominamos acidificación de la matriz, mientras que tasas de inyección por arriba de la presión de fractura son denominadas "acid-frac".

La acidificación matricial es aplicada principalmente para remover el daño de formación causado por la perforación, completación, fluidos de reacondicionamiento, o de control de pozos y por precipitados de sólidos del agua producida. Debido a la extremadamente gran área superficial contactada por el ácido en un tratamiento de matriz, el tiempo de desgaste es muy corto. Por lo tanto es difícil afectar a la formación más que unos pocos pies desde la boca del pozo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Remoción de taponamiento severos en areniscas, calizas o dolomitas puede resultar en un aumento considerable de la productividad del pozo. Si no hay daño de formación un tratamiento de matriz en calizas o dolomitas, puede estimular la producción natural no más de una a una y media vez de incremento.

Tratamiento a la matriz tiende a dejar zonas de barreras intactas, si las presiones son mantenidas debajo de la presión de fracturamiento.

Uno de los problemas en la acidificación matricial es que la presión de fracturas no siempre es conocida.

Debido al rompimiento o fractura, la presión puede decrecer con una disminución en la presión del yacimiento. Entonces es frecuentemente necesario, correr una prueba de rompimiento, para determinar la presión de fractura de una zona específica o yacimiento. La figura 2.5 ilustra el comportamiento de presión durante una prueba para determinar la presión de fractura.

En el fracturamiento con ácido, el yacimiento es fracturado hidráulicamente y entonces las caras de la fractura son lavadas con ácido para conseguir canales de flujo lineales hasta la boca del pozo. Dos grandes problemas involucrados en el fracturamiento con ácido son:



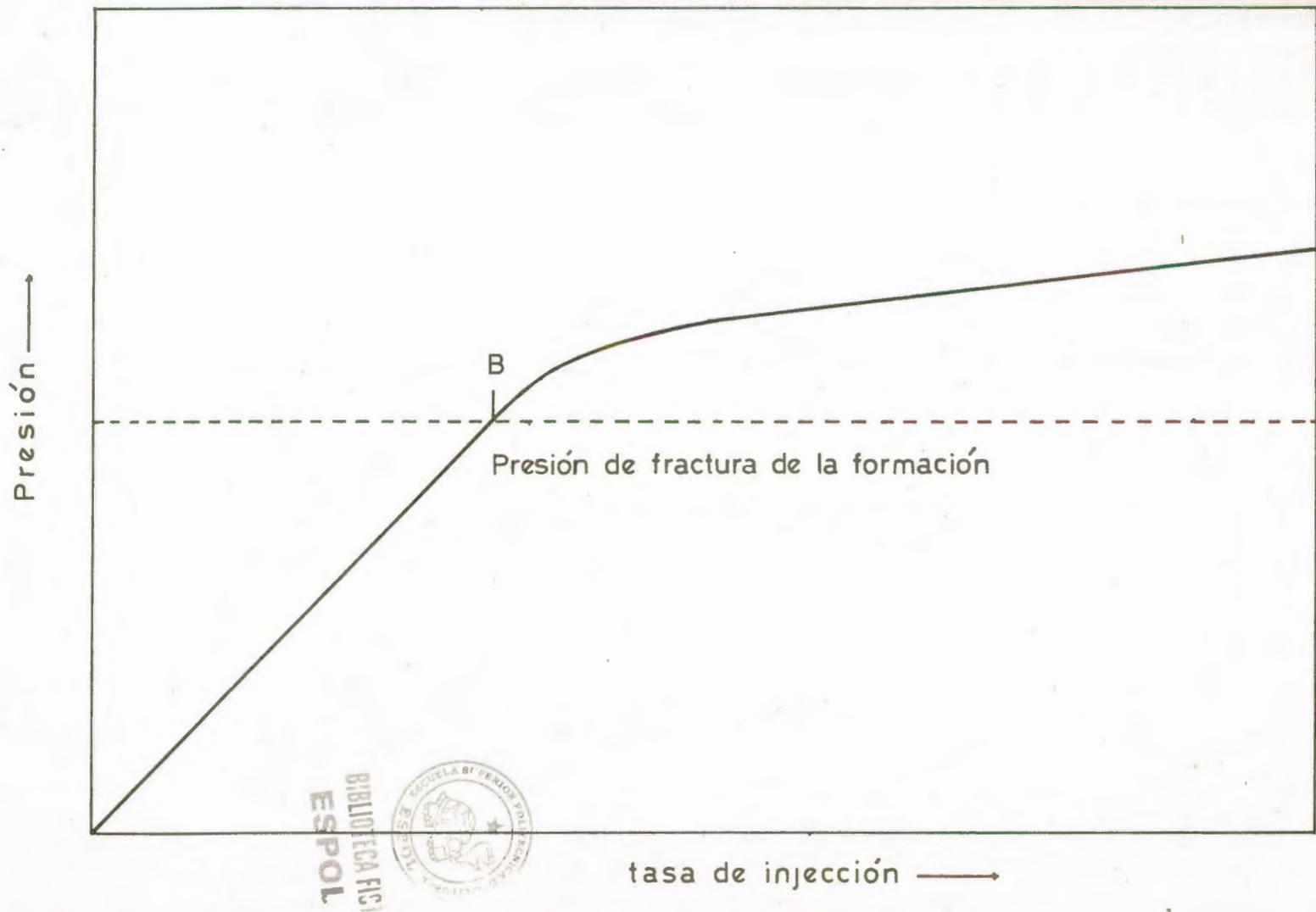


FIG. 2.5 Prueba para determinar la presión de fractura



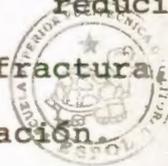
- El cierre de la fractura después de lavado
- El taponamiento de la fractura, si apreciable cantidad de finos no disueltos son liberados por el ácido.

Para carbonatos relativamente heterogéneos, el lavado no uniforme de las caras de la fractura puede dar buenos canales de flujos después de que se alivia la presión de fractura.

Para evitar el cierre de la fractura en carbonatos uniformemente solubles, se debe considerar fracturamiento hidráulico con agentes de sostén, así como diseñar técnicas especiales de acidificación para proveer canales de flujo. Si la liberación excesiva de finos es el problema, agentes de suspensión son usados para reducir el asentamiento y agrupación de finos en la fractura durante la limpieza o después de la acidificación.

Fracturamiento con ácido no es aplicable en pozos que producen de areniscas. El tratamiento de una arenisca con ácido a las presiones de fractura, tiende a romper las barreras verticales naturales de permeabilidad hacia zonas adyacentes no deseables.

Fracturamiento con ácido puede dejar abierto canales entre el cemento y la formación, a pesar de que la presión de fracturamiento de la formación no se alcance.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Si es necesario un rompimiento de las perforaciones ta ponadas con lodo, un procedimiento menos riesgoso desde el punto de vista de mantener el aislamiento de la zona, es romper las perforaciones con agua o petróleo limpios y un surfactante apropiado, usando bolas sellantes u otros agentes de tratamiento selectivo.

Los tipos básicos de ácidos usados para un tratamiento de acidificación son:

Acido Hidroclorhídrico

Acido Hidrofluorico

Acido Acetido

Acido Fórmico

2.2.1. Acidificación de carbonatos

La acidificación de pozos que producen de cali- zas o dolomitas, es diseñada ya sea para remo-
ver el daño cercano a la boca del pozo o para
crear canales de flujo lineales por fracturamien-
to y disolución. También puede ser necesario di-
solver carbonatos en la formación de materiales
cementantes, partículas desunidas y escala de
pozos de arenisca.

El mayor problema en fracturamiento con ácidos es que los ácidos usualmente reaccionan muy rápidada



mente con los carbonatos. Esto causa dificultad en mantener la concentración del ácido para disolver fracturas a alguna distancia desde la boca del pozo.

El tiempo requerido para que un volumen y concentración específicos de ácido hidrociorhídrico se desgaste hasta cerca del 3.2% en una formación seleccionada bajo condiciones dadas, es de finido como tiempo de reacción del ácido.

Los factores que controlan la tasa de reacción del ácido son:

- Area de contacto por unidad de volumen del ácido.
- Temperatura de formación
- Concentración del ácido
- Propiedades físicas y químicas de la formación
- Velocidad de flujo del ácido
- Presión
- Tipo de ácido

A continuación analizaremos estos factores.

A. EFECTO DE LA RELACION AREA VOLUMEN EN EL TIEMPO DE DESGASTE DEL ACIDO

El tiempo de reacción de un ácido es indirecta-



UNIVERSIDAD DE LA PAZ
ESPOL

mente proporcional al área superficial de caliza o dolomita, en contacto con un volumen dado de ácido. Relaciones área-volumen muy grandes es la regla general en la acidificación matricial. Por tanto es muy difícil obtener una penetración significativa del ácido, antes de su desgaste durante los tratamientos de la matriz.

B. EFECTO DE TEMPERATURA EN LA TASA DE DESGASTE DEL ACIDO

A medida que se incrementa la temperatura, el ácido se desgasta más rápidamente en caliza o dolomita. A menudo es necesario aumentar la tasa de bombeo para conseguir localizar el ácido en la formación antes de que se desgaste.

C. EFECTO DE LA PRESION EN EL TIEMPO DE DESGASTE DEL ACIDO

La presión tiene un efecto muy pequeño en la tasa de reacción excepto a muy bajas presiones.

D. EFECTO DEL ESFUERZO DEL ACIDO EN EL TIEMPO DE DESGASTE

A medida que se incrementa la concentración del ácido, se incrementa el tiempo de desgaste, debido a que más concentración de ácido disuelve mayor volumen de roca carbonatada.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

E. EFECTO DE LA COMPOSICION DE LA FORMACION EN EL TIEMPO DE DESGASTE DEL ACIDO

La composición física y química de una roca de formación es un factor importante en la determinación del tiempo de desgaste del ácido. Generalmente, la tasa de reacción de calizas es 2 veces mayor que la de dolomitas. Sin embargo a temperatura altas la tasa de reacción tiende a igualarse.

F. EFECTO DE LA VELOCIDAD DEL ACIDO EN EL TIEMPO DE DESGASTE

El efecto de la velocidad del ácido sobre la tasa de reacción es pequeño, excepto posiblemente para ácidos concentrados con fuerzas altas.

En fracturamiento con ácido, un incremento en la tasa de bombeo incrementa el ancho de la fractura durante el bombeo. Esto hace que la razón Area-Volumen disminuya, incrementándose por consiguiente el tiempo de reacción del ácido.

2.2.2. Técnicas de Acidificación para formaciones de carbonatos

La acidificación de carbonatos puede ser divi-



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

dida en tres categorías:

- Acidificación para remover o atravesar el daño de formación incluyendo las escalas solubles en ácido.
- Acidificación de la matriz
- Acidificación con fracturamiento (ACID FRAC)

En las prácticas actuales, la acidificación es generalmente dividida en dos categorías basadas en presión. Trabajos con ácido efectuados a presiones debajo de la presión de fractura, son llamados acidificación de la matriz y están generalmente dirigidos a remover el daño de formación.

Los trabajos desarrollados a presiones por arriba de la presión de fractura, son llamados acidificación con fracturamiento.

Estos trabajos generalmente abren nuevos canales lineales de flujo hasta la boca del pozo. Sin embargo muchos trabajos son desarrollados para atravesar el daño de formación, relativamente cercano a la boca del pozo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

2.2.3. Acidificación de areniscas

La razón principal para acidificar pozos de areniscas, es incrementar la permeabilidad del pozo por la disolución de arcillas cercanas a la boca del pozo. Estas arcillas pueden haber sido introducidas por la perforación, comple-tación o por fluidos de reacondicionamiento.

El ácido hidrofiorhídrico (HF) puede disolver carbonatos de calcio, arena, arcilla, lutita, feldespatos. Sin embargo, la única justificación real para usar el ácido hidrofiorhídrico es remover el daño de formación.

La acidificación de un pozo sin daño con ácido hidrofiorhídrico, proveerá como máximo in-cremento en la productividad de alrededor de 1.3.

Si la profundidad del daño de formación causado por la arcilla es solamente unas pocas pie-gadas, la estimulación con ácido hidrofiorhídrico en un pozo de arenisca puede dar incrementos de producción igual a o mayor que, la razón de daño.



BIBLIOTECA FICSI
ESPOL

2.2.4. Preparación del pozo antes de la acidificación de formaciones de arenisca

Antes de comenzar a realizar el trabajo de acidificación de una formación de arenisca se deben ejecutar los siguientes pasos:

1. Limpiar los rípios de la boca del pozo.
2. Remover cualquier parafina o asfalto, en la tubería de producción o en la boca del pozo.
3. Remover cualquier escala, soluble e insoluble en ácido, de la tubería de producción, de la boca del pozo y de las perforaciones.
4. Reperforar si es necesario para asegurar la entrada de ácido en los intervalos deseados.
5. Usar un lavador de perforaciones o herramientas de lavado, si hay indicaciones que las perforaciones estén tapadas con lodo u otros rípios de perforación.



BIBLIOTECA FICP
ESPOL

2.3. FRACTURAMIENTO

Introducción

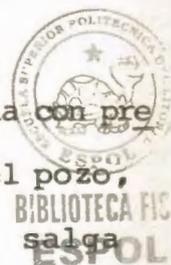
El objetivo del fracturamiento hidráulico en la estimulación de formaciones es incrementar la productividad del pozo, creando un camino altamente conductivo (comparado a la permeabilidad del yacimiento) a alguna distancia fue-

G. EVALUACION

La prueba del trabajo de cementación forzada debe ser determinada por los requerimientos de las subsiguientes operaciones en el pozo.

La presión aplicada en la formación debe ser al menos tan grande como la que será ejercida por los subsecuentes trabajos de fractura. Se debe notar que la sola presuración dentro del casing, no es una indicación positiva de que se ha sellado las perforaciones con cemento, puesto que una perforación taponada con lodo también puede soportar considerable presión diferencial.

Si un trabajo de cementación forzada falla con presión diferencial alrededor de la boca del pozo, es probable que el taponamiento de lodo salga de una o más perforaciones. La solución es simplemente realizar otro trabajo de forzamiento. Esto no debe ser tomado como una indicación de que la lechada de cemento o la técnica de trabajo falló. Con la técnica de cementación de baja pérdida de fluido, el costo de un segundo o tercer trabajo es mínimo.



ra de la boca del pozo hacia la formación. Usualmente la conductividad es mantenida por medio de agentes de sosten como arena, utilizados para separar las caras de la fractura. El fracturamiento con ácido involucra la mayoría de las normas consideradas en el fracturamiento hidráulico, con la excepción de que la conductividad es generada debido a porciones removidas de la cara fracturada con ácido, dejando canales lavados después de que la fractura se cierra.

En este tipo de tratamiento el fluido se inyecta por la tubería del pozo, a tasas más elevadas de las que normalmente puede soportar la matriz del yacimiento. Esta rápida inyección produce un aumento en la presión del pozo hasta que se llega a un nivel suficientemente alto, que sobrepasa la resistencia natural de la roca, ocasionando su fractura. Casi en todas las formaciones, el esfuerzo a que se somete la tierra es de tal magnitud que la roca cede, formándose una rajadura (fractura) como la que se muestra en la fig. 2.6. Una inyección continua de fluido aumenta la longitud y el ancho de la fractura.

Para poder lograr una estimulación, la conductividad de la fractura, $K \times h$, debe ser mayor que la permeabilidad del yacimiento, después de que el pozo vuel-



ve a producir.

Para obtener una conductividad alta se inyecta un agente sostenedor abundante, sólido y granular (generalmente arena) junto con el fluido de fracturación, el cual, se deposita dentro de las fracturas. Este material debe ser lo suficientemente fuerte para mantener una permeabilidad alta, cuando esté sometido a los esfuerzos compresivos de la tierra (compactación). Hay dos maneras en que una fractura bien sustentada puede proveer estimulación del pozo.

1. En un pozo que tiene una zona dañada en la formación alrededor del hueco, la trayectoria de alta conductividad prevista por la fractura, se extiende más allá de la zona dañada. Debido a que las zonas con daño generalmente solo se extienden unos cuantos pies en la formación, el tamaño requerido de la fractura no es muy grande. El resultado de extender la fractura mas allá de la zona dañada es que puede dar una relación de estimulación muy grande.
2. Si la trayectoria de alta conductividad se extiende una gran profundidad en la formación, el patrón básico de flujo del yacimiento es cambiado del patrón de flujo radial a un patrón de flujo lineal.

Este nuevo patrón de flujo lineal puede resultar en un aumento bastante grande en la productividad del pozo.

La presión mínima de fondo del pozo a la cual se puede inducir una fractura, es igual al gradiente de la fractura por la profundidad de la fractura. Los gradientes de fractura varían entre 0.6 y 1.0 lpc/pie y generalmente son menores para calizas y mayores para dolomitas.

Un fluido ideal de fracturamiento no tiene la tendencia de taponear o bloquear la formación. La reducción de la permeabilidad a lo largo de la pared de la fractura es una situación pseudo verdadera de flujo radial alrededor de la boca del pozo. El asunto crítico es el taponamiento de los agentes de sosten de la fractura, lo mismo que con muchos de los severos taponamientos mecánicos relacionados con la formación de fluidos de formación o fluidos de fracturamiento.

2.3.1. Mecanismo del fracturamiento

Los mecanismos de iniciación y extensión de la fractura y la geometría de la fractura resultante, están relacionados con los siguientes factores: condición de esfuerzos alrededor de la boca

del pozo, propiedades de la roca, características del fluido fracturante, manera a la cual el fluido es inyectado.

Hubbert y Wills presentaron una teoría simplificada de los mecanismos de fractura, la misma que parece explicar muchos de los eventos observados en operaciones de campo durante cementación forzada, empaquetamiento con grava, fracturamiento hidráulico, y en algunos casos de pérdida de circulación durante la perforación. El conocimiento de la teoría de Hubbert y Wills da una base para el entendimiento del fracturamiento de la formación.

2.3.2. Esfuerzos regionales de la roca. Tenemos:

A. FUERZAS PRINCIPALES DEBIDO A CONDICIONES DE ESFUERZO

Las rocas del subsuelo están normalmente en un estado de esfuerzo compresivo debido al peso de sobrecarga. Esta sobrecarga crea esfuerzos tanto en dirección vertical como horizontal. Las rocas sedimentarias tienen pequeños esfuerzos innatos de tensión, estando mas bien unidos por los esfuerzos compresivos.



BIBLIOTECA FIC.
ESPOL

sivos. Una fractura se extiende cuando suficiente presión diferencial hidráulica es aplicada para sobrepasar los esfuerzos compresivos.

B. CALCULO DE ESFUERZOS

Asumiendo que la corteza terrestre es un material elástico en una ligera condición tectónica, fuerzas compresivas vertical y horizontal pueden ser calculadas así:

El esfuerzo compresivo vertical total es igual a:

$$\sigma_v = 0.007 \rho D \quad (2.1)$$

donde

σ_v es el esfuerzo vertical total (psi)

ρ es la densidad promedio de la roca (lb/pie³)

D es la profundidad (pie)

Las densidades de la roca varían de 125 a 212 lb/pie³ y 144 lb/pie³ es un promedio razonable.

El esfuerzo compresivo efectivo de la matriz se reduce donde la formación tiene porosidad y contiene fluido.



El esfuerzo compresivo vertical en la roca matriz es calculado por:

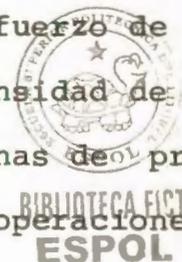
$$\bar{\sigma}_v = 0.007 \rho D - P \quad (2.2)$$

donde

P = presión de los poros de la formación
(psi)

Como indica la ecuación (2.2), el esfuerzo vertical de la matriz está influenciado por la presión de los poros y es incrementado por la declinación de las presiones del yacimiento.

Presiones anormales reducen el esfuerzo de la matriz. Así la medición de la densidad de la lutita es un indicador útil de zonas de presiones de formación anormales en operaciones de perforación.



El esfuerzo compresivo efectivo horizontal $\bar{\sigma}_h$, en la matriz de la roca es calculado por:

$$\bar{\sigma}_h = \frac{\mu}{1 - \mu} (\sigma_v - P) \quad (2.3)$$

μ = la relación de Poisson's

Las medidas de laboratorio de la relación de Poisson's están entre 0.15 a 0.40.

2.3.3. Iniciación de la fractura

En el caso de un fluido no penetrante en hueco abierto, Hubbert y Wills presentaron las siguientes ecuaciones para calcular la presión de iniciación de fractura.

A. FRACTURA HORIZONTAL

Asumiendo que los componentes verticales de la fuerza están ejercidos contra la formación, la condición necesaria para la iniciación de una fractura horizontal es que la presión en la boca del pozo, debe exceder del esfuerzo vertical más el esfuerzo de tensión vertical de la roca.

$$(P_i)_h = \sigma_v + S_v + P \quad (2.4)$$

donde

$(P_i)_h$ es la presión requerida para la iniciación de la fractura horizontal

S_v es el esfuerzo vertical de la roca

B. FRACTURA VERTICAL

Las condiciones para la iniciación de fractura vertical depende del esfuerzo relativo de



los dos principales esfuerzos compresivos horizontales. (Fig. 2.6).

Para causar la ruptura de la formación, la presión en la boca del pozo debe ser algo mayor que el esfuerzo mínimo alrededor del hueco y también debe sobrepasar el esfuerzo de tensión de la roca. Esto se expresa por:

$$(P_i)_v = 3 \bar{\sigma}_{h2} - \bar{\sigma}_{h1} + S_h + P \quad (2.5)$$

donde

$(P_i)_v$ = presión en la boca del pozo requerida para iniciar la fractura vertical.

$\bar{\sigma}_{h1}$ = Máximo esfuerzo principal horizontal en la matriz

$\bar{\sigma}_{h2}$ = Mínimo esfuerzo principal horizontal en la matriz

S_h = Esfuerzo horizontal de tensión de la roca

P = Presión de los poros de formación.

C. LA PENETRACION DE FLUIDOS REDUCE LA PRESION DE RUPTURA
La penetración de fluido incrementa el área por arriba de los fluidos presurizados en con



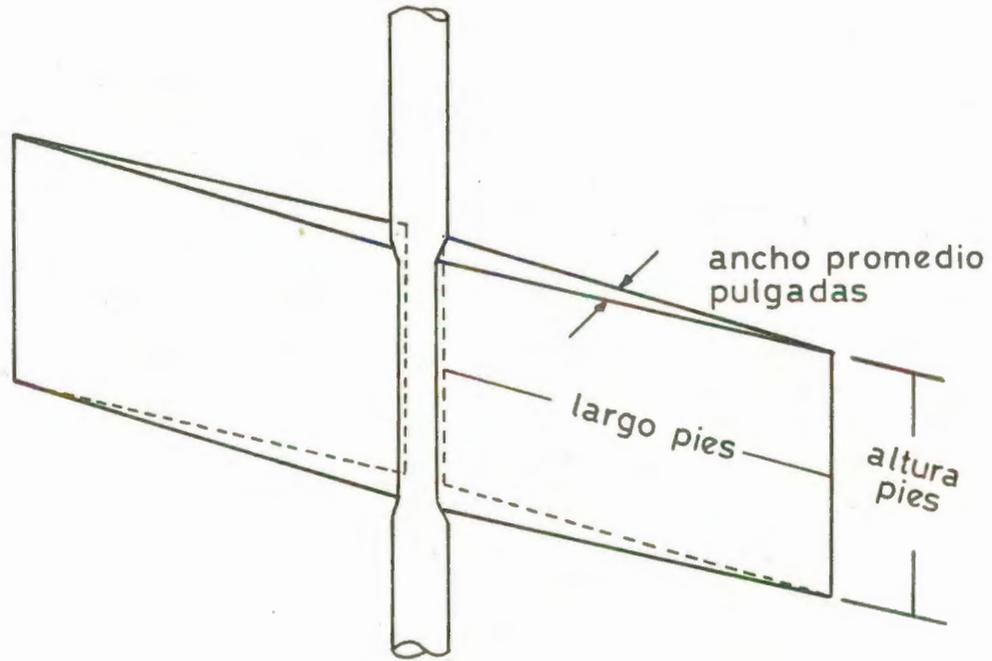


FIG. 2.5 Geometría de fractura vertical.

BIBLIOTECA
ESPOL



tacto con la formación y puede reducir la presión necesaria para iniciar el fracturamiento. Trabajos de laboratorio de Fairhurst y Haimson proveen una base para la estimación de la magnitud de reducción en hueco abierto. Generalmente la reducción de presión puede estar en el orden de 25 a 40% en hueco abierto.

2.3.4. Propagación de la fractura

Una vez que la fractura ha sido creada e invadida por fluido a presión, la concentración del esfuerzo cerca de la boca del pozo se reduce y la presión hidráulica requerida para extender la fractura debe ser ligeramente mayor que el componente del esfuerzo normal de campo no disturbado, al plano de fractura.

A. MEDICION DE LA PRESION DE PROPAGACION Y GRADIENTE DE FRACTURA

La presión de propagación de fractura (y el gradiente de fracturamiento) puede ser obtenido durante la operación de fracturamiento, registrando la presión en la cabeza del pozo inmediatamente después de que se detiene el bombeo, siguiendo la inyección en la fractura -



BIBLIOTECA FICT Y GRA-
ESPOL

(fig. 2.7). Ya que el gradiente de fractura se incrementa con el aumento de la presión de poros, esta medición debe ser hecha antes de que esta presión se eleve significativamente por el fluido de fracturamiento - inyectado.

Presiones instantáneas de cierre en la cabeza del pozo, corregidas al fondo del hueco por adición de la presión hidrostática de la columna de fluido del pozo, es la presión de propagación de la fractura. El gradiente de fractura es la presión de propagación dividida por la profundidad de la formación.

B. MEDIDA DEL ESFUERZO DE LA MATRIZ DE LA ROCA

El mínimo esfuerzo horizontal de la matriz de la roca es:

$$\bar{\sigma}_{h1} = \text{presión de propagación de la fractura} - \text{presión de los poros} \quad (2.6)$$

Este esfuerzo de los poros es de particular interés debido a que es el esfuerzo que los agentes de sosten deben soportar para mantener la frac



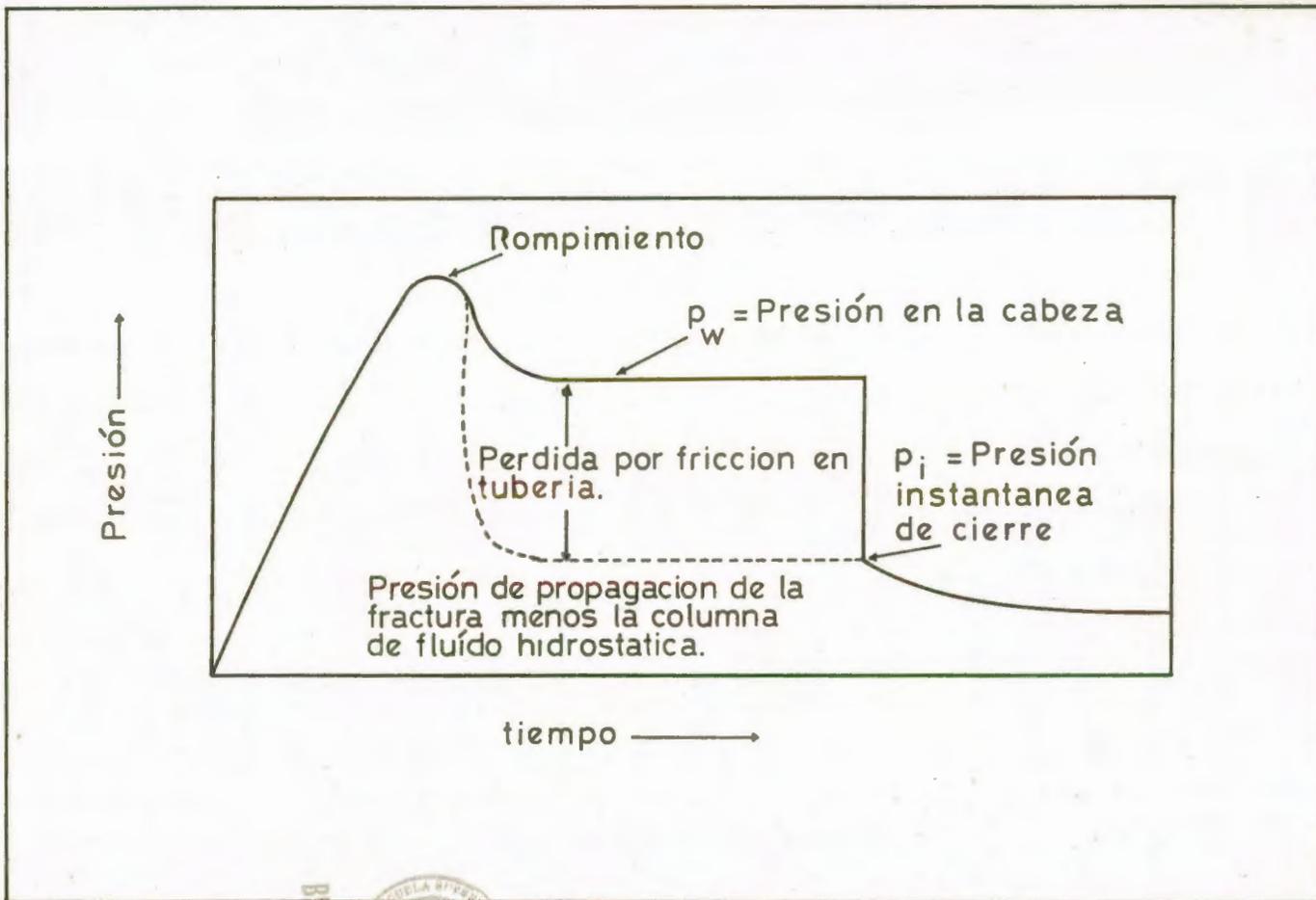


FIG. 2.7 Carta de presión de un trabajo de fracturamiento.



tura abierta. En la práctica común, la presión de poros puede ser igualada a la presión estática del yacimiento, proporcionada por la presión de propagación de la fractura y es medida antes de que el fluido de fracturamiento sea inyectado para incrementar el nivel de la presión de poros cerca a la boca del pozo.

Se debe notar que los agentes de sostén en el área crítica cerca de la boca del pozo, estén sujetos a mayores esfuerzos que aquellos más alejados, debido a la más baja presión de poros cerca de la boca del pozo en el proceso de producción lo que se ve en la fig. 2.8.

Este efecto puede ser significativo a altas caídas de presión.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2.3.5. Orientación de la fractura.- Tenemos:

A. PROPAGACION DE LA FRACTURA PERPENDICULAR AL ESFUERZO ES MAS PEQUEÑO

Las rocas fracturadas en un plano perpendicular al más mínimo esfuerzo principal se muestra en la fig. 2.9. En áreas donde fallas -

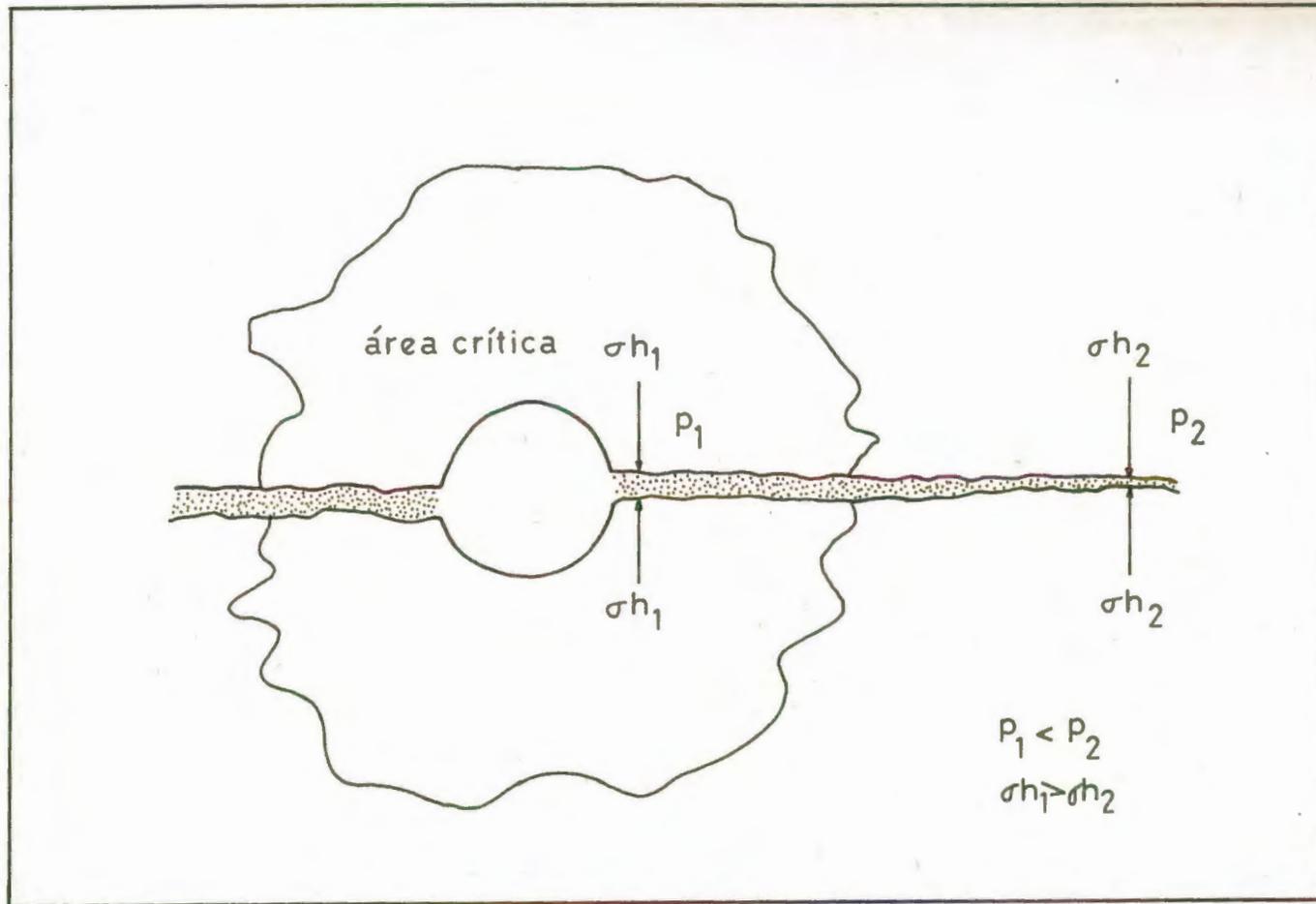


FIG. 2.8 Soporte en área crítica cerca de la boca del pozo sometido a la mayoría de esfuerzo.



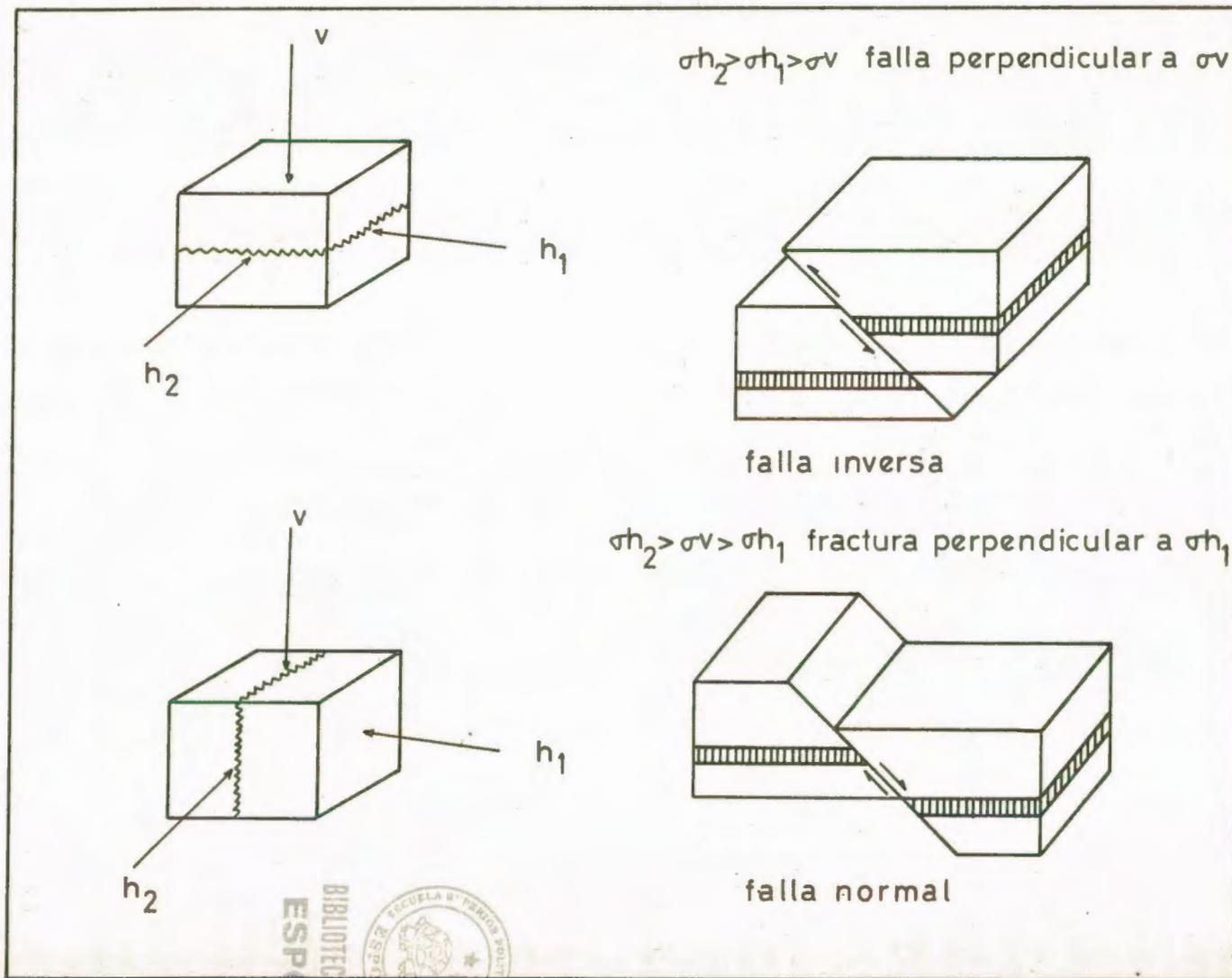


FIG. 2.9 Orientación de los planos de fractura perpendicular a pequeños esfuerzos.



normales ocurren el mínimo esfuerzo principal es horizontal y resultan fracturas verticales. En áreas falladas, las formaciones pueden estar bajo considerables esfuerzos compresivos horizontales, de ahí que, el es fuerzo de sobrecarga puede ser el mínimo es fuerzo principal y resultar fracturas horizontales.

B. EL GRADIENTE DE FRACTURA INDICA ORIENTACION

Los esfuerzos verticales resultantes del pe so de sobrecarga están alrededor de 1,0 psi/pie. Teóricamente, el gradiente de presión de propagación de la fractura debe ex ceder este valor para propagar una fractura horizontal.

Un gradiente de fractura menor de 1.0 psi/pie indica una fractura vertical. Si el gra diente de fractura es 1.0 psi/pie o mayor, es posible una fractura horizontal o vertical.



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

2.3.6. Incremento de la producción debido al fracturamiento

Las razones para el incremento de producción del fracturamiento son:

- Nuevas zonas expuestas
 - Permeabilidad reducida
 - Desvío en la zona de daño
 - Patrón de flujo en el yacimiento
- Cambio de radial a lineal

A continuación vamos hablar de estas causas.

A. NUEVAS ZONAS EXPUESTAS

El incremento de producción depende de una combinación de factores geológicos y esfuerzos de formación, los que muchas veces son desconocidos.

En una formación carbonatada donde la productividad depende de la porosidad, o en una zona fracturada donde la capacidad de flujo primaria está relacionada al sistema de fractura, o en una formación arenosa deltaica donde la permeabilidad está relacionada a la



geometría deposicional regional, la posibilidad de incrementar la productividad del pozo por fracturamiento en una nueva zona puede ser significativa. En algunos casos, sin embargo, la nueva zona puede ser agua o gas.

B. DESVIO DEL DAÑO

El incremento de productividad debido a la zona de permeabilidad reducida que se ha atravezado, es una función de la profundidad de la zona dañada y de la relación de la permeabilidad dañada a no dañada. El incremento puede ser estimado de la fig. 2.10.

Se debe notar que solo una corta fractura es necesitada para abrir el camino en la mayoría de zonas dañadas, pero que es muy importante mantener la fractura en el área cercana a la boca del pozo, para proveer una ruta altamente conductiva a través de la zona dañada.

C. PATRON DE FLUJO RADIAL CAMBIADO A PATRON DE FLUJO LINEAL

El incremento de producción debido al cambio en los patrones de flujo resulta de la crea-

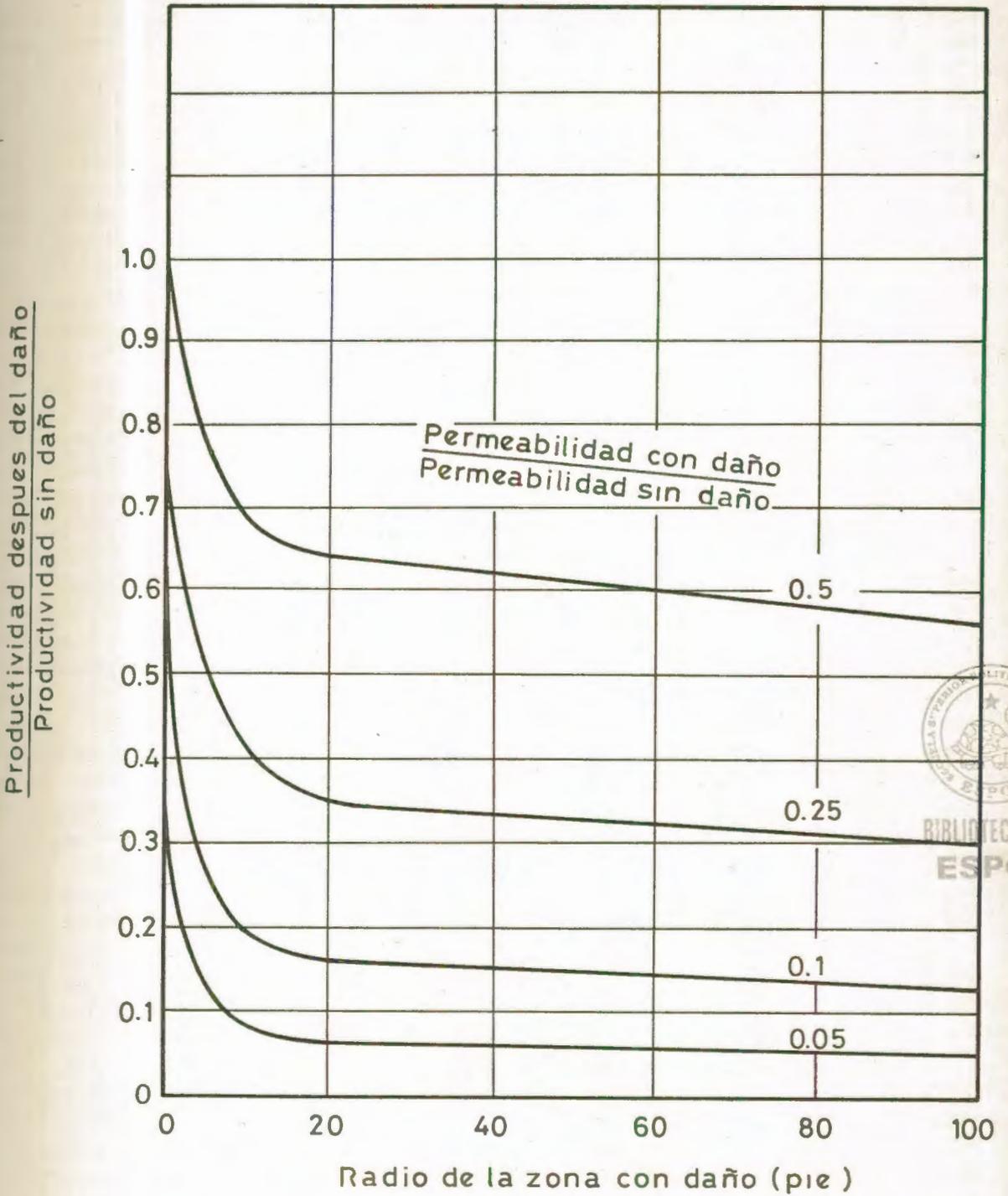


FIG. 2.10 Incremento de producción debido al cambio de permeabilidad en la zona.



ción de una fractura de alta conductividad, extendiéndose una gran distancia desde la boca del pozo.

2.3.7. Sostenimiento de la fractura

El objetivo del sostenimiento es mantener económicamente la conductividad deseada de la fractura.

La conductividad de la fractura depende de un número de factores interrelacionados:

- tipo
- tamaño y uniformidad del agente de sosten
- grado de incrustamiento
- cantidad de sosten y manera de ubicarlo
- aplastamiento.

Comunmente los tipos de agente de sosten usados y sus tamaños son:

ARENA

<u>Mesh</u>	<u>Rango (pulg)</u>
100	0.0059
20 - 40	0.0331 x 0.0165
10 - 20	0.0787 x 0.0331
8 - 12	0.0937 x 0.0661
4 - 8	0.1870 x 0.0937



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Bolas de Vidrio

<u>Mesh</u>	<u>Rango (pulg)</u>
20 - 40	0.0331 x 0.0165
12 - 20	0.0661 x 0.0331
8 - 12	0.0937 x 0.0661

A. PROPIEDADES DESEABLES PARA AGENTES DE SOSTEN

1. Tamaño y uniformidad

Disminuyendo el tamaño se incrementa la carga que puede ser soportada y también la permeabilidad de la fractura empacada. Una sola capa de bolas de vidrio entre 12 - 14 mesh, puede soportar cerca del 75 % mas de carga, que bolas de 12 - 20 mesh. Cantidad significativa de finos pueden reducir seriamente la permeabilidad de la fractura.

2. Esfuerzo

Reducciones significantes en permeabilidad de los agentes de sosten ocurren debido al incremento de esfuerzos de cierre o al esfuerzo horizontal de la matrix

El esfuerzo de granos de arena varía de acuerdo a la clase de pendiente de la arena y al tamaño.

2.3.8. Ubicación del agente de sosten

La ubicación del agente de sostén en una fractura (horizontal o vertical) en cualquier patron diferente a la condición de empaque, es dificultosa de realizar con fluidos de baja viscosidad.

A. EFECTO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO EN LA UBICACION

Estudios de modelo de transporte de arena en una fractura vertical usando fluidos de baja viscosidad base agua, generalmente - muestran lo siguiente:

1. Primeras porciones de arena entrando en la fractura caen al fondo de la fractura cerca a la boca del pozo. Acción de jet a través de la perforación tiende a lavar la arena hasta varios pies desde el hueco.

2. Conforme más arena entra en la fractura, la altura de empaque aumenta hasta algún punto de equilibrio dependiente de la velocidad de flujo en la fractura, de la viscosidad del fluido de fractura, de la diferencia en densidad entre el agente de sostén y el fluido de fractura y de las caracterísricas de arrastre del agente de sostén.
3. Entonces arena adicional es transportada sobre el empaque y depositada más lejos en la fractura.
4. La altura final de la fractura empaquetada después del cierre, puede ser un porcentaje relativamente pequeño de la altura de fracturamiento dinámico, creada durante la inyección.

Los fluidos de alta viscosidad que tienen en suspensión gran cantidad de agentes de sostén permiten:

1. Uso de mayores concentraciones de agentes de sostén.



BIBLIOTECA NACIONAL DE MÉXICO
ESPAÑOL

2. Ubicación de multicapas de grandes agentes de sostén a través de un alto porcentaje de la altura de la fractura, particularmente en el área crítica cerca de la boca del pozo.
3. Ubicación del agente de sostén más lejos de la boca del pozo.

B. AREA CRITICA CERCA DE LA BOCA DEL POZO

El área adyacente a la boca del pozo es la más importante en cuanto a la colocación del agente de sostén concierne Esto es particularmente verdad donde el daño de formación es una mejor razón para la estimulación. Obviamente, sobreflujo con fluido de arena libre no es desseable debido a que empuja la arena fuera del área crítica. Idealmente esta región cercana a la boca del pozo debe ser empaquetada con arena para lograr que este llegue a la fractura. Se debe notar que la reducción de la viscosidad del fluido y/o tasa de inyección, resultan en el decremento del ancho de la fractura.



2.3.9. Fluídos de Fracturamiento

Básicamente los fluídos como el petróleo o agua son usados para crear y colocar agentes de sostén en la fractura, la habilidad para aplicar y alcanzar los resultados deseados, ha mejorado con recientes avances que proveen viscosidades de los fluídos mucho más altas y minimizar los efectos de daño de formación.

Las modificaciones usadas incluyen: control de pérdida de fluído, gelificación o espesamiento, flujo intercruzado de agentes de gelificación y emulsificación.

Actualmente las dos terceras partes de los tratamientos de fractura usan fluídos de base agua y cerca de un tercio utilizan fluídos de base aceite.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2.4. TRABAJOS DE LIMPIEZA DE POZOS

INTRODUCCION

La depositación de carbonatos (escala) es el resultado de la cristalización y precipitación de los minerales existentes en el agua. La escala se deposita en la matriz de la formación y en las fracturas, boca del pozo, tubería de producción, "casing", líneas de flujo, tratadores de calor y tanques.

La causa directa de la precipitación de escala, es debido a los siguientes factores:

- Caída de presión
- Cambio de Temperatura
- Mezcla de dos aguas incompatibles
- Por exceso de solubilidad

Algunas veces una severa depositación causa el bloqueo de la producción de petróleo o gas, por taponamiento de la matriz de la formación o de las fracturas, perforaciones, boca del pozo o equipo de producción.

La composición de la escala es tan variable, como la naturaleza de las aguas que la producen. Los depósitos de escala más comunes en campo de petróleo son:

- Carbonato de calcio

- Yeso
- Sulfato de Bario
- Cloruro de sodio

El sulfato de calcio o la anhidrita usualmente no se deposita en el fondo del pozo, pero puede hacerlo en calderas y convertidores de calor.

Un análisis cuidadoso de escalas insolubles, frecuentemente, indica la presencia de sulfato de bario y estroncio, $BaSr(SO_4)_2$. Varios compuestos de hierro tales como: Carbonato de hierro, CO_3Fe , Oxido de hierro, FeO_3 y sulfuro de hierro FeS , usualmente resultan como un producto de corrosión, debido al dióxido de carbono CO_2 y anhídrido sulfídrico H_2S u oxígeno, disueltos en el agua.

2.4.1. Causas de la depositación de escala

Entre los principales factores que afectan la precipitación de la escala, la depositación y el crecimiento de los cristales, tenemos:

- Supersaturación
- El mezclado de dos aguas diferentes que tienen componentes incompatibles en solución
- El cambio de temperatura
- Cambio de presión



- Evaporación
- Agitación
- Tiempo de contacto
- Ph

2.4.2. Predicción e identificación de escala

A. PREDICCIÓN DE TENDENCIAS A LA FORMACIÓN DE ESCALA

Las técnicas conocidas sobre las tendencias para precipitar varios tipos de escala, son de mucha ayuda en la predicción de las diferentes formas de incrustamiento. El método de Stiff y Davis ha sido usado por muchos años para mostrar la tendencia de escalamiento. Sin embargo, el tiempo y el modo de tomar la muestra, puede tener una relación en los valores de análisis de agua obtenidos. Por ejemplo: Una muestra antigua de agua puede mostrar diferentes valores para ph, contenido de bicarbonato y CO₂, que una muestra fresca. El mejor procedimiento es medir las propiedades del agua inmediatamente después de recoger la muestra.

El análisis de aguas de inyección, proporcio

na una base confiable para estimar la formación de escala en las líneas y en el fondo del hueco, en pozos de inyección.

El análisis de la salmuera producida es una ayuda para la predicción de la formación de escalas en instalaciones de superficie. El análisis de las salmueras producidas, puede no proporcionar una base confiable, para estimar la formación de escala en el fondo del hueco. En pozos de producción, a causa de una posible depositación anterior de escala - en el fondo del hueco, debido frecuentemente a la liberación de CO_2 de los iones bicarbonatos en agua, a medida que la presión declina.

Si la presión del fondo del pozo es cercana a la original, las muestras llevadas al laboratorio bajo condiciones de presión y temperatura del subsuelo, pueden proporcionar información confiable de la tendencia a la formación de escala tanto en superficie como en el fondo del pozo, bajo las condiciones iniciales del yacimiento.

Para determinar la supersaturación de Carbo-

nato de Calcio, CO_3Ca , se toma una muestra de agua en la cabeza del pozo y se hace una prueba. Si la supersaturación de Carbonato de calcio es mayor que el 10% del contenido de alcalinidad de bicarbonato, entonces el agua generalmente tendrá una tendencia a formar escalas.

2.4.3. Identificación de Escala

La difracción de rayos X es el método más usado para la identificación de escala. Esto implica el dirigir un haz de rayos X sobre una muestra finamente dividida de cristales de escala.

Cada componente químico en la escala, difracta los rayos X en una manera característica, lo cual permite su identificación. Este es el método más rápido y para su realización se requiere una pequeña cantidad de muestra.

Análisis químico también puede ser usado para la identificación de escalas. Muestras de escala son pulverizadas y entonces disueltas en solución química. Los componentes son analizados por técnicas standar de titulación o precipitación.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Generalmente los componentes de escala no serán identificados, a menos que el análisis sea hecho para cada componente químico específico. Por comparación todos los componentes químicos pueden ser rápidamente identificados por análisis de rayos X.

2.4.4. Remoción de escala

La escala está clasificada por métodos de remoción. La escala químicamente inerte no es soluble en químico. Las químicamente reactivas pueden ser clasificadas como:

- a) Solubles en agua
- b) Solubles en ácido
- c) Solubles en otros químicos, que no sean agua o ácido.

A. METODOS MECANICOS

Para casing perforado, la reperforación es el método más efectivo para atravesar perforaciones selladas con escala.

Los métodos mecánicos han sido usados para remover tanto escalas solubles como insolu-



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

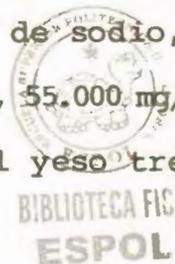
bles de la tubería de producción, "casing" o hueco abierto. La escala puede ser removida de las líneas de superficie por medio de "Pigs" o por escaramiento.

B. REMOCION QUIMICA

1. Escalas solubles en agua

La escala soluble en agua más común es el cloruro de sodio, que puede ser fácilmente disuelta con agua relativamente fresca. Acido no será usado para remover estas escalas.

Si escala de Yeso está recientemente formada y es porosa, puede ser disuelta por la circulación de agua conteniendo alrededor de 55.000 mg/lt. de cloruro de sodio, a través de la escala. A 100°F, 55.000 mg/lt de cloruro de sodio disolverá el yeso tres veces más que el agua fresca.



3. Escalas solubles en ácido

El más prominente de todos los compuestos de escala, el Carbonato de Calcio, es soluble en ácido. El ácido clorhídrico o el

acético pueden ser usados para remover el carbonato de calcio. El ácido fórmico o sulfúrico también han sido usados.

El ácido acético tiene una aplicación especial en el fondo del hueco en pozos de bombeo, cuando se quiere lograr el bombeo de impurezas en un pozo durante el tratamiento con ácido. Surfactantes especiales agregados al ácido pueden ayudar en la remoción de escalas. Escalas solubles en ácido también incluyen carbonato de hierro ($\text{CO}_3 \text{Fe}$). Sulfuro de hierro (Sfe), óxido de hierro (Fe_2O_3).

El ácido clorhídrico más un agente sequestrante es normalmente usado para remover la escala de hierro. El agente sequestrante mantiene el hierro en solución, hasta que pueda ser producido del pozo.

C. Escalas insolubles en Acido

La única escala insoluble de ácido que es químicamente reactiva es el sulfato de calcio o yeso. El sulfato de calcio, aunque



no reacciona en ácido, puede ser tratado con soluciones químicas que convierten el sulfato de calcio a un componente soluble en ácido. Generalmente CO_3Ca o $\text{Ca}(\text{OH})_2$, los mismos que pueden ser removidos con ácido.

2.4.5. Prevención de Escalas. Tenemos:

- A. La inhibición de la precipitación de escala por Polifosfatos inorgánicos.

La inhibición de escala con unas pocas partes por millón de polifosfatos molecularmente deshidratados, es llamado tratamiento de entrada. Cuando un núcleo de cristal de escala se forma el polifosfato es absorbido en la superficie y evita así el crecimiento posterior del cristal. Por cerca de 25 años, partículas de polifosfatos del tamaño de granos de arena han sido inyectados, como una parte de los tratamientos regulares de fracturamiento. También han sido fracturados pozos específicamente para inyectar partículas de fosfatos. El polifosfato se disuelve lentamente en agua y previene la precipitación de escala.



2.4.6. Prevención de escala de carbonato de calcio por mantenimiento de presión

Si la escala de carbonato de calcio puede ser predecida como un resultado de la caída de presión en el yacimiento, el mantenimiento de presión debe ser considerado como un medio de reducir la formación de escala.

Resumiendo los siguientes pasos deben ser toma-dos para resolver los problemas de escala:

1. Identificar la escala y la razón de su deposi-
tación.
2. Quitar el deposito por medios químicos o meca
nicos.
3. En completaciones perforadas, puede ser más
satisfactorio reperforar la zona.
4. Es recomendable inhibir contra una futura for-
mación de escala.

2.5. TRABAJOS MECANICOS

Las consideraciones teóricas acerca de los trabajos me
cánicos de reacondicionamientos, dependen fundamental-
mente de las operaciones que se efectúan en el campo.

Entre los diferentes tipos de trabajos mecánicos que



se pueden realizar en un pozo tenemos:

- Reparar o cambiar sarta de completación
- Cambio de partes o todo el equipo de levantamiento artificial.
- Cambio del equipo de superficie.

Inicialmente, cuando comienza la producción de un pozo, los fluidos son producidos a la superficie por medio de flujo natural y los trabajos mecánicos de reacondicionamiento que se pueden efectuar en esta etapa están dirigidos a cumplir los siguientes objetivos:

- Cambio de partes o toda la sarta de completación
- Cambio del equipo de superficie.

Todos ellos están destinados a solucionar problemas que impiden la producción normal de un pozo.

Cuando hablamos de cambio de partes de la sarta de completación estamos refiriéndonos a que en ocasiones es necesario realizar uno o algunos de los siguientes trabajos:

- Cambio del Niplo de asentamiento, que puede dañarse e impedir que pueda ser aislada una formación dada.
- Cambiar camisa de circulación, debido a que puede



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

estar taponada o gastada parte de ella.

- Cambiar empacaduras, debido a que pueden dañarse sus sellos.

Por tanto, no aisla bien una formación, ni sirve como buen soporte de la sarta de completación.

- Cambiar toda la sarta de completación es necesario cuando la tubería de producción que está colocada en el pozo, se halla sobredimensionada con respecto a la capacidad productiva del mismo, o si la formación ya no puede entregar igual cantidad de fluido.

El cambio del equipo superficial se debe hacer cuando las válvulas del árbol de navidad debido a su desgaste no cierran bien.

Una vez que se entra a la etapa de producción por medio de levantamiento artificial, los trabajos mecánicos de reacondicionamiento pueden estar dirigidos a conseguir las siguientes finalidades:

- Cambio de partes o todo el equipo de levantamiento artificial
- Reparar sistema superficial

Las partes o todo el equipo de levantamiento ar



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

tificial que en un momento dado puede ser necesario cambiar son:

- Mandriles de Gas lift
- Equipo de bombeo centrífugo
- Equipo de bombeo hidráulico
- Todo el equipo de levantamiento artificial

El cambio de mandril puede deberse a su taponamiento que impediría el paso de gas, para abrir las válvulas del sistema. Otro caso que podría ocurrir es corrosión del mandril.

Cuando tratamos de cambiar el equipo de bombeo centrífugo, nos referimos a cualquiera de sus partes que esté funcionando deficientemente, las cuales son:

- Unidad Psi.
- Motor de la bomba
- Bomba
- Cable eléctrico
- Equipo superficial

Las bombas sumergibles se pueden dañar (quemar) y no levantar fluido a la superficie. Esto ocurre en el Oriente Ecuatoriano, principalmente por cambio de voltaje de la corriente, lo que provoca que las



bombas se quemien. También se cambian cuando han sido sobredimensionadas y la formación no es capaz de aportar con la cantidad de fluido necesario para levantar a superficie, quedando la bomba por arriba del nivel del fluido, lo que provoca su daño.

El equipo hidráulico se lo extrae del paso por medio de una Unidad de Cable (Wire Line), pero en ocasiones puede ocurrir que no se lo pueda hacer. Entonces es necesario realizar el trabajo con una torrre de reacondicionamiento.

Por último, se cambia todo el equipo de levantamiento artificial cuando es necesario instalar un sistema diferente, o se la saca del pozo cuando va a abandonarselo debido a que ya no existe producción del mismo.



CAPITULO III

PROGRAMAS OPERACIONALES PARA EFECTUAR REACONDICIONAMIENTO DE POZOS Y EQUIPOS UTILIZADOS

En el capítulo anterior hablamos de las consideraciones teóricas acerca de los reacondicionamientos de pozos. En el presente capítulo trataremos y describiremos solamente los programas operacionales que se llevan a cabo en el campo, con el fin de realizar los trabajos de reacondicionamientos de pozos.

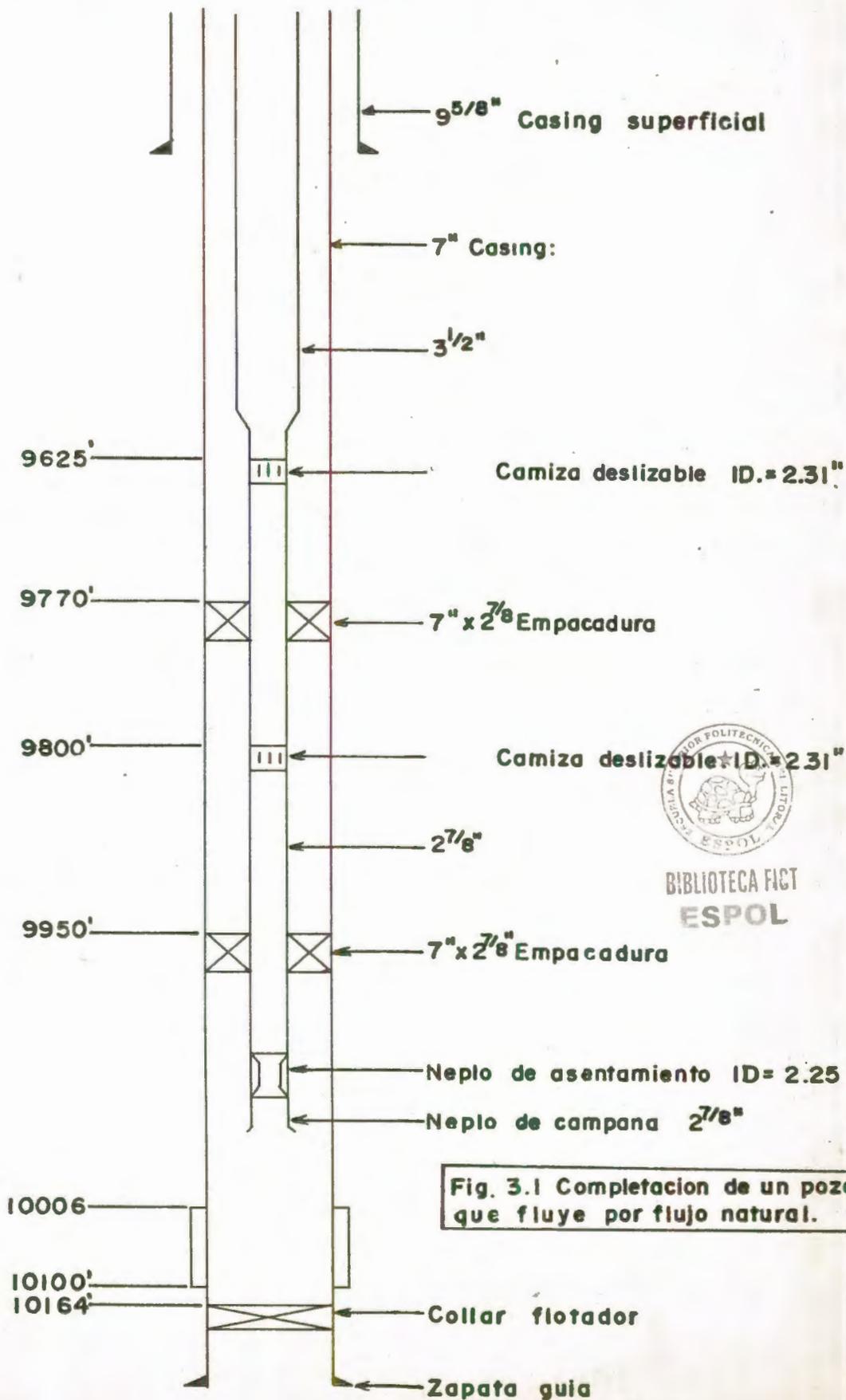
3.1. PROGRAMA DE CEMENTACION FORZADA

El programa operacional que se presenta a continuación tiene como finalidad cerrar el paso de agua a la formación productora, por medio de un "Squeeze de cemento".

Este programa de cementación forzada ha sido tomado de un trabajo operacional realizado al pozo Lago Agrio #1 y para poder llevarlo a cabo se realizan los siguientes pasos. (Fig. 3.1).

PROGRAMA OPERACIONAL

1. Abrir camisa de circulación a 9.625 pies
2. Mover la torre de reacondicionamiento a la locación,



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig. 3.1 Completación de un pozo que fluye por flujo natural.

y proceder a matar el pozo circulando a la inversa con agua salada de 8.9#/gal., tratada con 10 gal. de J-22 por cada 100 Bbls de agua.

3. Sacar el árbol de navidad e instalar el preventor de reventones.
4. Desasentar las empaaduras y sacar la sarta de completación del pozo.
5. Bajar con la broca y raspatubos hasta tocar el tapón de fondo a 10164 pies y circular limpiando el pozo.
6. Bajar canastilla de desperdicios a 10120 pies. Bajar retenedor de cemento con cable eléctrico y asentarlos a 10110 pies.
7. Bajar instalación de prueba tipo DST (bomba de presión y válvula de cierre CIP no son reversibles) con 2000 pies de columna de agua amortiguadora.

Asentar empaadura recuperable RTTS a 9950 pies y abrir la herramienta de prueba. Pistonear si es necesario. Luego probar el pozo en el separador de prueba de la estación.

Si el pozo fluye con una tasa considerable y un cor

te de agua menor del 10%, prosiga con el paso 13 del programa. Si la prueba muestra un alto porcentaje de agua continúe con el paso 8.

8. Bajar la tubería con "STINGER" y enganchar en el retenedor de cemento. Establecer una tasa de bombeo chequeando los retornos por la tubería de revestimiento.
9. Hacer una cementación forzada a través del retenedor de cemento dirigida por el departamento de perforación.
10. Circular a la inversa el exceso de cemento.
11. Si se obtiene circulación de cemento, perforar el retenedor y el cemento hasta 10150 pies. Perforar la formación usando un cañon de 4 SPF en el intervalo 10135-10140; y repetir los pasos 6, 8, 9, 10.
12. Cuando se haya obtenido una cementación forzada exitosa, limpiar con la broca y raspatabos hasta el retenedor de cemento a 10110 pies.
13. Reperforar con cañon de 4 SPF los siguientes intervalos:

10.006 - 10.020 pies

10.042 - 10.048

10.058 - 10.070

10.082 - 10.100

14. Bajar la siguiente tubería de completación:

- 2 7/8 EUE Neplo campana
- 2 7/8 EUE Neplo de asentamiento I.D. 2.25
- 2 7/8 EUE 1 tubo corto
- 2 7/8 x 7 Empacadura Camco HRD-1 a 9950 pies
- 2 7/8 2 tubos de producción
- 2 7/8 Camisa deslizable I.D. 2.31 (cerrada)
- 2 7/8 3 tubos de producción
- 2 7/8 x 7 Empacadura Campo HRD-1 a 9800 pies
- 2 7/8 5 tubos de producción
- 2 7/8 Camisa deslizable I.D. 2.31 (cerrada)
- 2 7/8 1 tubo de producción
- 3 1/2 x 2 7/8 EUE Neplo reductor
- 3 1/2 BUTT tubería de producción
- 3 1/2 BUTT x 3 1/2 neplo reductor



- 15. Armar árbol de navidad y circular a la inversa
- 16. Bajar válvula fija con unidad de cable y asentar las empacaduras.
- 17. Finalizar las operaciones del taladro.

BIBLIOTECA FIST
ESPOL

3.2. PROGRAMA PARA ACIDIFICACION

El siguiente programa operacional tiene como finalidad realizar una acidificación a la formación Hollin y un tratamiento con inhibidor de escala. Este trabajo se ha realizado en el pozo Lago Agrio # 21 y consiste de las siguientes etapas: (Fig. 3.2).

PROGRAMA OPERACIONAL

1. Abrir camisa de circulación a 9780 para poder matar el pozo.
2. Mover la torre de reacondicionamiento a la locación
3. Circular agua salada de 9.6 #/gal. con 12 # gal. de Morflo II por cada 100 Bbls de agua, para matar el pozo.
4. Sacar el árbol de navidad
5. Desasentar las empaaduras y sacar la completación de fondo.
6. Bajar con broca y raspatubos hasta el tapón a 10100 pies.
7. Bajar tubería de 2 7/8 con RTTS y asentarlos a 9950 pies.
8. La presión en el espacio anular entre casing y tubería de producción debe mantenerse en 2000 psi.
9. Hacer prueba de inyectividad, bombeando 10 Bbls. de crudo en la tubería de producción. La presión de bombeo



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

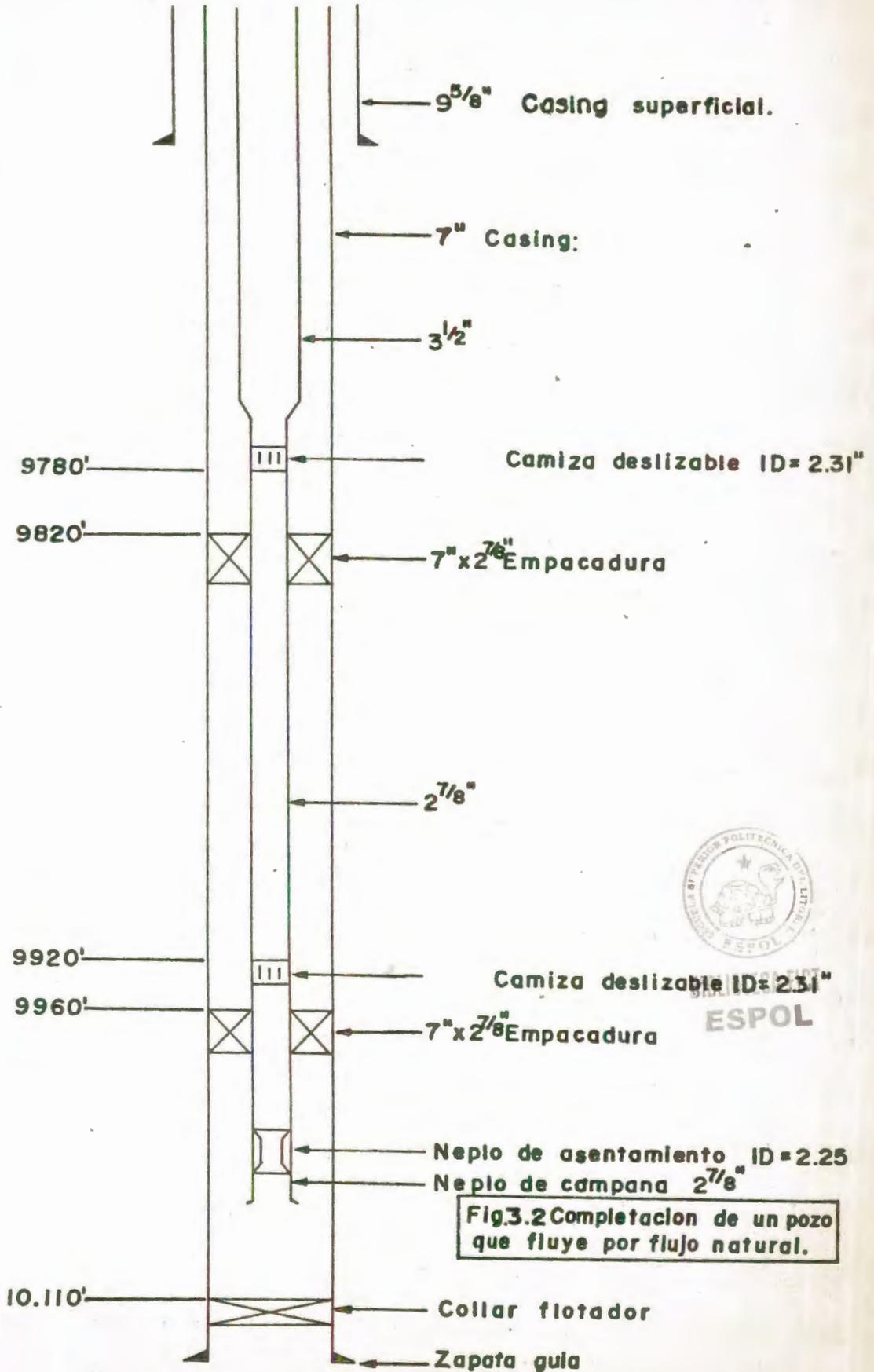


Fig.3.2 Completacion de un pozo que fluye por flujo natural.

beo no debe exceder a 3000 psi. Si es satisfactoria la tasa obtenida, proceda con el paso 10 del programa.

10. Desasentar la empacadura RTTS y bombear en el tubing hasta obtener retorno en el espacio anular, lo siguiente:

10 bbls de ácido hidrociorhídrico al 15%

4 Bbls de ácido hidrociorhídrico al 15% con 100 lbs. de "Unbeads"

10 Bbls de diesel con 5 galones de J-10 o J-22

36 Bbls de crudo

26 Bbls de ácido clorhídrico al 15%

11. Asentar empacaduras RTTS y desplazar ácido a la formación bombeando un promedio de 60 bbls de crudo por el tubing, sin exceder de 3000 psi la presión de bombeo.

12. Dejar el ácido en la formación por espacio de 1 hora.

13. Hacer fluir el pozo para sacar todo el ácido. Pistonear si es necesario.

14. Circular en reverso con agua salada tratada con Morflo II con 12 #/gal. por cada 1000 bbls de agua.

15. Bajar completación de fondo con la siguiente tubería:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- 2 7/8 EUE neplo campana
- 2 7/8 Neplo de asentamiento con válvula fija
- 2 7/8 EUE N-80 tubo corto
- 7 x 2 7/8 Empacadura a 9900 pies
- 2 7/8 EUE camisa deslizante I.D.
- 2 7/8 EUE 5 tubos cortos
- 7 x 2 7/8 empacadura a 9820 pies
- 2 7/8 camisa deslizante I.D.
- 2 7/8 EUE N-80 315 tubos de producción
- 3 1/2 x 2 7/8 neplo reductor
- 3 1/2 BUTT tubo corto

16. Sacar el BOP y armar árbol de navidad, circular a la inversa y asentar empacaduras.

17. Pistonear el pozo para que produzca.

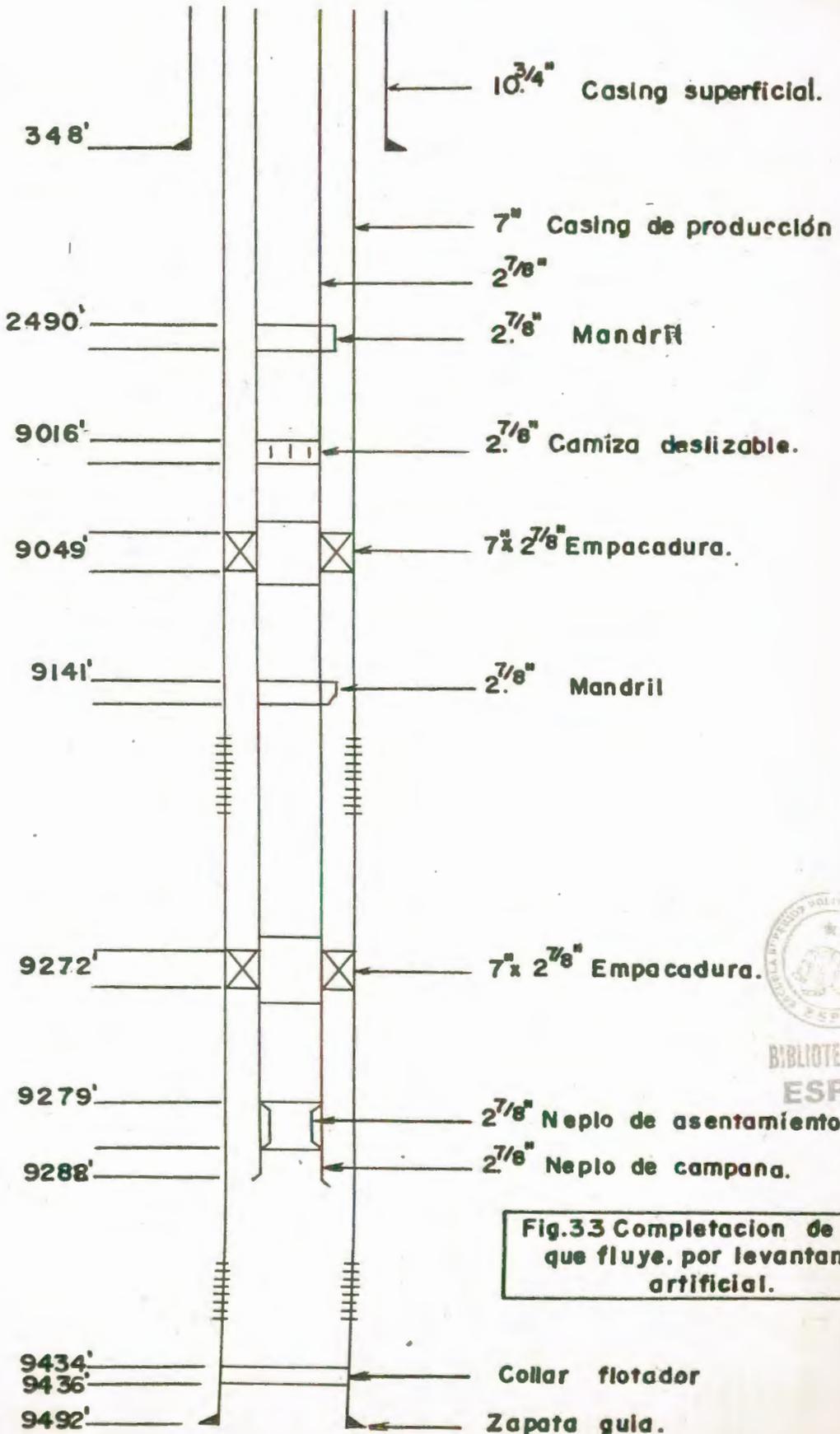
18. Finalizar trabajo con el taladro.

3.3. PROGRAMA PARA FRACTURAMIENTO

El programa operacional que se presenta a continuación tiene como objetivo principal el de estimular la arena T mediante un fracturamiento y la arena U con ácido. Este programa ha sido tomado del trabajo operacional - realizado al pozo Shushufindi # B-53 y para poder llevarlo a cabo se realizan los siguientes pasos: (Fig. 3.3)



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



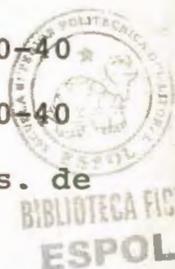
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig.33 Completacion de un pozo que fluye, por levantamiento artificial.

1. Antes de mover la torre de reacondicionamiento chequear que todos los mandriles contengan válvulas - falsas. Abrir camisa de circulación a 9016.
2. Controlar el pozo con agua tratada con 12 gals. de J-22 por cada 100 Bls. Nota: Incrementar el peso del agua con sal si se necesita para controlar pozo.
3. Desasentar obturadores de empaque y bajar sarta de completación hasta 9434' (profundidad limpia).
4. Circular el pozo hasta que se limpie y sacar la sarta de completación. Revisar la tubería para comprobar posible existencia de incrustaciones o corrosión. De encontrar, informar al Dpto. de Ing. de Petróleo del Distrito.
5. Bajar con tapon puente recuperable "RBP", 90 pies de tubos de cola y empaque de prueba "RTTS" en tubería de 3 1/2". Asentar el "RBP" al fondo (mas abajo de 9420'). Subir el "RTTS" hasta 9280'. Llenar la tubería con 83 Bls. de agua dulce con 1% de CaCl_2 y 3 gals. de Morflo II/1000 gals. Asentar el "RTTS", probar las líneas de superficie a 7500 psi. Establecer la rata de inyección bombeando 40 Bls. de agua dulce con 1% de CaCl_2 y 3 gals. de Morflo II gals. utilizando las bombas de 2 camiones y 1 unidad portátil

(total 1500 HHP), no exceder de 7000 psi. Mantener 2000 psi en el espacio anular.

6. Si la prueba de inyección no es satisfactoria, desasentar el "RTTS" y colocar 500 Gals 15% HCL al frente de las perforaciones y repetir prueba de inyección.
7. Si la prueba es satisfactoria, mezclar 8.400 Gals. de MY-T-Frac gel (usar 1% de CaCl₂ y 3 gals de Morflo II/1000 Gals) y fracturar la arena "T" bombeando como sigue (no exceder de 7000 psi. la presión de tratamiento en superficie. Mantener 2000 psi en el espacio anular):
 - A. 1200 gals de agua, pre-relleno
 - B. 1200 gals. MY-T-FRAC, relleno
 - C. 1000 gals. MY-T-FRAC con #/gal. de arena 20-40
 - D. 1000 gals MY-T-FRAC con #/gal. de arena 20-40
 - E. 1000 Gals. MY-T-FRAC con #/gal de arena-20-40
 - F. Dejar caer 44 bolas sellantes en 1200 gals. de agua, pre-relleno.
 - G. 1200 gals. MY-T-FRAC, relleno
 - H. 1000 gals. MY-T-FRAC con #/gal. de arena 20-40
 - I. 1000 gals. MY-T-FRAC con #/gal. de arena 20-40
 - J. 1000 gals. MY-T-FRAC con #/gal. de arena 10-20
 - K. Desplazar con 3470 gals. de agua dulce tratada con Morflo II.



8. Dejar que la presión se estabilice. Circular a la inversa. Recoger el "RBP" y asentarlo a 9270'.
 9. Con el "RTTS" asentado a 9100' realizar prueba de inyección a la arena "U". No exceder de 3000 psi. la presión de inyección.
 10. Si la prueba de inyección no es satisfactoria, repetir el numeral # 6.
 11. Si la prueba es satisfactoria, desasentar el "RTTS" y acidificar la arena "U" bombeando como sigue:
 - A. 20 Bls. de ácido clorhídrico al 15%
 - B. 45 Bls. de ácido regular de lodos
 - C. 14 Bls. de diesel con 65 gals. de J-40
 - D. Asentar el "RTTS"
 - E. Desplazar a la formación con 80 Bls. de crudo tratado con J-22.
- NOTA: No exceder de 3000 psi y 2 BPM
12. Dejar el ácido en la formación durante 1 hora. Fluir el pozo a la piscina hasta que se limpie del ácido. Achicar si es necesario.
 13. Circular a la inversa. Sacar el "RBP" y "RTTS".
 14. Bajar la siguiente sarta de completación (Chequear y medir):



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- 2 7/8" EUE Neplo campana
 " Neplo de asentamiento "R" Baker (ID= 2.25")
 " 1 tubo
- 2 7/8 x 7 Obturador de empaque Camco HRP-1 a +
 9290'
- 2 7/8 5 tubos
- 2 7/8 x 7 Camisa deslizable modelo "L" Baker (ID= 2.31") cerrada.
- 2 7/8 2 tubos
- 2 7/8 x 7 Obturador de empaque Camco HRP-1 a +
 9070'
- 2 7/8 1 tubo
- 2 7/8 Camisa deslizable modelo "L" Baker (ID= 2.31") cerrada.
- 2 7/8 Tubería de producción hasta la superficie.
15. Instalar árbol de navidad. Circular con aceite.
 Bajar válvula fija. Asentar los obturadores de empaque. Sacar la válvula fija.
16. Dar por terminada la operación de la torre.



20 Bls. de ácido CLH al 15%

34 Gals. de ácido al 34%

500 Gals. de agua

4 gals. de rodine

3 gals. de J-22

45 Bls. de ácido de lodos

75 Gals. de ácido CLH al 34% + 400gals. ácido al
34%

1125 gals. de agua

65 gals. de J-40

9 gals. de rodine

8400 gals. MY-T-FRAC

6 gals. de J-22

750 lb.s de ABF

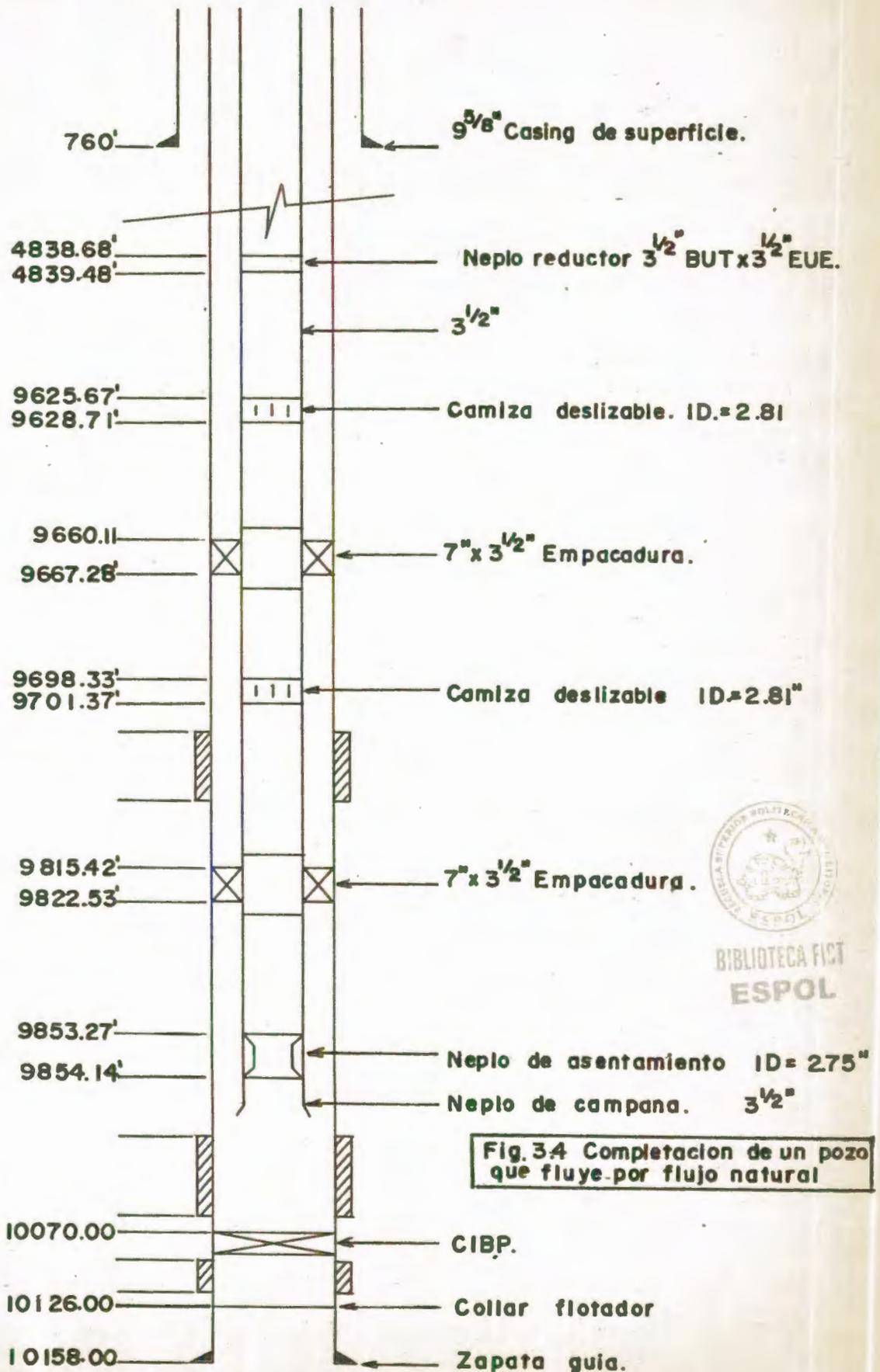
14 Bls. de diesel

3.4. PROGRAMA PARA TRABAJOS DE LIMPIEZA

El programa operacional siguiente tiene como finalidad limpiar el cabezal del pozo y la tubería de producción debido a que se ha encontrado escala en el



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig.34 Completacion de un pozo que fluye por flujo natural

árbol de navidad que impide la producción normal.

- Este programa operacional ha sido tomado del pozo Lago Agrio # 8 y consiste de lo siguiente: (Fig. 3.4).

Programa Operacional

1. Abrir válvula master
2. Con la válvula lateral abierta, bombear por la tubería de producción 500 galones de "One Shot Acid" al 15%.
3. Cerrar la válvula lateral y dejar el ácido por 1 hora.
4. Manipular la válvula Master hasta cerrarla y abrirla.
5. Bajar calibrador de tubería de 3 1/2 hasta el punto de asentamiento a 9853 pies, si no está limpia la tubería de producción repetir los pasos 2 y 3 hasta lograrlo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

6. Fluír el pozo a la piscina para desalojar el ácido.
7. Pistonerar si fuera necesario.

Preparación del "One shot acid"

500 gal de "one shot acid"

225 gal. de H₂O

175 Gal de HCl al 34%

100 gal. de JP1

3 gal. de rodine

3.5. PROGRAMA PARA TRABAJOS MECANICOS

El trabajo de reacondicionamiento que se presenta a continuación tiene como finalidad sacar la tubería de producción para reparar daño mecánico en el nuplo de asentamiento que impide aislar la formación Hollin.

Además se realiza estimulación con solvente de la arena T. Este programa operacional se ha realizado en el pozo Lago Agrio # 13. (Fig. 3.5).

Programa operacional

1. Abrir camisa de circulación para proceder a matar el pozo a 9754 pies.
2. Mover el taladro a la locación.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

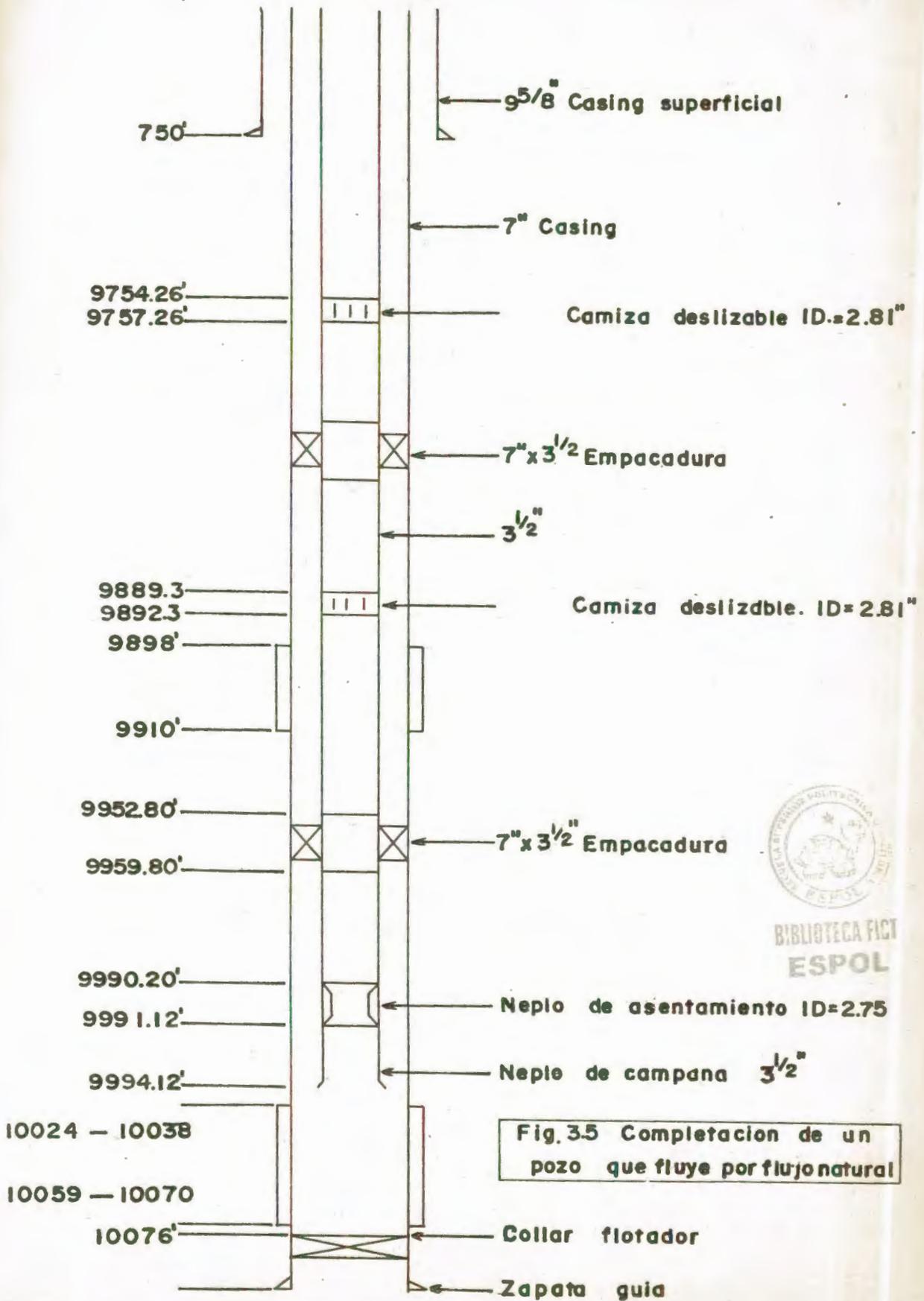


Fig.35 Completacion de un pozo que fluye por flujo natural

3. Controlar el pozo con agua fresca tratada con Morflo II. Use 4 gal/100 bls. de agua.
4. Desarmar el cabezal del pozo y armar el preventor de reventones, BOP.
5. Desasentar empacaduras y chequear por escala y corrosión. Tomar muestra si es posible e informar al departamento de petróleos.
6. Bajar con broca y raspatubos y limpiar hasta 10076 pies (no perforar el CIBP).
7. Bajar con tapon puente recuperable
RBP, 90 pies de tubo de cola y empaque de prueba - RTTS en tubería de 3 1/2.

Asentar el RBP a 10076 pies y subir el RTTS hasta 9980 pies y asentarlo a esa profundidad.
8. Abrirl el By-pass del RTTS y realizar estimulación con solvente bombeando lo siguiente:
 - a) inyectar 10 bbls de JP-1
 - b) inyectar 8 bbls de tolueno
 - c) inyectar 67 bbls de la maezcia de 80 bbls de JP-1 + 0.08 bbls de J-10).
 - d) Seguir bombeando el resto de la mezcla (13 bbls) de 80 bbls de JP-1 + 0.08 de J-10)



BIBLIOTECA FICP
ESPOL

e) Cerrar el by-pass del RTTS y desplazar con:

90 bbls de crudo limpio

f) Dejar el fluido en el pozo por 2 horas. Pistonear el pozo para sacar la cantidad de fluido inyectado.

9. Abrir el by-pass del RTTS y realizar tratamiento antiescala de la formación Hollin bombeando lo siguiente:

10 bbls de JP-1

8 bbls de tolueno

40 bbls de la mezcla de 40 bbls de JP-1 + 1.7 gal. de J-10

27 bbls de la mezcla de (330 bbls de agua + 8 bbls de Visco 962).

a) Cerrar el By-pass del RTTS y desplazar con:

- Inyectar 311 bbls de la mezcla de (330 bbls de agua + 8 bbls de Visco 962)

- inyectar 90 bbls de crudo limpio

b) Dejar el fluido por 24 horas en el pozo y pistonear para sacarlo del pozo.

10. Desasentar el RTTS y recuperar el RBP.

11. Asentar el RBP a 9950° pies y subir al RTTS hasta 9800pies y asentarlo a esa profundidad.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

12. Abrir el by-pass del RTTS y realizar estimulación de la arena T bombeando:

10 bbls de JP-1

120 gal. de tolueno

1200 gal. de la mezcla de (JP-1 + .1% de J-10) desplazar en 44 bbls de crudo limpio.

13. Cerrar el by-pass y desplazar con:

47 bbls de crudo limpio

14. Dejar el fluido en el pozo por 2 horas. Pistonearlo para sacar la cantidad de fluido inyectado.

15. Desasentar el RTTS. Circular a la inversa y recuperar el RBP. Proceder a sacar la tubería con RRRS y RBP.

16. Bajar la siguiente sarta de completación

3 1/2 EUE Neplo campana

" EUE Neplo de asentamiento ID= 2.75

" EJE 1 tubo

7 x 3 1/2 Empacaduras a 9960 pies

3 1/2 2 tubos

" camisa deslizable ID=2.81 (cerrada)

" 3 tubos

7 x 3 1/2 Empacaduras a 9795 pies

3 1/2 1 tubo



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

3 1/2 camisa deslizable ID=2.82 (cerrada)

3 1/2 tubería hasta la superficie

17. Desasentar preventor de reventones y armar cabezal del pozo.

18. Circular con aceite. Bajar válvula fija y asentar empaaduras, recuperar la válvula fija.

19. Fin de operación.

3.6. EQUIPOS UTILIZADOS EN LOS REACONDICIONAMIENTOS DE POZOS

Los equipos utilizados en las operaciones de reacondicionamiento de pozos dependen esencialmente de la clase de trabajo que se va a efectuar.

Podemos diferenciar 2 grandes tipos de operaciones en las que se pueden agrupar los trabajos de reacondicionamiento. Ellas son:

- a) Con torre de reacondicionamiento, y
- b) Sin torre de reacondicionamiento

El uso o no de la torre de reacondicionamiento es uno de los factores económicos más importantes que se deben considerar, debido a que la utilización de ella encarece las operaciones.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Entre los trabajos de reacondicionamiento que se pueden realizar con torre en el pozo tenemos las siguientes:

- cementación
- acidificación
- fracturamiento
- control de arena

Los trabajos de reacondicionamiento que se realizan sin torre son:

- limpieza de la tubería del pozo
- limpieza de la línea de superficie
- limpieza del cabezal
- trabajos de inhibición.

3.6.1. Equipos utilizados

ASOCIACION DE ESTUDIANTE DE
INGENIERIA DE GEOLOGIA MINAS
Y PETROLEOS A E I G M P - E S P O L

Los principales equipos utilizados en operaciones de reacondicionamiento son:

- Torre de reacondicionamiento
- Unidad de cable (wire-line)
- Preventor de reventones (BOP)
- Tapón puente recuperable, RBP (Retrievable bridge Plug)
- Empacadura para tratamiento y prueba de "Squeeze" recuperable, RTTS (Retrievable-test-treat Squeeze).



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A continuación haremos una breve descripción de cada uno de estos equipos:

A. TORRE DE REACONDICIONAMIENTO

Es el equipo de costo más alto que se utiliza en la realización de los trabajos de reacondicionamiento. Por lo tanto se debe optimizar su uso para poder sacarle el máximo provecho.

La torre de reacondicionamiento es el medio - que permite realizar trabajos específicos en pozos, los cuales serían imposibles efectuar de no tener torre en la locación.

B. UNIDAD DE CABLE

La unidad de cable es un equipo mecánico que permite efectuar determinadas operaciones en los pozos, entre los cuales tenemos:

- limpiar la tubería de parafina o arena
- cambiar zonas productoras
- chequear diámetro interior de la sarta de completación.
- aislar zonas
- realizar pruebas de restauración de presión

La unidad de cable consta de las siguientes



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

partes:

- El cable
- El carrete de enrollamiento
- La fuerza motriz
- Instrumento para medir la longitud del cable
- Un indicador de peso
- Una polea para dirigir la entrada del cable al pozo
- Lubricador
- Preventor de reventones (BOP)

C. PREVENTOR DE REVENTONES

Es una válvula de seguridad que se utiliza para poder cerrar el pozo en cualquier momento en que la operación así lo requiera.

D. TAPON PUENTE RECUPERABLE, R.B.P. (Retrievable Bridge Plug)

El tapón puente recuperable es una herramienta que proporciona un medio fácilmente removible de taponamiento en pozos con tubería revestida. Soporta presión tanto hacia arriba como hacia abajo.

La herramienta consta de dos elementos tipo copa que son auto-sellantes al aplicárseles pre-



ESPOL

sión y de dos juegos de ganchos para pared, provistos de un arreglo de cuñas para anclaje positivo contra presión, en ambas direcciones.

El R.B.P. puede bajarse y colocarse en el casing de producción, donde se necesita un tapón provisional para tratamientos individuales de zonas o para contener la presión de una formación durante tareas de reacondicionamiento en la superficie.

Se adapta especialmente para ser usado debajo de una herramienta recuperable apropiada, con el fin de aislar zonas a ser probadas, estimulación, cementación forzada.

Esta herramienta está diseñada de tal modo que el asentamiento y la recuperación son compatibles con la función de la empacadura R.T.T.S. La combinación del R.B.P. y R.T.T.S. permite aislar cualquier sección deseada en un pozo dado.

E. EMPACADURA PARA TRATAMIENTO Y PRUEBA DE "SQUEZZE" RECUPERABLE, RTTS (Retrievable-test-treat squeeze)

El obturador recuperable R.T.T.S. es una herramienta de múltiples usos. Se la asienta por

torsión hacia la derecha y aplicándole peso a la tubería y es utilizado principalmente para efectuar los siguientes trabajos:

- cementación forzada
- estimulación de formaciones
- tratamientos anti-incrustaciones

La acción de asentamiento fija las cuñas mecánicas contra la tubería de revestimiento, las mismas que sostienen el peso de la tubería de revestimiento requerido para comprimir los cauchos del obturador y hacer que sellen contra la tubería de revestimiento.

Dichas cuñas soportan carga hidráulica en el espacio anular por encima del obturador.

Como parte integrante de la herramienta, se provee una válvula de circulación de dos posiciones, la misma que se abre o se cierra a voluntad en cualquier momento para permitir circulación por arriba del obturador. Durante la cementación forzada o tratamientos de estimulación la válvula de circulación se mantiene cerrada.

F. EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie es uno de los más im-

portantes en las operaciones de reacondicionamiento de pozos. Entre las principales partes tenemos: los tanques, bombas, líneas de superficie, uniones, etc.

Las bombas son las que van a dar la potencia necesaria para poder desplazar un determinado fluido al pozo con el fin de realizar una operación específica.

En los tanques se realiza la mezcla de los químicos que se van a inyectar al pozo en un trabajo dado. También se utilizan para almacenar cualquier fluido a emplearse en el reacondicionamiento.

Las líneas de superficie es el medio que facilita la unión entre el equipo de bombeo y el cabezal del pozo, para de esa manera realizar la inyección de un determinado fluido.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO IV

EVALUACION TECNICA

4.1. PROCEDIMIENTO PARA EL ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESION

El procedimiento que se sigue para analizar los datos de presión de cada pozo lo podemos describir de la siguiente forma.

En primer lugar se elaboran los gráficos de Myller, Dyes y Hutchinson, del cual determinamos la pendiente (m_{MDH}) y la presión de cierre cuando $t = 1$ hora (P_{1hr}), con estos valores calculamos la permeabilidad y el factor de daño (K_{MDH} , S_{MDH}).

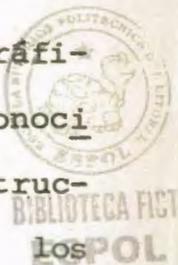
Después, la presión del yacimiento la obtenemos gráficamente por medio de método de Muskat. Una vez conocida la presión del yacimiento procedemos a la construcción de las curvas de IPR, para lo cual seguimos los siguientes pasos:

a) Calculamos la eficiencia de flujo (F.E.)

b) Calculamos $P_{wf}' = \bar{P}_R - (P_R - P_{wf}) \times FE$

c) Calculamos $Q_{max} = q / 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}'}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}'}{P_R} \right)^2$

donde Q_{max} es la tasa de flujo correspondiente al



100% de declinación de presión.

- d) Se asumen diferentes valores de P_{wf} entre 0 P_{wf} P_R y se calculan valores de P_{wf}' .
- e) Calculamos la tasa de producción correspondiente a una entrada de presión del pozo P_{wf}' .

$$q = Q_{max} \times \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}'}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}'}{P_R} \right)^2 \right]$$

- f) Construimos una curva graficando $\log (P_R^{-2} - P_{wf}^2)$ vs $\log q$, a partir de la cual obtenemos la constante n .

Entonces de la ecuación

$$q = c (P_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

calculamos c

- g) Determinamos valores de c , para cada P_{wf} asumido

$$q_1 = c (P_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

- h) Graficamos P_{wf} vs q_1 y la curva obtenida es la de IPR.

- i) Calculamos el potencial absoluto abierto del pozo, que se obtiene cuando $P_{wf} = 0$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$q = \text{AOFP} = c (P_r^2 - P_{wf}^2)^n = c(P_R^2)^n$$

j) Los puntos de intersección en la curva IPR son el AOFP y PR.

El análisis de los gráficos se lo hará en los siguientes puntos, pero sus gráficos se muestran en el anexo del presente trabajo.

4.2. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION ANTES Y DESPUES DEL REACONDICIONAMIENTO.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 01

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA : Octubre 7 de 1968

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	4328
20	0.333	4350
40	0.666	4362
60	1.0	4366
120	2.0	4378
180	3.0	4378
240	4.0	4380
360	6.0	4380
480	8.0	4385
600	10.0	4385
720	12.0	4385



ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$q = 1506 \text{ BLPD}$$

$$\phi = 0.15$$

$$\mu = 1.7 \text{ cp}$$

$$h = 106 \text{ pies}$$

$$c_T = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$$

$$r_w = 0.265 \text{ pies}$$

$$\beta = 1.361 \text{ BBL/STB}$$

$$P_{wf} = 4328 \text{ Lpc}$$

$$P_1 h_{MDH} = 4378 \text{ Lpc}$$

$$m_{MDH} = 9 \text{ Lpc/ciclo}$$

del gráfico 4.1

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{593.89}{1} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = -1.02$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 01

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Octubre 7 de 1980

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 1506 \text{ BLPD}$$

$$S = -1.02$$

$$P_{wf} = 4328 \text{ Lpc}$$

$$m = 9 \text{ Lpc/ciclo}$$

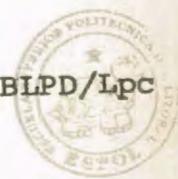
$$\bar{P}_R = 4400 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = -8 \text{ Lpc}$$

$$I_{P_{\text{ideal}}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$I_{P_{\text{ideal}}} = \frac{20.92}{\text{BLPD/Lpc}}$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$I_{P_{\text{real}}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$I_{P_{\text{real}}} = \frac{18.83}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{I_{P_{\text{ideal}}}}{I_{P_{\text{real}}}}$$

$$FE = 1.11$$

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 01

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Octubre 7 de 1968

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 1506 BLPD

 \bar{P}_r : 4400 Lpc

Pwf: 4328 Lpc

FE: 1.111

$$q = c (\bar{P}_r - P_{wf})^n$$

$$n = 1.0089 \quad \text{del gráfico 4.3}$$

$$c = 213 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c(\bar{P}_r - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 47878 \quad ; \text{ BLPD en el gráfico 4.4}$$

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4200	4177.8	4122.7	1.72	4163
4000	3955.6	8056	3.36	8181
3800	3733.4	11800,06	4.92	12020
3600	3511.3	15354.82	6.4	15672
3200	3066.9	21896.45	9.12	22404
2800	2622.5	27680.89	11.52	28358
2200	1956.0	34937.82	14.52	35817
1800	1511.6	38829.29	16,12	39807
1200	845.0	43246.76	17.92	44287
800	400.7	45245.26	18,72	46282



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 01

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Mayo 12 de 1979

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	2942
5	0.0833	3091
10	0.1666	3265
20	0.333	3346
40	0.666	3470
60	1.0	3518
120	2.0	3576
200	3.333	3614
300	5.0	3639
360	6.0	3662
400	6.666	3669

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	$= 2807$	BLPD	ϕ	$= 0.15$	
μ	$= 1.7$	cp	h	$= 106$	pies
c_T	$= 7 \times 10^{-6}$	Lpc ⁻¹	r_w	$= 0.265$	pies
β	$= 1.361$	BBL/STB	P_{wf}	$= 2942$	Lpc
P_1	$= 3582$	Lpc	m_{MDH}	$= 105$	Lpc/ciclo del gráfico 4.5

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{94.88}{\quad} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 0.51$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO : 01

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Mayo 12 de 1979

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 2807 \text{ BLPD}$$

$$S = 0.51$$

$$P_{wf} = 2942 \text{ Lpc}$$

$$m = 105 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4350 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 47 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{1.9936}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{2.06}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.967$$

BIBLIOTECA TST
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO N^a POZO: 01
 FORMACION: HOLLIN
 FECHA DE PRUEBA: Mayo 12 de 1979

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 2807 BLPD
 \bar{P}_r : 4350 Lpc
 Pwf: 2942 Lpc
 FE: 0.967

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0149 \text{ del gráfico 4.7}$$

$$c = 21 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c(\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 5101 ; \text{ BLPD en el gráfico 4.8}$$



BIBLIOTECA FICTICIA
 ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

P_{wf} Lpc	P_{wf}' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4200	4205	342.2	1.282496	332
4000	4011.6	782.48	2.922496	766
3800	3818.2	1204.44	4.482496	1183
3600	3624.8	1608.10	5.962496	1580
3200	3238.1	2360.5	8.682496	2313
2800	2851.3	3039.7	11.082496	2964
2200	2271.1	3921.3	14.082496	3779
1800	1884.4	4417.4	15.682496	4215
1200	1304.2	5024.53	17.482496	1707
800	917.5	5337.71	18.282496	4926



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 01

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA : Junio 8 de 1979

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	2992
5	0.0833	3114
10	0.1666	3235
20	0.333	3379
40	0.666	3508
60	1.0	3553
80	1.333	3583
120	2.0	3614
160	2.66	3639
240	4.0	3672
322	5.36	3692



ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	$= 2461$	BLPD	ϕ	$= 0.15$	
μ	$= 1.7$	cp	h	$= 106$	pies
c_T	$= 7 \times 10^{-6}$	Lpc ⁻¹	r_w	$= 0.265$	pies
β	$= 1.361$	BBL/STB	P_{wf}	$= 2992$	Lpc
$P_1 h_{MDH}$	$= 3628$	Lpc	m_{MDH}	$= 92$	Lpc/ciclo
					del gráfico 4.9

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

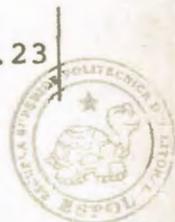
$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{95}{} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 1.45$$



BIBLIOTECA FIST
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 01

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Junio 8 de 1979

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 2461 \text{ BLPD}$$

$$S = 1,45$$

$$P_{wf} = 2992 \text{ Lpc}$$

$$m = 92 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4075 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 116 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{2,27}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{2,54}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0,893$$



BIBLIOTECA FICTICIA
ESTOY

CAMPO: LAGO AGRIO N^o POZO: 01
 FORMACION: HOLLIN
 FECHA DE PRUEBA: Junio 8 de 1979

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 2461 BLPD

\bar{P}_r : 4075 Lpc

Pwf: 2992 Lpc

FE: 0.893

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$n = 1.0288$ del gráfico 4.11

$$c = 20 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$\Delta OFP = 5457$; BLPD en el gráfico 4.12



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ $Lpc^2 \times 10^{-6}$	q ₁ BLPD
4000.0	4008.0	189.13	.605625	181
3800.0	3829.5	679.87	2.165625	671
3600.0	3650.9	1150.83	3.645625	1147
3400.0	3472.3	1601.99	5.045625	1602
3200.0	3293.8	2033.36	6.365625	2035
2500.0	2668.8	3387.33	10.355625	3357
2000.0	2222.4	4206.02	12.605625	4110
1500.0	1775.9	4901.04	14.355625	4698
800.0	1151.0	5666.25	15.965625	5240
200.0	615.0	6129.23	16.565625	5443

BIBLIOTECA HISTÓRICA
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 01

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 30 de 1980

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	2871
6	.1	2973
12	.2	3094
24	.4	3244
48	.8	3432
84	1.4	3508
120	2.0	3530
180	3.0	3564
240	4.0	3590
360	6.0	3620
420	7.0	3632
458	9.3	3647
582	9.7	3647

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	$=$	2341	BLPD	ϕ	$=$	0.15
μ	$=$	1.7	cp	h	$=$	106 pies
c_T	$=$	7×10^{-6}	Lpc ⁻¹	r_w	$=$	0.265 pies
β	$=$	1.361	BBL/STB	P_{wf}	$=$	2871 Lpc
$P_1 h_{MDH}$	$=$	3555	Lpc	m_{MDH}	$=$	92 Lpc/ciclo del gráfico 4.13

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}} \quad K_{MDH} = \frac{90,3}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} \right| + 3.23$$

$$S_{MDH} = 2.08$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

N^o POZO : 01

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 30 de 1980

EFICIENCIA DE FLUJO

$$\begin{aligned}
 q &= 2341 \text{ BLPD} & S &= 2.08 \\
 P_{wf} &= 2871 \text{ Lpc} & m &= 92 \text{ Lpc/ciclo} \\
 \bar{P}_R &= 4000 \text{ Lpc} \\
 \Delta P_{\text{daño}} &= 0.87 \text{ ms} \\
 \Delta P_{\text{daño}} &= 166 \text{ Lpc}
 \end{aligned}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{2.07}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{2.43}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.853$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO N^o POZO: 01
 FORMACION: HOLLIN
 FECHA DE PRUEBA: Abril 30 de 1980

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 2341 BLPD

\bar{P}_r : 4000 Lpc

P_{wf} : 2871 lpc

FE: 0.853

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 0.9929 \text{ del gráfico 4.15}$$

$$c = 34 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 4836 ; \text{ BLPD en el gráfico 4.16}$$



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
3800.0	3829.5	455.57	1.560000	479
3600.0	3659.0	893.54	3.040000	930
3400.0	3488.5	1313.92	4.440000	1354
3200.0	3318.0	1716.70	5.760000	1573
3000.0	3147.0	2101.89	7.000000	2128
2500.0	2721.2	2987.88	9.750000	3634
1500.0	1868.7	4429.95	13.750000	4160
1000.0	1442.4	4986.03	15.000000	4535
800.-	1271.9	5177.67	15.360000	4643

BIBLIOTECA FCT
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA : Noviembre 23 de 1975

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión Pws, Lpc
0	-	3803
4	0.067	3885
8	0.133	3946
12	0.20	4008
16	0.267	4054
20	0.333	4094
24	0.40	4110
28	0.467	4123
32	0.533	4136
40	0.667	4146
48	0.80	4156
60	1.0	4159
80	1.333	4164
100	1.667	4167
160	2.667	4169
200	3.33	4172
240	4.0	4172

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	=	1140	BLPD	ϕ	=	0.144
μ	=	1.9	cp	h	=	104 pies
c_T	=	7×10^{-6}	Lpc ⁻¹	r_w	=	0.265 pies
β	=	1.361	BBL/STB	P_{wf}	=	3803 Lpc
$P_1 h_{MDH}$	=	4162	Lpc	mMDH	=	22 Lpc/ciclo
						del gráfico 4.17

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m MDH}$$

$$K_{MDH} = \frac{209}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m MDH} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} \right| + 3.23$$

$$S_{MDH} = 12$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Noviembre 23 de 1975

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 1140 \text{ BLPD}$$

$$S = 12$$

$$P_{wf} = 3803 \text{ Lpc}$$

$$m = 22 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4400 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 228 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{1.91 \text{ BLPD/Lpc}}{\text{ESPOL}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{3.089 \text{ BLPD/Lpc}}{\text{ESPOL}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.615$$



CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Noviembre 23 de 1975

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 1140 BLPD

 \bar{P}_r : 4400 Lpc

Pwf: 3803 Lpc

FE: 0.615

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0393 \quad \text{del gráfico 4.19}$$

$$c = 13 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 4759 \quad ; \text{ BLPD en el gráfico 4.20}$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4200.0	4276	391.71	0.172000	384
4000.0	4153.9	773.54	3.360000	771
3800.0	4030.8	1145.51	4.920000	1146
3600.0	3907.8	1507.62	6.400000	1506
3200.0	3661.7	2202.27	9.120000	2176
2800.0	3415.6	2857.48	11.520000	2775
2200.0	3046.4	3766.35	14,520000	3529
1800.0	2800.3	4322.96	16,120000	3934
1200.0	2431.1	5083.93	17.920000	4392
800.0	2185.0	5541.94	18.720000	4596

BIBLIOTECA FCI
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Diciembre 6 de 1976

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3504
2	0.033	3642
4	0.067	3825
8	0.133	4005
12	0.20	4062
16	0.267	4087
32	0.533	4107
60	1.0	4117
100	1.667	4120
140	2.333	4122
180	3.0	4125
240	4.0	4130
308	5.13	4130



ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$q = 1601 \text{ BLPD}$$

$$\phi = 0,15$$

$$\mu = 1.8 \text{ cp}$$

$$h = 104 \text{ pies}$$

$$c_T = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$$

$$r_w = 0,265 \text{ pies}$$

$$\beta = 1.361 \text{ BBL/STB}$$

$$P_{wf} = 3504 \text{ Lpc}$$

$$P_1 \text{ hMDH} = 4118 \text{ Lpc}$$

$$m_{MDH} = 30 \text{ Lpc/ciclo}$$

del gráfico 4,21

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{216}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 \text{ hMDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} \right|$$

$$S_{MDH} = 16.6$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO : 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Diciembre 6 de 1976

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 1601 \text{ BLPD}$$

$$S = 16.6$$

$$P_{wf} = 3504 \text{ Lpc}$$

$$m = 30 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4190 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 433 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{2.33}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{6.33}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.368$$



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO N^o POZO: 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Diciembre 6 de 1976

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 1601 BLPD

\bar{P}_r : 4190 Lpc

Pwf: 3504 Lpc

FE: 0.368

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$\eta = 1.0569 \quad \text{del gráfico 4.23}$$

$$c = 13 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 5896 \quad ; \text{ BLPD en el gráfico 4.23}$$



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_R^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4100.0	4156.8	215.08	0.746096	209
4000.0	4120.0	452.28	1.556096	455
3800.0	4046.3	921.01	3.116096	949
3600.0	3972.6	1382.26	4.596096	1430
3200.0	3825.3	2282.27	7.316096	2338
2800.0	3677.9	3152.30	9.716095	3155
2200.0	3456.8	4401.10	12.716096	4193
1800.0	3309.5	5196.15	14.316096	4753
1200.0	3088.4	6332.49	16.116096	5386
800.0	2941.0	7052.57	16.916096	5669

BIBLIOTECA FCT
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA : Abril 6 de 1977

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3661
4	0.067	3834
8	0.133	4058
16	0.267	4115
40	0.667	4128
60	1.0	4130
200	3.33	4133
280	4.667	4135
360	6.0	4138
440	7.33	4140
600	10.0	4143
835	13.917	4143

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$q = 1347 \text{ BLPD}$$

$$\phi = 0.15$$

$$\mu = 1.8 \text{ cp}$$

$$h = 104 \text{ pies}$$

$$c_T = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$$

$$r_w = 0.265 \text{ pies}$$

$$\beta = 1.361 \text{ BBL/STB}$$

$$P_{wf} = 3661 \text{ Lpc}$$

$$P_1 h_{MDH} = 4120 \text{ Lpc}$$

$$m_{MDH} = 23 \text{ Lpc/ciclo}$$

del gráfico 4.25

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{224}{m_{MDH}} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} \right. +$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$S_{MDH} = 16$$

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 6 de 1977

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 1347 \text{ BLPD}$$

$$S = 16$$

$$P_{wf} = 3661 \text{ Lpc}$$

$$m = 23 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4170 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 320,16 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{2.65}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{7.13}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.371$$



CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 6 de 1977

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 1347 BLPD

 \bar{P}_r : 4170 Lpc

Pwf: 3667 Lpc

FE: 0.371

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0759 \quad \text{del gráfico 4.27}$$

$$c = 11 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c(\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 6780 \quad ; \quad \text{BLPD en el gráfico 4.28}$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4100.0	4144.0	188.55	0.578896	176
3800.0	4032.7	984.65	2.948896	1005
3600.0	3958.5	1504.71	4.428896	1557
3400.0	3884.3	2016.24	5.828896	2092
3200.0	3810.1	2519.22	7.148896	2605
2800.0	3661.7	3499.55	9.548896	3557
2200.0	3439.1	4905.97	12.548896	4773
1800.0	3290.7	5800.86	14.148896	5431
1200.0	3068.1	7079.13	15.948896	6177
800.0	2919.7	7888.60	16.748896	6511

ESPOL



BIBLIOTECA HCT
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Octubre 17 de 1978

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3592
5	0.083	3807
10	0.167	4010
15	0.250	4092
20	0.33	4105
40	0.667	4115
60	1.0	4118
120	2.0	4120
240	4.0	4123
360	6.0	4128
420	7.0	4130
465	7.75	4130

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$q = 1132 \text{ BLPD}$$

$$\phi = 0.15$$

$$\mu = 1.8 \text{ cp}$$

$$h = 104 \text{ pies}$$

$$c_T = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$$

$$r_w = 0.265 \text{ pies}$$

$$\beta = 1.361 \text{ BBL/STB}$$

$$P_{wf} = 3592 \text{ Lpc}$$

$$P_1 h_{MDH} = 4118 \text{ Lpc}$$

$$m_{MDH} = 15 \text{ Lpc/ciclo}$$

del gráfico 4.29

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{289}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 33.33$$



CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO : 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Octubre 17. de 1978

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 1132 \text{ BLPD}$$

$$S = 33.33$$

$$P_{wf} = 3592 \text{ Lpc}$$

$$m = 15 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4160 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 435 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{1.99}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{8.511}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.234$$



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

CAMPO: IAGO AGRIO N^o POZO: 02
 FORMACION: HOLLIN
 FECHA DE PRUEBA: Octubre 17 de 1978

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 1132 BLPD

\bar{P}_r : 4160 Lpc

Pwf: 3592 Lpc

FE: 0.234

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0533 \quad \text{del gráfico 4.31}$$

$$c = 11 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 4628 \quad ; \quad \text{BLPD en el gráfico 4.32}$$



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4100.0	4145.9	121.13	0.495600	110
3800.0	4075.7	721.25	2.865600	696
3600.0	4028.8	1116.28	4.345600	1080
3400.0	3982.0	1507.27	5.745600	1449
3200.0	3935.1	1894.20	7.065600	1801
2800.0	3841.4	2655.93	9.465600	2451
2200.0	3700.9	3768.16	12.465600	3276
1800.0	3607.2	4489.41	14.065600	3720
1200.0	3466.7	5540.94	15.865600	4223
800.0	3373.0	6221.72	16.665600	4448

ESPOL

PRINCIPAL ECT



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA : Mayo 6 de 1979

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3100
5	0.083	3228
10	0.167	3373
20	0.333	3589
40	0.667	3995
60	1.0	4047
120	2.0	4072
180	3.0	4080
240	4.0	4082
360	6.0	4087
450	7.5	4095
480	8.0	4095

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$\begin{array}{ll}
 q & = 721 \text{ BLPD} & \phi & = 0.15 \\
 \mu & = 1.8 \text{ cp} & h & = 104 \text{ pies} \\
 c_T & = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1} & r_w & = 0.265 \text{ pies} \\
 \beta & = 1.361 \text{ BBL/STB} & P_{wf} & = 3100 \text{ Lpc} \\
 P_1 h_{MDH} & = 4070 \text{ Lpc} & m_{MDH} & = 29 \text{ Lpc/ciclo} \\
 & & & \text{del gráfico 4.33}
 \end{array}$$

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{95.23}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 32$$



BIBLIOTECA FICST
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO : 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Mayo 6 de 1979

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 721 \text{ BLPD}$$

$$S = 32$$

$$P_{wf} = 3100 \text{ Lpc}$$

$$m = 29 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4167 \text{ Lpc.}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 808 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{0.68}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{2.78}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.243$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO N^o POZO: 02
 FORMACION: HOLLIN
 FECHA DE PRUEBA: Mayo 6 de 1979

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 721 BLPD

\bar{P}_r : 4167 Lpc

Pwf: 3100 Lpc

FE: 0.243

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0792 \quad \text{del gráfico 4.35}$$

$$c = 3 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 1951 \quad ; \text{ BLPD en el gráfico 4.36}$$



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ $Lpc^2 \times 10^{-6}$	q ₁ BLPD
4100.0	4150.7	46.49	0.553888	47.0
3800.0	4077.7	252.63	2.923888	285
3600.0	4029.0	388.25	4.403888	444
3400.0	3980.4	522.43	5.803888	598
3200.0	3931.7	655.17	7.123888	746
2800.0	3834.4	916.32	9.523888	1020
2200.0	3688.4	1297.22	12.523888	1371
1800.0	3591.0	1543.94	14.123888	1561
1200.0	3445.0	1903.20	15.923888	1776
800.0	3347.7	2135.49	16.723888	1873



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

N^o POZO 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Marzo 7 de 1980

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3103
6	.1	3214
12	.2	3261
24	.4	3364
48	.8	3668
96	1.6	3915
120	2.0	3924
240	4.0	3930
336	5.6	3932
384	6.4	3932
468	7.8	

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$q = 307 \text{ BLPD}$$

$$\phi = 0.15$$

$$\mu = 1.8 \text{ cp}$$

$$h = 104 \text{ pies}$$

$$c_T = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$$

$$r_w = 0.265 \text{ pies}$$

$$\beta = 1.361 \text{ BBL/STB}$$

$$P_{wf} = 3.103 \text{ Lpc}$$

$$P_{1hMDH} = 3925 \text{ Lpc}$$

$$m_{MDH} = 12 \text{ Lpc/ciclo}$$

del gráfico 4.37

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{98}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_{1hMDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 72.35$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

N^o POZO 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Marzo 7 de 1980

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 307 \text{ BLPD}$$

$$S = 72.35$$

$$P_{wf} = 3103 \text{ Lpc}$$

$$m = 12 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4000 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{daño} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{daño} = 755 \text{ Lpc}$$

$$IP_{ideal} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{ideal} = \frac{0.34}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{real} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{daño}}$$

$$IP_{real} = \frac{2162}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{ideal}}{IP_{real}}$$

$$FE = 0.158$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Marzo 7 de 1980

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 307 BLPD

 \bar{P}_r : 4000 Lpc

Pwf: 3103 Lpc

FE: 0.158

$$q = c (\bar{P}_r - P_{wf})^n$$

$$n = 1.0759 \quad \text{del gráfico 4.39}$$

$$c = 1 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 564 \quad ; \quad \text{BLPD en el gráfico 4.40}$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
3800.0	3968.4	69.30	1.560000	46
3600.0	3936.8	138.11	3.040000	94
3400.0	3905.2	206.44	4.440000	142
3200.0	3873.7	274.28	5.760000	188
3000.0	3842.1	341.62	7.000000	232
2500.0	3763.1	507.86	9.750000	331
2000.0	3684.1	671.04	12.000000	413
1500.0	3605.2	831.17	13.750000	479
1000.0	3525.2	988.26	15.000000	526
800.0	3494.6	1050.23	15.360000	539

BIBLIOTECA
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Junio 25 de 1980

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión Pws, Lpc
0	-	3167
6	.1	3233
12	.2	3309
24	.4	3408
48	.8	3638
84	1.4	3881
120	2.0	3891
180	3.0	3911
210	4.0	3927
360	6.0	3927
432	7.2	3927

BIBLIOTECA
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$\begin{array}{ll}
 q & = 190 \text{ BLPD} & \phi & = 0.15 \\
 \mu & = 1.8 \text{ cp} & h & = 104 \text{ pies} \\
 c_T & = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1} & r_w & = 0.265 \text{ pies} \\
 \beta & = 1.361 \text{ BBL/STB} & P_{wf} & = 3.167 \text{ Lpc} \\
 P_1 h_{MDH} & = 3918 \text{ Lpc} & m_{MDH} & = 7 \text{ Lpc/ciclo} \\
 & & & \text{del gráfico 4.41}
 \end{array}$$

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}} \qquad K_{MDH} = \frac{104}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 117$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Junio 25 de 1980

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 190 \text{ BLPD}$$

$$S = 117$$

$$P_{wf} = 3167 \text{ Lpc}$$

$$m = 7 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 3980 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{daño} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{daño} = 712 \text{ Lpc}$$

$$IP_{ideal} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{ideal} = \frac{2.34}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{real} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{daño}}$$

$$IP_{real} = \frac{1.881}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{ideal}}{IP_{real}}$$

$$FE = 0.124$$



BIBLIOTECA FIST
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 02

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Junio 25 de 1980

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 190 BLPD

 \bar{P}_r : 3980 Lpc

Pwf: 3167 Lpc

FE: 0.124

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 10605 \quad \text{del gráfico 4.43}$$

$$c = 1 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c(\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 432 \quad ; \text{ BLPD en el gráfico 4.44}$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

P_{wf} Lpc	P_{wf}' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q_1 BLPD
3900.0	3970.1	18.89	0.630400	14
3600.0	3933.0	89.34	2.880400	71
3400.0	3908.3	135.99	4.280400	108
3200.0	3883.6	182.37	5.600400	143
3000.0	3858.9	228.49	6.840400	177
2500.0	3797.1	342.66	9.590400	254
2000.0	3735.3	455.19	11.840400	317
1500.0	3673.5	566.10	13.590400	367
1000.0	3611.7	675.37	14.840400	403
800.0	3587.0	718.62	15.200400	413



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Octubre 29 de 1968

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3430
30	0.5	4185
60	1.0	4188
90	1.5	4190
120	2.0	4193
240	4.0	4197
360	6	4197

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$q = 724 \text{ BLPD}$$

$$\phi = 0.15$$

$$\mu = 1.8 \text{ cp}$$

$$h = .72 \text{ pies}$$

$$c_T = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$$

$$r_w = 0.265 \text{ pies}$$

$$\beta = 1.361 \text{ BBL/STB}$$

$$P_{wf} = 3430 \text{ Lpc}$$

$$P_1 \text{ hMDH} = 4912 \text{ Lpc}$$

$$m_{\text{MDH}} = 14 \text{ Lpc/ciclo}$$

del gráfico 4.45

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{\text{MDH}} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m \text{ MDH}}$$

$$K_{\text{MDH}} = \frac{286.107}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{\text{MDH}} = 1.151 \left| \frac{P_1 \text{ hMDH} - P_{wf}}{m \text{ MDH}} - \log \frac{K_{\text{MDH}}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{\text{MDH}} = 55.622$$



CAMPO: LAGO AGRIO N^o POZO: 03
 FORMACION: HOLLIN
 FECHA DE PRUEBA: Octubre 29 de 1968

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 724 \text{ BLPD}$$

$$S = 55.622$$

$$P_{wf} = 3430 \text{ Lpc}$$

$$m = 14 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4200 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 678 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{0.943}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{7.8696}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.120$$



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Octubre 29 de 1968

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 724 BLPD

 \bar{P}_r : 4200 Lpc

Pwf: 3430 Lpc

FE: 0.120

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0718 \quad \text{del gráfico 4.47}$$

$$c = 4 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 2338 \quad ; \text{ BLPD en el gráfico 4.48}$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4000.0	4176.1	189.42	1.640000	183
3800.0	4152.2	377.88	3.200000	375
3200.0	4080.5	937.48	7.400000	921
2800.0	4032.7	1305.74	9.800000	1245
2400.0	3984.8	1670.16	11.880000	1531
2000.0	3937.0	2030.74	13.640000	1775
1800.0	3913.1	2209.59	14.400000	1881
1500.0	3877.3	2476.06	15.390000	2020
1000.0	3817.5	2915.37	16.640000	2196
800.0	3793.6	3089.42	17.000000	2247



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Agosto 30 de 1973

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3885
2	0.033	3989
5	0.083	4233
10	0.167	4238
20	0.333	4241
30	0.50	4244
40	0.667	4245
45	0.750	4246
50	0.833	4246

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$q = 850 \text{ BLPD}$$

$$\mu = 1.8 \text{ cp}$$

$$c_T = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$$

$$\beta = 1.361 \text{ BBL/STB}$$

$$P_1 \text{ hMDH} = 4248 \text{ Lpc}$$

$$\phi = 0.15$$

$$h = 72 \text{ pies}$$

$$r_w = 0.265 \text{ pies}$$

$$P_{wf} = 3885 \text{ Lpc}$$

$$m_{MDH} = 14 \text{ Lpc/ciclo}$$

del gráfico 4.49

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{hm \text{ MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{336}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 \text{ hMDH} - P_{wf}}{m \text{ MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 22.74$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Agosto 30 de 1973

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 850 \text{ BLPD}$$

$$S = 22.74$$

$$P_{wf} = 4248 \text{ Lpc}$$

$$m = 14 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4277 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 277 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{2.1684}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{7.39}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.293$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

N^a POZO: 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Agosto 30 de 1973

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 850 BLPD

 \bar{P}_r : 4277 Lpc

Pwf: 3885 Lpc

FE: 0.293

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$\eta = 1.0653 \quad \text{del gráfico 4.51}$$

$$c = 10 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 5451 \quad ; \text{ BLPD en el gráfico 4.52}$$



VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

P_{wf} Lpc	P_{wf}' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4200.0	4254.4	168.61	0.652720	156
4000.0	4195.7	602.79	2.292720	597
3600.0	4078.3	1455.06	5.332720	1466
3200.0	3961.0	2285.95	8.052720	2275
2800.0	3843.6	3095.42	10.452720	3003
2200.0	3667.5	4269.47	13.452720	3929
1800.0	3550.2	5025.41	15.052720	4429
1500.0	3462.1	5578.30	16.042720	4740
1000.0	3315.4	6473.03	17.292720	5134
800.0	3256.7	6821.55	17.652720	5248



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 10 de 1974

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3339
5	0.083	3574
10	0.167	3831
15	0.250	4181
20	0.33	4219
30	0.5	4227
60	1.0	4232
90	1.5	4232
120	2.0	4237

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$\begin{aligned}
 q &= 216 \text{ BLPD} \\
 \mu &= 1.8 \text{ cp} \\
 c_T &= 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1} \\
 \beta &= 1.361 \text{ BBL/STB} \\
 P_1 h_{MDH} &= 4232 \text{ Lpc}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \phi &= 0.15 \\
 h &= 72 \text{ pies} \\
 r_w &= 1.361 \text{ pies} \\
 P_{wf} &= 3339 \text{ Lpc} \\
 m_{MDH} &= 12 \text{ Lpc/ciclo} \\
 &\text{del gráfico } 4.53
 \end{aligned}$$

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{99.58}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 79$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO : 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 10 de 1974

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 216 \text{ BLPD}$$

$$S = 79$$

$$P_{wf} = 3339 \text{ Lpc}$$

$$m = 12 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4526 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 826 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{0.1820}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{0.60}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.305$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 10 de 1974

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 216 BLPD

 \bar{P}_r : 4526 Lpc

Pwf: 3339 Lpc

FE: 0.305

$$q = c (\bar{P}_r - P_{wf})^n$$

$$n = 1.1073 \quad \text{del gráfico 4.55}$$

$$c = 4 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 499 \quad ; \quad \text{BLPD en el gráfico 4.56}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4200.0	4426.5	60.91	2.844672	56
4000.0	4365.5	97.68	4.484672	93
3600.0	4243.4	169.87	7.524672	165
3200.0	4121.3	240.25	10.244672	232
2800.0	3999.3	308.82	12.644672	292
2200.0	3816.2	408.28	15.644672	370
1800.0	3694.1	472.33	17.244672	412
1500.0	3602.5	519.18	18.234672	439
1000.0	3450.0	594.99	19.484672	472
800.0	3388.9	624.53	19.844672	482

BIBLIOTECA
ESPAÑOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: 9 de Abril de 1979

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3201
5	0.083	3296
10	0.167	3398
20	0.333	3536
40	0.667	3822
60	1.0	3980
120	2.0	4065
240	4.0	4095
360	6.0	4112
480	8.0	4127
520	8.667	4127
568	9.467	

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$q = 515 \text{ BLPD}$$

$$\phi = 0.15$$

$$\mu = 1.8 \text{ cp}$$

$$h = 52 \text{ pies}$$

$$c_T = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$$

$$r_w = 0.265 \text{ pies}$$

$$\beta = 1.361 \text{ BBL/STB}$$

$$P_{wf} = 3201 \text{ Lpc}$$

$$P_1 h_{MDH} = 4030 \text{ Lpc}$$

$$m_{MDH} = 40 \text{ Lpc/ciclo}$$

del gráfico 4.57

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{98.63}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 17.35$$

CAMPO: LAGO AGRIO

N° POZO ; 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 9/79

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 515 \quad \text{BLPD}$$

$$S = 17,35$$

$$P_{wf} = 3201 \quad \text{Lpc}$$

$$m = 40 \quad \text{Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 5530 \quad \text{Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \quad \text{ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 604 \quad \text{Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{0.22}{\quad} \quad \text{BLPD/Lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{0.30}{\quad} \quad \text{BLPD/Lpc}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.741$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 9 de 1979

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 515 BLPD

 \bar{P}_r : 5530 Lpc

Pwf: 3201 Lpc

FE: 0.741

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0636 \text{ del gráfico } 4.59$$

$$c = 1 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 915 \text{ ; BLPD en el gráfico } 4.60$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

P_{wf} L_{pc}	P_{wf}' L_{pc}	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2$ $L_{pc}^2 \times 10^{-6}$	q_1 BLPD
5000.0	5137.4	131.77	5,580896	150
4500.0	4767.0	248.21	10,330896	289
4000.0	4396.6	357.01	14,580896	416
3500.0	4026.3	458.16	18,330896	531
3000.0	3655.9	551.67	21,580896	632
2500.0	3285.5	637.55	24,330876	718
2000.0	2915.1	715.78	26,580896	788
1500.0	2544.8	786.36	28,330896	844
1000.0	2174.4	849.31	29,580896	883
800.0	2026.2	872.32	29,940896	895

BIBLIOTECA
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Octubre 19 de 1979

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3282
7	0.117	3428
15	0.250	3545
30	0.5	3696
60	1.0	3835
90	1.5	3965
120	2.0	4008
150	2.5	4029
300	5.0	4072
360	6.0	4085
395	6.583	4085

BIBLIOTECA FACT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$q = 396 \text{ BLPD}$$

$$\phi = 0,15$$

$$\mu = 1.8 \text{ cp}$$

$$h = 60 \text{ pies}$$

$$c_T = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$$

$$r_w = 0,265 \text{ pies}$$

$$\beta = 1.361 \text{ BBL/STB}$$

$$P_{wf} = 3282 \text{ Lpc}$$

$$P_1 h_{MDH} = 4040 \text{ Lpc}$$

$$m_{MDH} = 55 \text{ Lpc/ciclo}$$

del gráfico 4,61

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{41.77}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 9.8$$



BIBLIOTECA FICTA
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Octubre 19 de 1979

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 346 \quad \text{BLPD}$$

$$S = 9,8$$

$$P_{wf} = 3282 \quad \text{Lpc}$$

$$m = 55 \quad \text{Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4400 \quad \text{Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \quad \text{ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 469 \quad \text{Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{0.31}{\quad} \quad \text{BLPD/Lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{0.53}{\quad} \quad \text{BLPD/Lpc}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0,581$$

BIBLIOTECA FIC.
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

N^o POZO: 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Octubre 19 de 1979

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 346 BLPD

 \bar{P}_r : 4400 Lpc

Pwf: 3282 Lpc

FE: 0.581

$$q = c (\bar{P}_r^{-2} - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0292 \quad \text{del gráfico 4.63}$$

$$c = 3 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^{-2} - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 948 \quad ; \quad \text{BLPD en el gráfico 4.64}$$

BIBLIOTECA FÍS.
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ $Lpc^2 \times 10^{-6}$	q ₁ BLPD
4200.0	4283.9	65.46	1.720000	78
4000.0	4167.8	129.37	3.360000	156
3800.0	4051.7	191.73	4.920000	231
3600.0	3935.5	252.53	6.400000	303
3200.0	3703.3	369.47	9.120000	437
2800.0	3471.1	480.19	11.520000	556
2400.0	3238.9	584.70	13.600000	659
2000.0	3006.6	683.00	15.360000	747
1000.0	2426.1	901.54	18.360000	898
800.0	2310.0	940.59	18.720000	916



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA : Enero 15 de 1980

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión Pws, Lpc
0	-	3184
6	.1	3237
12	.2	3316
24	.4	3414
48	.8	3624
72	1.2	3782
120	2.0	4010
240	4.0	4045
360	6.0	4056
480	8.0	4064
580	9.667	4064

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$\begin{array}{ll}
 q & = 178 \text{ BLPD} & \phi & = 0.15 \\
 \mu & = 1.8 \text{ cp} & h & = 52 \text{ pies} \\
 c_T & = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1} & r_w & = 0.265 \text{ pies} \\
 \beta & = 1.361 \text{ BBL/STB} & P_{wf} & = 3184 \text{ Lpc} \\
 P_1 h_{MDH} & = 4032 \text{ Lpc} & m_{MDH} & = 30 \text{ Lpc/ciclo} \\
 & & & \text{del gráfico } 4.65
 \end{array}$$

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{45.45}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 26.4$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Enero 15 de 1980

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 178 \text{ BLPD}$$

$$S = 26.4$$

$$P_{wf} = 3184 \text{ Lpc}$$

$$m = 30 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4220 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 690 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{0.17}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{0.51}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.335$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Enero 15 de 1980

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 178 BLPD

 \bar{P}_r : 4220 Lpc

Pwf: 3184 Lpc

FE: 0.335

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0616 \text{ del gráfico 4.67}$$

$$c = 9 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 448 ; \text{ BLPD en el gráfico 4.68}$$

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ $Lpc^2 \times 10^{-6}$	q_1 BLPD
4200.0	4213.3	3.56	0.168400	3
4000.0	4146.3	38.93	1.808400	40
3800.0	4079.3	73.79	3.368400	77
3600.0	4012.4	108.15	4.848400	113
3200.0	3878.4	175.35	7.568400	181
2800.0	3744.4	240.55	9.968400	242
2400.0	3610.5	303.73	12.048400	296
2000.0	3476.5	364.90	13.808400	342
1000.0	3141.6	509.01	16.808400	422
800.0	3074.6	536.32	17.168400	431

BIBLIOTECA
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 10 de 1980

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión Pws, Lpc
0	-	2882
6	.1	2981
12	.2	3041
24	.4	3120
48	.8	3282
96	1.6	3515
120	2.0	3639
240	4.0	3925
360	6.0	3944
408	6.8	3951
426	7.1	3951

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$q = 241 \text{ BLPD}$$

$$\phi = 0.15$$

$$\mu = 1.8 \text{ cp}$$

$$h = 60 \text{ pies}$$

$$c_T = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$$

$$r_w = 0.265 \text{ pies}$$

$$\beta = 1.361 \text{ BBL/STB}$$

$$P_{wf} = 2882 \text{ Lpc}$$

$$P_1 \text{ hMDH} = 3920 \text{ Lpc}$$

$$m \text{ MDH} = 35 \text{ Lpc/ciclo}$$

del gráfico 4.69

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{\text{MDH}} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m \text{ MDH}}$$

$$K_{\text{MDH}} = \frac{45.71}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{\text{MDH}} = 1.151 \left| \frac{P_1 \text{ hMDH} - P_{wf}}{m \text{ MDH}} - \log \frac{K_{\text{MDH}}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{\text{MDH}} = 28.03$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO : 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 10 de 1980

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 241 \text{ BLPD}$$

$$S = 28.03$$

$$P_{wf} = 2882 \text{ Lpc}$$

$$m = 35 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4140 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 853 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{0.19}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{0.60}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.322$$



BIBLIOTECA FISIOLÓGICA
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 03

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 10 de 1980

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 241 BLPD

 \bar{P}_r : 4140 Lpc

Pwf: 2882 Lpc

FE: 0.322

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0569 \quad \text{del gráfico 4.71}$$

$$c = 1 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 442 \quad ; \quad \text{BLPD en el gráfico 4.72}$$

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ $Lpc^2 \times 10^{-6}$	q ₁ BLPD
4100.0	4127.1	8.60	0.329600	7
4000.0	4095.0	27.90	1.139600	25
3800.0	4030.7	67.29	2.699600	63
3600.0	3966.4	106.13	4.179600	99
3200.0	3837.8	182.15	6.899600	169
2800.0	3709.1	255.95	9.299600	232
2400.0	3580.5	327.54	11.379600	287
2000.0	3451.9	396.92	13.139600	334
1000.0	3130.4	560.69	16.139600	415
800.0	3066.1	591.79	16.499600	425

BIBLIOTECA HC
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO N° POZO 04

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Diciembre 28 de 1968

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3432
30	.5	3825
60	1.0	4400
90	1.5	4406
120	2.0	4410
240	4.0	4413
360	6.0	4419
480	8.0	4422

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	$= 1404$	BLPD	ϕ	$= 0.15$	
μ	$= 1.8$	cp	h	$= 55$	pies
c_T	$= 7 \times 10^{-6}$	Lpc ⁻¹	r_w	$= 0.265$	pies
β	$= 1.361$	BBL/STB	P_{wf}	$= 3432$	Lpc
$P_1 h_{MDH}$	$= 4400$	Lpc	m_{MDH}	$= 25$	Lpc/ciclo
					del gráfico 4.73

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{407}{\quad} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 37.4$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 04

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Diciembre 28 de 1968

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 1404 \text{ BLPD}$$

$$S = 37.4$$

$$P_{wf} = 3432 \text{ Lpc}$$

$$m = 25 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4430 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{daño} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{daño} = 813 \text{ Lpc}$$

$$IP_{ideal} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{ideal} = \frac{1.41}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{real} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{daño}}$$

$$IP_{real} = \frac{7.59}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{ideal}}{IP_{real}}$$

$$FE = 0.185$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

P_{wf} L_{pc}	P_{wf}' L_{pc}	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2$ $L_{pc}^2 \times 10^{-6}$	q_1 BLPD
4400.0	4424.4	43.60	0,264896	40
4200.0	4387.5	328.29	1.984896	346
4000.0	4350.5	611.42	3.624896	660
3800.0	4313.5	892.46	5.184896	969
3200.0	4202.5	1722.80	9,384896	1833
2800.0	4128.6	2265.72	11.784896	2340
2400.0	4054.6	2800.11	13.864896	2786
2000.0	3980.6	3326.01	15.624896	3167
1000.0	3795.7	4603.52	18.624896	3825
800.0	3758.7	4852.64	18.984896	3904

BIBLIOTECA FIC
 ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 04

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Enero 24 de 1973

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3119
10	0.167	3962
20	0.333	4150
30	0.500	4186
40	0.667	4200
60	1.0	4209
80	1.333	4217
100	1.667	4222
130	2.167	4227
160	2.667	4231
200	3.333	4236
240	4.0	4240
280	4.667	4242
320	5.333	4244
360	6.0	4247



ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	$= 2543$	BLPD	ϕ	$= 0,15$	
μ	$= 1.8$	cp	h	$= 55$	pies
c_T	$= 7 \times 10^{-6}$	Lpc ⁻¹	r_w	$= 0,265$	pies
β	$= 1.361$	BBL/STB	P_{wf}	$= 3119$	Lpc
$P_1 h_{MDH}$	$= 4215$	Lpc	m_{MDH}	$= 40$	Lpc/ciclo
					del gráfico 4.77

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{460}{\quad} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 24.30$$



BIBLIOTECA FIS
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 04

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Enero 24 de 1973

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 2543 \text{ BLPD}$$

$$S = 24,3$$

$$P_{wf} = 3114 \text{ Lpc}$$

$$m = 40 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4335 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{daño} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{daño} = 844.596 \text{ Lpc}$$

$$IP_{ideal} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{ideal} = \frac{2.0913}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{real} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{daño}}$$

$$IP_{real} = \frac{6.847}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{ideal}}{IP_{real}}$$

$$FE = 0,305$$

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO N^o POZO: 04
 FORMACION: HOLLIN
 FECHA DE PRUEBA: Enero 24 de 1973

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 2543 BLPD

\bar{P}_r : 4335 Lpc

Pwf: 3119 Lpc

FE: 0,305

$$q = c (\bar{P}_r - P_{wf})^{\eta}$$

$\eta = 1.0562$ del gráfico 4.79

$$c = 11 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c(\bar{P}_r - 0)^{\eta}$$

$\Delta OFP = 5299$; BLPD en el gráfico 4.80



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

P_{wf} Lpc	P_{wf}' Lpc	q BLPD	$\frac{P_r^2 - P_{wf}^2}{Lpc^2 \times 10^{-6}}$	q_1 BLPD
4300.0	4324.3	76.00	0.302224	68
4000.0	4233.0	720.64	2.792224	707
3800.0	4172.1	1143.59	4.352224	1130
3200.0	3989.3	2379.85	8.552224	2307
2800.0	3867.5	3176.88	10.952224	2996
2400.0	3745.7	3952.19	13.032224	3600
2000.0	3623.8	4705.78	14.792224	4115
1600.0	3502.0	5437.65	16.232224	4539
1200.0	3380.2	6147.80	17.352224	4871
800.0	3258.3	6836.22	18.152224	5108



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 04

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Junio 23 de 1979

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3847
6	.1	3965
12	.2	4030
24	.4	4063
48	.8	4070
72	1.2	4085
120	2.0	4095
168	2.8	4098
240	4.0	4100
312	5.2	4103
394	6.56	4103

BIBLIOTECA FIST
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$\begin{array}{ll}
 q & = 535 \quad \text{BLPD} & \phi & = 0.15 \\
 \mu & = 1.8 \quad \text{cp} & h & = .55 \quad \text{pies} \\
 c_T & = 7 \times 10^{-6} \text{Lpc}^{-1} & r_w & = 0.265 \quad \text{pies} \\
 \beta & = 1.361 \quad \text{BBL/STB} & P_{wf} & = 3847 \quad \text{Lpc} \\
 P_1 h_{MDH} & = 4090 \quad \text{Lpc} & m_{MDH} & = 12 \quad \text{Lpc/ciclo} \\
 & & & \text{del gráfico 4.81}
 \end{array}$$

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{hm \text{ MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{323}{\quad} \text{md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m \text{ MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 16.22$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 04

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Junio 23 de 1979

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 535 \text{ BLPD}$$

$$S = 16.22$$

$$P_{wf} = 3847 \text{ Lpc}$$

$$m = 12 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4460 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 169 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{0.87}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{1.205}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.724$$



BIBLIOTECA FIS
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 04

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Junio 23 de 1979

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 535 BLPD

 \bar{P}_r : 4460 Lpc

Pwf: 3847 Lpc

FE: 0.724

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0393 \quad \text{del gráfico 4.83}$$

$$c = 6 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 2310 \quad ; \text{ BLPD en el gráfico 4.84}$$

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

P_{wf} Lpc	P_{wf}' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q_1 BLPD
4400.0	4416.6	54.55	0.531600	54
4200.0	4271.8	232.96	2.251600	240
3500.0	3765.2	815.91	7.641600	855
3000.0	3403.3	1192.78	10.891600	1235
2500.00	3041.4	1536.73	13.641600	1561
2000.0	2679.6	1847.75	15.891600	1829
1500.0	2317.7	2125.84	17.641600	2039
1000.0	1955.8	2371.00	18.891600	2190
500.0	1593.9	2583.23	19.641600	2280
200.0	1376.8	2694.76	19.851600	2305

DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 06

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Noviembre 23 de 1977

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión Pws, Lpc
0	-	3499
4	0,667	3759
8	0,1333	3817
16	0.2667	3835
40	0.6667	3852
60	1.00	3860
80	1.33	3865
120	2.0	3870
160	2.667	3875
200	3.33	3880
240	4.0	3882
276	4.6	3885

BIBLIOTECA FIST
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$\begin{array}{ll}
 q & = 2599 \text{ BLPD} \\
 \mu & = 1.8 \text{ cp} \\
 c_T & = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1} \\
 \beta & = 1.361 \text{ BBL/STB} \\
 P_1 \text{ hMDH} & = 3864 \text{ Lpc} \\
 \phi & = 0.15 \\
 h & = 68 \text{ pies} \\
 r_w & = 0.265 \text{ pies} \\
 P_{wf} & = 3499 \text{ Lpc} \\
 m \text{MDH} & = 30 \text{ Lpc/ciclo} \\
 & \text{del gráfico 4.85}
 \end{array}$$

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{\text{MDH}} = \frac{162.6 q \mu \beta}{hm \text{ MDH}}$$

$$K_{\text{MDH}} = \frac{507}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{\text{MDH}} = 1.151 \left| \frac{P_1 \text{ hMDH} - P_{wf}}{m \text{ MDH}} - \log \frac{K_{\text{MDH}}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{\text{MDH}} = 6.69$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO : 06

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Noviembre 23 de 1977

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 2599 \text{ BLPD}$$

$$S = 6.69$$

$$P_{wf} = 3499 \text{ Lpc}$$

$$m = 30 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4040 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 175 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{4.8}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{7.1}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.677$$

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 06

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Noviembre 23 de 1977

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 2599 BLPD

 \bar{P}_r : 4040 Lpc

Pwf: 3499 Lpc

FE: 0.677

$$q = c (\bar{P}_r^{-2} - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0636 \text{ del gráfico 4.87}$$

$$c = 24 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c(\bar{P}_r^{-2} - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 11264 ; \text{ BLPD en el gráfico 4.88}$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ $Lpc^2 \times 10^{-6}$	q ₁ BLPD
4000.0	4012.9	199.64	0.321600	173
3500.0	3674.3	2594.40	4.071600	2572
3000.0	3335.7	4802.68	7.321600	4802
2600.0	3064.8	6435.04	9.561600	6378
2200.0	2793.9	7948.05	11.481600	7749
1800.0	2523.0	9341.71	13.081600	8902
1500.0	2319.8	10308.64	14.071600	9620
1000.0	1981.2	11771.01	15.321600	10532
500.0	1642.5	13046.89	16.071600	11081
200.0	1439.4	13722.91	16.281600	11235

BIBLIOTECA H
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO N^o POZO 06

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA Diciembre 7 de 1979

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3484
6	.1	3669
12	.2	3798
24	.4	3828
48	.8	3833
120	2.0	3839
240	4.0	3847
312	5.2	3847
384	6.4	3847

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$q = 2010 \text{ BLPD}$$

$$\phi = 0.15$$

$$\mu = 1.8 \text{ cp}$$

$$h = 68 \text{ pies}$$

$$c_T = 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$$

$$r_w = 0.265 \text{ pies}$$

$$\beta = 1.361 \text{ BBL/STB}$$

$$P_{wf} = 3484 \text{ Lpc}$$

$$P_1 h_{MDH} = 3836 \text{ Lpc}$$

$$m_{MDH} = 18 \text{ Lpc/ciclo}$$

del gráfico 4.89

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{654}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 15.06$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO : 06

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Diciembre 7 de 1979

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 2010 \text{ BLPD}$$

$$S = 15.06$$

$$P_{wf} = 3484 \text{ Lpc}$$

$$m = 18 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 3900 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{daño} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{daño} = 236 \text{ Lpc}$$

$$IP_{ideal} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{ideal} = \frac{4.83}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{real} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{daño}}$$

$$IP_{real} = \frac{11.16}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{ideal}}{IP_{real}}$$

$$FE = 0.433$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 06

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Diciembre 7 de 1979

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 2010 BLPD

 \bar{P}_r : 3900 Lpc

Pwf: 3484 Lpc

FE: 0.433

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0711 \quad \text{del gráfico 4.91}$$

$$c = 23 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 11337 \quad ; \quad \text{BLPD en el gráfico 4.92}$$

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
3800.0	3856.7	490.87	0.770000	464
3600.0	3770.1	1458.00	2.250000	1464
3200.0	3596.8	3333.81	4.970000	3421
2800.0	3423.6	5131.71	7.370000	5218
2400.0	3250.4	6851.71	9.450000	6809
2000.0	3077.2	8493.81	11.210000	8176
1500.0	2860.6	10436.87	12.960000	9551
1000.0	2644.1	12258.20	14.210000	10541
500.0	2427.5	13957.79	14.960000	11138
200.0	2297.6	14919.12	15.170000	11305

BIBLIOTECA FICT
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 06

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: 22 de Abril de 1980

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3467
6	.1	3656
12	.2	3743
24	.4	3795
48	.8	3802
120	2.0	3809
240	4.0	3817
288	4.8	3824
336	5.6	3827
360	6.0	3832
456	7.6	3832

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	$=$	1670	BLPD	ϕ	$=$	0.15
μ	$=$	1.8	cp	h	$=$	42 pies
c_T	$=$	7×10^{-6}	Lpc ⁻¹	r_w	$=$	0.265 pies
β	$=$	1.361	BBL/STB	P_{wf}	$=$	3467 Lpc
$P_1 h_{MDH}$	$=$	3805	Lpc	m_{MDH}	$=$	24 Lpc/ciclo del gráfico 4.93

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{660}{\quad} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 8.77$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 06

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 22 de 1980

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 1670 \text{ BLPD}$$

$$S = 8.77$$

$$P_{wf} = 3467 \text{ Lpc}$$

$$m = 24 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 3874 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 183 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{4.10}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{7.46}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.550$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 06

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 22 de 1980

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 1670 BLPD

 \bar{P}_r : 3874 Lpc

Pwf: 3467 Lpc

FE: 0.550

$$q = c (\bar{P}_r^{-2} - P_{wf}^2)^n$$

$$\eta = 1.0600 \quad \text{del gráfico} \quad 4.95$$

$$c = 23 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^{-2} - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 9303 \quad ; \quad \text{BLPD en el gráfico} \quad 4.96$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
3800.0	3833.3	310.19	0.567876	289
3600.0	3723.3	1133.96	2.047876	1126
3200.0	3503.2	2717.72	4.767876	2759
2800.0	3283.2	4216.43	7.167876	4250
2400.0	3063.2	5630.10	9.247876	5568
2000.0	2843.2	5958.72	11.007876	6698
1500.0	2568.1	8499.91	12.757876	7832
1000.0	2293.1	9908.20	14.007876	8647
500.0	2018.0	11183.62	14.757876	9139
200.0	1853.0	11885.08	14.967876	9277



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

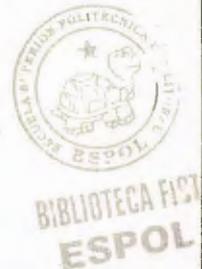
CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 14

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Febrero 10 de 1979

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	—	3055
2	0.033	3095
4	0.0667	3156
8	0.1333	3256
20	0.333	3525
40	0.6667	3927
60	1.000	4128
80	1.333	4163
120	2.000	4180
160	2.667	4188
200	3.33	4193
300	5.00	4196
340	5.667	4196



ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	=	400	BLPD	ϕ	=	0.15
μ	=	1.8	cp	h	=	.62 pies
c_T	=	7×10^{-6}	Lpc ⁻¹	r_w	=	.265 pies
β	=	1.361	BBL/STB	P_{wf}	=	3055 Lpc
$P_1 h_{MDH}$	=	4175	Lpc	m_{MDH}	=	20 Lpc/ciclo del gráfico 4.97

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{128.496}{m_{MDH}} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 57.831$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

N^o POZO: 14

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Febrero 10 de 1979

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 400 \text{ BLPD}$$

$$S = 57.831$$

$$P_{wf} = 3055 \text{ Lpc}$$

$$m = 20 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4390 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{daño} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{daño} = 1006 \text{ Lpc}$$

$$IP_{ideal} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{ideal} = \frac{0.2996}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{real} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{daño}}$$

$$IP_{real} = \frac{1.216}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{ideal}}{IP_{real}}$$

$$FE = 0.246$$



BIBLIOTECA FISI
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

N^o POZO: 14

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Febrero 10 de 1979

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 400 BLPD

 \bar{P}_r : 4390 Lpc

Pwf: 3055 Lpc

FE: 0.246

$$q = c (\bar{P}_r - P_{wf})^2 n$$

$$n = 1.0623 \quad \text{del gráfico 4.99}$$

$$c = 1 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r - 0)^2 n$$

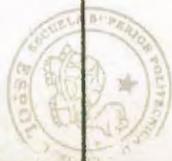
$$\Delta OFP = 548 \quad ; \quad \text{BLPD en el gráfico 4.100}$$

BIBLIOTECA FISI
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

P_{wf} L_{pc}	P_{wf}' L_{pc}	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2$ $L_{pc}^2 \times 10^{-6}$	q_1 BLPD
4300.0	4367.0	27.83	0.782096	18
4000.0	4294.0	119.71	3.272096	83
3800.0	4244.7	180.18	4.832096	126
3200.0	4097.0	357.89	9.032096	245
2800.0	3998.5	473.27	11.432096	315
2400.0	3900.0	586.18	13.512096	376
1600.0	3703.0	804.59	16.712096	471
800.0	3506.0	1013.10	18.632096	547

BIBLIOTECA HISTÓRICA
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO N° POZO 14

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Enero 20 de 1980

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3437
6	0.1	3621
12	0.2	3702
24	0.4	3866
48	0.8	4015
120	2.0	4043
240	4.0	4053
360	6.0	4063
432	7.2	4070
450	7.8	4070

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$\begin{aligned}
 q &= 433 \text{ BLPD} \\
 \mu &= 1.8 \text{ cp} \\
 c_T &= 7 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1} \\
 \beta &= 1.361 \text{ BBL/STB} \\
 P_1 \text{ hMDH} &= 4052 \text{ Lpc}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \phi &= 0.15 \\
 h &= .62 \text{ pies} \\
 r_w &= 0.265 \text{ pies} \\
 P_{wf} &= 3437 \text{ Lpc} \\
 m \text{MDH} &= 20 \text{ Lpc/ciclo} \\
 &\text{del gráfico 4.101}
 \end{aligned}$$

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{\text{MDH}} = \frac{162.6 \text{ q}\mu\beta}{\text{hm MDH}}$$

$$K_{\text{MDH}} = \frac{139.097}{\text{md}}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{\text{MDH}} = 1.151 \left| \frac{P_1 \text{ hMDH} - P_{wf}}{m \text{ MDH}} - \log \frac{K_{\text{MDH}}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{\text{MDH}} = 28.729$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO : 14

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Enero 20 de 1980

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 433 \text{ BLPD}$$

$$S = 28.729$$

$$P_{wf} = 3437 \text{ Lpc}$$

$$m = 20 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4200 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 500 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{0.567}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{1.696}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.345$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO N° POZO: 14
 FORMACION: HOLLIN
 FECHA DE PRUEBA: Enero 20 de 1980

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 433 BLPD
 \bar{P}_r : 4200 Lpc
 Pwf: 3437 Lpc
 FE: 0.345



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

$$= c (\bar{P}_r^{-2} - P_{wf}^2)^n$$

$$\eta = 1.0692 \text{ del gráfico 4.103}$$

$$= 3 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^{-2} - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 1679 ; \text{ BLPD en el gráfico 4.104}$$

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4000.0	4131.0	115.90	1.640000	132
3500.0	3958.6	398.19	5.390000	473
3000.0	3786.2	669.83	8.640000	783
2800.0	3717.2	775.50	9.800000	896
2200.0	3510.3	1082.29	12.800000	1192
1800.0	3372.4	1278.30	14.400000	1352
1500.0	3268.9	1420.83	15.390000	1451
1000.0	3096.5	1649.87	16.640000	1577
500.0	2924.1	1868.25	17.390000	1654
200.0	2820.6	1994.17	17.000000	1675

DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 14

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 13 de 1980

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3178
6	.1	3376
12	.2	3502
24	.4	3713
48	.8	3982
120	2.0	4025
240	4.0	4037
360	6.0	4040
480	8.0	4045
528	8.8	4055
600	10.0	4055



ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	=	536	BLPD	ϕ	=	0.15	
μ	=	1.8	cp	h	=	62	pies
c_T	=	7×10^{-6}	Lpc ⁻¹	r_w	=	0.265	pies
β	=	1.361	BBL/STB	P_{wf}	=	3178	Lpc
P_1	h_{MDH}	=	40.32	m_{MDH}	=	25	Lpc/ciclo
							del gráfico 4.105

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{137.74}{\phantom{h m_{MDH}}} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 32.658$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 14

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 13 de 1980

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 536 \text{ BLPD}$$

$$S = 32.658$$

$$P_{wf} = 3178 \text{ Lpc}$$

$$m = 25 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4240 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 710 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{0.505}{\text{BLPD/Lpc}}$$



$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{1.523}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = 0.331$$

CAMPO: LAGO AGRIO Nº POZO: 14

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 13 de 1980

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 536 BLPD

\bar{P}_r : 4240 Lpc

P_{wf} : 3178 Lpc

FE: 0.331

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0605 \quad \text{del gráfico 4.107}$$

$$c = 3 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 1482 \quad ; \text{ BLPD en el gráfico 4.108}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4200.0	4226.8	20.93	0.337600	22
4000.0	4160.5	124.72	1.977600	143
3800.0	4094.3	227.05	3.537600	264
3600.0	4028.1	327.93	5.017600	383
3200.0	3895.6	525.31	7.737600	606
2800.0	3763.1	716.88	10.137600	807
2200.0	3564.4	993.31	13.137600	1062
2000.0	3498.2	1082.55	13.977600	1135
1500.0	3332.6	1299.27	15.727600	1286
800.0	3100.8	1587.39	17.337600	1426

DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 17

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Noviembre de 1970

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión Pws, Lpc
0	-	3687
8	0.133	4233
16	0.2667	4247
24	0.4	4256
32	0.533	4260
48	0.8	4262
80	1.33	4265
160	2.667	4265
320	5.33	4267
640	10.667	4269
735	12.25	4272



BIBLIOTECA FICTICIA
FSPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	$= 1505$	BLPD	ϕ	$= 0.15$	
μ	$= 1.8$	cp	h	$= 69$	pies
c_T	$= 7 \times 10^{-6}$	Lpc ⁻¹	r_w	$= 0.265$	pies
β	$= 1.361$	BBL/STB	P_{wf}	$= 3687$	Lpc
$P_1 h_{MDH}$	$= 4268$	Lpc	m_{MDH}	$= 8.5$	Lpc/ciclo
				del gráfico 4.109 109	

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m MDH}$$

$$K_{MDH} = \frac{1022}{\quad} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m MDH} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 71.01$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO : 17

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Noviembre de 1970

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 1505 \text{ BLPD}$$

$$S = 71,01$$

$$P_{wf} = 3687 \text{ Lpc}$$

$$m = 8,5 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4400 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 525 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{2,1108}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{8,01}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE =$$



BIBLIOTECA FICT
0.264
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO N° POZO: 17

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Noviembre de 1970

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 1505 BLPD

\bar{P}_r : 4400 Lpc

Pwf: 3687 Lpc

FE: 0.264

$$q = c (\bar{P}_r^{-2} - P_{wf}^2)^n$$

$$\eta = 1.0292 \quad \text{del gráfico 4.111}$$

$$c = 17 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^{-2} - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 5372 \quad ; \quad \text{BLPD en el gráfico 4.112}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

P_{wf} L_{pc}	P_{wf}' L_{pc}	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2$ $L_{pc}^2 \times 10^{-6}$	q_1 BLPD
4300.0	4373.6	214.60	0.870000	220
4000.0	4294.6	851.51	3.360000	886
3800.0	4241.9	1270.36	4.920000	1312
3200.0	4083.8	2499.47	9.120000	2476
2800.0	3978.4	3295.97	11.520000	3148
2400.0	3873.0	4070.15	13.600000	3735
2000.0	3767.6	4834.00	15.360000	4233
1600.0	3662.2	5575.52	16.800000	4642
1200.0	3556.8	6298.72	17.920000	4961
800.0	3451.4	7003.59	18.720000	5189

BIBLIOTECA FICT
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO N° POZO 17

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 21 de 1980

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3634
6	.1	3936
12	.2	3950
24	.4	3955
48	.8	3960
120	2.0	3962
240	4.0	3962
312	5.2	3965
360	6.0	3967
426	7.1	3967

BIBLIOTECA FICT.
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	$= 872$	BLPD	ϕ	$= 0.15$	
μ	$= 1.8$	cp	h	$= .69$	pies
c_T	$= 7 \times 10^{-6}$	Lpc ⁻¹	r_w	$= 0.265$	pies
β	$= 1.361$	BBL/STB	P_{wf}	$= 3634$	Lpc
$P_1 h_{MDH}$	$= 3962$	Lpc	m_{MDH}	$= 6.5$	Lpc/ciclo
					del gráfico 4.113
					4.113

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m MDH}$$

$$K_{MDH} = \frac{774.47}{\quad} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m MDH} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 50.56$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 17

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 21 de 1980

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 872 \text{ BLPD}$$

$$S = 50.56$$

$$P_{wf} = 3634 \text{ Lpc}$$

$$m = 6.5 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4050 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{daño} = 0.87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{daño} = 285 \text{ Lpc}$$

$$IP_{ideal} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

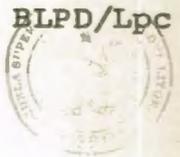
$$IP_{ideal} = \frac{2.449}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{real} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{daño}}$$

$$IP_{real} = \frac{12.46}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FE = \frac{IP_{ideal}}{IP_{real}}$$

$$FE = 0.313$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 17

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Abril 21 de 1980

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 872 BLPD

 \bar{P}_r : 4050 Lpc

Pwf: 3634 Lpc

FE: 0.313

$$q = c (\bar{P}_r^{-2} - P_{wf}^2)^n$$

$$\eta = 1.0605 \quad \text{del gráfico 4.115}$$

$$c = 11 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^{-2} - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 4929 \quad ; \quad \text{BLPD en el gráfico 4.116}$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOLBIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
3900.0	4003.1	317.34	1,192500	306
3500.0	3878.0	1147.51	4.152500	1148
3000.0	3721.7	2544.38	7.402500	2120
2800.0	3659.1	2544.10	8.562500	2474
2200.0	3471.5	3684.29	11.562500	3402
1800.0	3346.4	4415.21	13.162500	3902
1500.0	3252.6	4948.09	14.152500	4215
1000.0	3096.3	5807.02	15.402500	4611
500.0	2939.9	6629.46	16.152500	4850
200.0	2846.1	7105.42	16.362500	4917

BIBLIOTECA FICIT
ESPOL



DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO 18

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Julio 13 de 1972

Tiempo Δt minutos	Tiempo Δt , hrs	Presión P_{ws} , Lpc
0	-	3715
8	0.133	4090
16	0.2667	4103
24	0.40	4105
32	0.5333	4107
40	0.6667	4109
56	0.9333	4111
72	1.2	4113
136	2.2667	4119
160	2.6667	4121
224	3.733	4123
352	5.8667	4126
448	7.4667	4128
480	8.0	4129
496	8.2667	4129

BIBLIOTECA FACT
ESPOL

ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

q	$=$	5042	BLPD	ϕ	$=$	0.15
μ	$=$	108	cp	h	$=$	122 pies
c_T	$=$	7×10^{-6}	Lpc ⁻¹	r_w	$=$	0.265 pies
β	$=$	1.361	BBL/STB	P_{wf}	$=$	3715 Lpc
P_1	$=$	4112	Lpc	m_{MDH}	$=$	19 Lpc/ciclo del gráfico 4.117

CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{914.58}{\phantom{h m_{MDH}}} \text{ md}$$

CALCULOS DE FACTOR DE DATO

$$S_{MDH} = 1.151 \left| \frac{P_1 h_{MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right|$$

$$S_{MDH} = 16.47$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO : 18

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Julio 13 de 1972

EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 5042 \quad \text{BLPD}$$

$$S = 16.47$$

$$P_{wf} = 3715 \quad \text{Lpc}$$

$$m = 19 \quad \text{Lpc/ciclo}$$

$$\bar{P}_R = 4164 \quad \text{Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \quad \text{ms}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 272 \quad \text{Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{11,229}{\quad} \quad \text{BLPD/Lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{28.49}{\quad} \quad \text{BLPD/Lpc}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE =$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAMPO: LAGO AGRIO

Nº POZO: 18

FORMACION: HOLLIN

FECHA DE PRUEBA: Julio 13 de 1972

RELACION DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

q: 5042 BLPD

 \bar{P}_r : 4164 Lpc

Pwf: 3715 Lpc

FE: 0.394

$$q = c (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$n = 1.0826 \quad \text{del gráfico 4.119}$$

$$c = 41 * 10^{-5}$$

$$\Delta OFP = c (\bar{P}_r^2 - 0)^n$$

$$\Delta OFP = 28167 \quad ; \text{ BLPD en el gráfico 4.120}$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q BLPD	$\bar{P}_r^2 - Pwf^2$ Lpc ² x 10 ⁻⁶	q ₁ BLPD
4100.0	4138.8	730.57	0.528896	644
3800.0	4020.7	4102.38	2.898896	4062
3400.0	3863.2	8463.51	5.778896	8573
3000.0	3705.8	12670.77	8.338896	12751
2500.0	3509.0	17713.43	11.088896	17361
2200.0	3390.9	20623.61	12.498896	19763
1800.0	3233.4	24369.20	14.098896	22516
1200.0	2997.2	29699.05	15.898896	25644
1000.0	2918.5	31398.73	16.338896	26413
800.0	2839.7	33059.93	16.698896	27044

BIBLIOTECA FICT
ESPOL



CAPITULO V

EVALUACION ECONOMICA

En la evaluación económica se van a analizar los datos de costo de los equipos y personal utilizado en una operación para de esa manera tener un estimado de los costos que involucre - un trabajo de reacondicionamiento de pozos.

5.1. COSTOS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

Los valores que se deben considerar en los trabajos de reacondicionamiento de pozos son:

- Movilización de la torre de reacondicionamiento
- Costo de trabajo de la torre
- Compañías de servicio
- Químicos
- Equipo de subsuelo
- Transporte y supervisión
- Imprevistos

A continuación analizaremos cada uno de ellos.

- a. Los costos de movilización de la torre de reacondicio
namiento se especifican en los contratos suscritos en
tre la empresa contratista y la operadora de un campo
dato. El monto de ellos depende de la distancia que



tiene que recorrer la torre para ir de una locación a otra.

Los costos por kilómetros recorrido que consta en los contratos vigentes para los principales campos de la región oriental son:

de 0 a 25 Km.	\$ 5980
25 a 50 Km.	\$ 7700
51 a 75 Km.	\$ 10390
76 a 100 Km.	\$ 12985
101 a 125 Km.	\$ 16040
mas de 125 Km.	por negociar

- b. En el trabajo de operación de la torre se considera su valor por día de trabajo siendo el costo de US\$ 5625 diarios, el mismo que corresponden a un contrato del año 1978.
- c. Los costos de las compañías de servicio varían de acuerdo a los trabajos que van a realizar, los mismos que pueden ser de las siguientes clases con sus respectivos precios:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

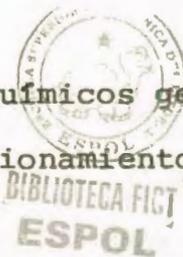
COMPAÑIAS

<u>Trabajo</u>	<u>Halliburton</u>	<u>Superser</u>	<u>Schlumberger</u>
Acidificación	US\$ 8.000	--	--
Squeeze de cemento	5.000	US\$ 5.500	--
Asentamiento del retenedor de cemento y toma de registro.	-	--	15.300
Estimulación con solvente	2.200	250	--
Aislar con CIBP y tratamiento de estimulación.	5.000	1.000	--
Toma de registro	--	--	12.000

d. El costo de los químicos varía de acuerdo al tipo de trabajo de reacondicionamiento que se va a realizar:

A este respecto se debe tener en cuenta si los químicos a utilizarse existen o no en bodega de la compañía contratante.

Algunos precios de los químicos generalmente más utilizados en los reacondicionamientos de pozos se indican a continuación:



QUIMICO	PRECIO (US\$)
Metanol	126
Tolueno	192
JP-1	3
Visco 962	411
Visco 11952	113
J-22	23
J-10	23
Rodine	56
Morflo II	30
Acido clorhídrico	150

- e. El costo del equipo de subsuelo varía de acuerdo a la forma como va a quedar completado el pozo después del reacondicionamiento, es decir, va a depender del número de zonas que van a quedar abiertas a la producción.
- f. El valor de supervisión y transporte es lo que cobra la compañía contratista por la supervisión de la operación y el transporte de su personal a y desde una locación dada.
- g. A los costos anteriores se suman las contingencias, es decir un rubro que se lo considera para cubrir gastos imprevistos durante la operación. Su monto es del 8.5% del valor de la suma de los diferentes cos

tos estimados para el reacondicionamiento.

5.2. INCREMENTO DE PRODUCCION OBTENIDA

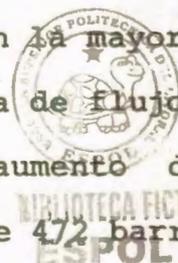
Analizando los sumarios de los trabajos de reacondicionamiento de pozos presentado en las tablas adjuntas podemos hacer las siguientes observaciones:

1. En el período correspondiente de Enero a Abril del año 1.981 se realizaron 5 reacondicionamientos en los pozos del campo objeto de estudio, obteniéndose por efecto de ello un incremento de 1756 barriles de petróleo. (Tabla 5.1).
2. En el año 1980 se realizaron 14 reacondicionamientos en el campo estudiado y como podemos darnos cuenta, en algunos pozos no se obtuvo incremento de producción, existiendo más bien disminución de la misma. Sin considerar los casos donde no hubo ganancia de producción, en el año 1980 se obtuvo un incremento de 1448 barriles de petróleo. Tomando en cuenta los trabajos no exitosos el incremento de producción neta fue de 216 barriles de petróleo. (Tabla 5.2).
3. En el año 1979 se efectuaron 17 trabajos de reacondicionamientos, obteniéndose en algunos casos incremento de producción por efecto de la operación. En

otros el resultado fue negativo, habiendo trabajos en que no se logró poner en producción el pozo. (Tabla 5.3).

En dicho año se obtuvo un incremento de producción de 2043 barriles de petróleo, sin considerar los pozos donde no se logró aumentar la tasa de flujo. Incluyendo los trabajos no exitosos el incremento de producción neto fue de 1025 barriles de petróleo.

4. En el año 1978 se efectuaron 7 trabajos de reacondicionamientos, obteniéndose solo en algunos casos incremento de producción. El aumento fue de 1320 barriles de petróleo, tomando en cuenta únicamente los trabajos exitosos. Considerando los pozos en que el resultado no fue exitoso el incremento neto de producción fue de 927 barriles de petróleo. (Tabla 5.4).
5. En el año 1977 se efectuaron 8 trabajos de reacondicionamientos, observándose que en la mayoría de ellos no hubo incremento de la tasa de flujo existiendo dos casos en que se obtuvo aumento de producción la cual dió una ganancia de 472 barriles de petróleo. Pero en forma general realmente se consi-



guió una disminución de la producción en el campo. (Tabla 5.5).

5.3. ANALISIS ECONOMICO DE LOS REACONDICIONAMIENTOS

Analizando las tablas adjuntas referentes a los costos de los trabajos de reacondicionamientos realizados en el campo objeto de estudio, podemos realizar el siguiente análisis:

En el primer trimestre correspondiente al año 1981 podemos ver que por efecto de los trabajos de reacondicionamientos realizados se ha obtenido un incremento de producción neta de 1756 barriles de petróleo que al precio actual del petróleo de 34.25 dólares da un ingreso de 60.143 dólares. Siendo el costo total de los reacondicionamientos de 63918 dólares, podemos decir que manteniendo la tasa de flujo en los pozos donde se han realizado los trabajos de reacondicionamiento, se puede pagar la inversión hecha en 1.06 días (25.51 horas), siendo la producción restante ganancia de la compañía.

En los trabajos realizados en el año 1980 se ha obtenido un incremento de producción neto de 215 barriles de petróleo que al precio del barril de petróleo en ese año da un ingreso de 7020 dólares por día de producción.



Siendo para el año el costo total de los reacondicionamientos de 258578 dólares, podemos decir que si mantenemos constante la tasa de flujo en los pozos tratados, se pagará la inversión en 36.83 días, siendo la producción restante ganancia para la compañía.

De los trabajos de reacondicionamiento de pozos realizados en el año 1979 se obtuvo un incremento neto de producción de 1025 barriles de petróleo lo cual da un ingreso diario de 22632 dólares. El precio del barril de petróleo en ese año fue de 22.08 dólares.

Como el costo de los trabajos de reacondicionamiento fue de 357110 dólares, podemos ver que si se mantiene constante la tasa de flujo en los pozos donde se realizaron reacondicionamientos, la inversión hecha se pagará en 15.78 días. En consecuencia la producción restante será ganancia de la compañía.

En los trabajos de reacondicionamientos de pozos realizados en el año 1978 se logró un incremento de la producción en 927 barriles, lo cual al precio del barril de petróleo en ese año da un ingreso diario de 11531,8 dólares. Como el costo de los reacondicionamientos fue de 86400 dólares, manteniendo constante la tasa de flujo de los pozos tratados, se puede recuperar la in-



BIBLIOTECA HCP

ESPOL

versión en 7.49 días de producción.

En el año 1977 no se obtuvo incremento de producción, sino que más bien, en casi todos los pozos la tasa de flujo decreció, existiendo solamente 2 casos donde hubo aumento de producción.

Haciendo el análisis para estos dos casos exitosos tenemos que el incremento de producción fue de 472 barriles de petróleo que al precio del barril de 12.44, en ese año da un ingreso de 5871 por día de producción. Siendo el costo total de estos reacondicionamientos 13200 dólares, podemos decir que si mantenemos constante la tasa de flujo en los pozos tratados, se pagará la inversión en 2.2 días.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA 5.1

INCREMENTO DE PRODUCCION DEBIDO A LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.981

POZO	FECHA DEL REACONDICIONAMIENTO.	Q ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	Q DESPUES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	INCREMENTO DE PRODUCCION BLPD	TIPO DE REACONDICIONAMIENTO
01	Junio 16/81	1407	1691	284	Estimulación con solvente.
02	Febrero 3/81	265	808	543	Limpieza línea de flujo.
04	Enero 3/81	5	81	76	Estimulación con solvente y Tratamiento anti-incrustaciones.
17	Enero 3/81	236	289	53	Estimulación con solvente e inhibición a la formación.
18	Enero 21/81	4068	4868	800	Aislar entrada de agua con CIBP y estimulación con solvente y tratamiento antiincrustaciones.
		5981	7737	1756*	



* Incremento de producción neta

TABLA 5.2

INCREMENTO DE PRODUCCION DEBIDO A LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.980

POZO	FECHA DEL REACONDICIONAMIENTO.	Q ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	Q DESPUES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	INCREMENTO DE PRODUCCION BLPD	TIPO DE REACONDICIONAMIENTO
01	Diciembre 24/80	1459	1619	160	Limpiar con ácido tubería de producción y línea de flujo.
01	Octubre 17/80	1749	1310	- 439	Cambio de tipo de completación y recuperación de un pescado.
01	Marzo 5/80	1802	1796	- 6	Programa de Inhibición
02	Agosto 14/80	125	242	117	Estimulación con solvente y tratamiento antiestaca.
04	Agosto 22/80	17	181	164	Tratamiento con metanol para estimular la formación.
06	Marzo 13/80 *	1160	1513	353	Limpieza del tubing y cabezal e inhibición antiincrustaciones.
06	Julio 2/80	963	942	- 21	Limpieza tubing, estimulación y tratamiento antiincrustaciones.
06	Noviembre 30/80	1018	1075	57	Estimulación con solvente.

TABLA 5.2 (continuación)

INCREMENTO DE PRODUCCION DEBIDO A LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.980

POZO	FECHA DEL REACONDICIONAMIENTO.	Q ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	Q DESPUES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	INCREMENTO DE PRODUCCION BLPD	TIPO DE REACONDICIONAMIENTO
14	Enero 8/80	206	309	103	Tratamiento con desulfurificante.
17	Marzo 5/80	710	490	- 220	Inhibición antiincrustaciones.
17	Agosto 4/80	334	302	- 32	Estimulación con tolueno y tratamiento antiincrustaciones.
18	Marzo 12/80	5783	5815	32	Inhibición y antiincrustaciones.
18	Septbre. 20/80	5174	4660	- 514	Estimulación con tolueno y tratamiento antiescala
18	Diciembre 25/80	4068	4530	462	Limpieza línea de flujo
		24568	24784	1448*	
				216**	
<p>* Incremento de producción sin considerar los pozos donde no se logró aumento de producción</p> <p>** Incremento de producción neta (considerando trabajos tanto exitosos como no exitosos)</p>					



INCREMENTO DE PRODUCCION DEBIDO A LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.979

POZO	FECHA DEL REACONDICIONAMIENTO.	Q ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	Q DESPUES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	INCREMENTO DE PRODUCCION BLPD	TIPO DE REACONDICIONAMIENTO
01	Septbre. 15/79	1960	1765	- 195	Inhibición y antiincrustaciones.
01	Marzo 3/79	2272	2253	- 19	Inhibición y antiincrustaciones.
01	Enero 18/79	2344	2350	6	Limpieza de la línea de flujo.
02	Abril 29/79	367	668	301	Eliminar corte de agua con CTBP y cementación forzada, tratamiento antiincrustaciones.
02	Octubre 18/79	307	323	16	Antiincrustaciones.
03	Marzo 22/79	Muerto	522	522	Estimulación con ácido
04	Marzo 7/79	Muerto	Muerto	---	Limpieza de línea de superficie y tubing.
04	Marzo 3/79	Muerto	Muerto	---	Inhibición y antiincrustaciones.
04	Junio 12/79	352	352	---	Inhibición y antiincrustaciones.
06	Marzo 4/79	2263	2257	-6	Inhibición y antiincrustaciones.

BIBLIOTECA NCI
ESPOL



INCREMENTO DE PRODUCCION DEBIDO A LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.979

POZO	FECHA DEL REACONDICIONAMIENTO.	Q ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	Q DESPUES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	INCREMENTO DE PRODUCCION BLPD	TIPO DE REACONDICIONAMIENTO
06	Abril 6/79	2257	2187	- 70	Limpieza del tubing
06	Septbre. 15/79	1815	1777	- 38	Inhibición y antiincrustaciones.
06	Octubre 12/79	1777	1588	-189	Limpieza línea de flujo
17	Marzo 15/79	---	---	---	Limpieza línea de flujo
17	Octubre 2/79	Muerto	1100	1100	Cementación forzada y tratamiento antiincrustaciones.
18	Abril 18/79	5478	4977	- 501	Inhibición
18	Noviembre 21/79	6534	6632	98	Inhibición
		27726	28751	2043* 1025**	

* Incremento de producción sin considerar los pozos donde no se logró aumento de producción
 ** Incremento de producción neta (considerando trabajos tanto exitosos como no exitosos)

BIBLIOTECA FICT
 ESPOL



TABLA 5.4

INCREMENTO DE PRODUCCION DEBIDO A LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.978

POZO	FECHA DEL REACONDICIONAMIENTO.	Q ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	Q DESPUES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	INCREMENTO DE PRODUCCION BLPD	TIPO DE REACONDICIONAMIENTO
01	Enero 16/78	2360	2787	427	Inhibición y antiincrustaciones,
01	Agosto 12/78	2415	2485	70	Inhibición y antiincrustaciones,
04	Diciembre 15/78	53	234	181	Limpieza de tubing y línea de flujo.
06	Febrero 10/78	2366	1997	-369	Inhibición y antiincrustaciones,
06	Octubre 17/78	4798	4774	- 24	Limpieza de línea de flujo y tubing.
14	Noviembre 29/78	Muerto	No flujo	---	Sacar pescado
18	Octubre 20/78	4324	4966	642	Inhibición y antiincrustaciones.
		16316	17243	1320* 927**	

* Incremento de producción sin considerar los pozos donde no se logró aumento de producción.

** Incremento de producción neto (considerando trabajos tanto exitosos como no exitosos).

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

TABLA 5.5

INCREMENTO DE PRODUCCION DEBIDO A LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.977

POZO	FECHA DEL REACONDICIONAMIENTO.	Q ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	Q DESPUES DEL REACONDICIONAMIENTO BLPD	INCREMENTO DE PRODUCCION BLPD	TIPO DE REACONDICIONAMIENTO
01	Junio 2/77	6373	2512	- 3861	Acidificación
01	Julio 8/77	2512	2738	226	Inhibición y antiincrustaciones.
02	Febrero 15/77	1452	1452	---	Inhibición antiescala
03	Febrero 1977	Muerto	Muerto	---	Cementación forzada, estimulación de la formación Hollin, cambio de árbol de navidad.
06	Julio 29/77	3739	2560	- 1179	Cementación forzada
17	Abril 15/77	1786	1139	- 649	Inhibición antiescala
18	Marzo 19/77	4036	3774	- 262	Recuperar herramienta de Unidad de cable
18	Noviembre 25/77	4423	4669	246	Inhibición antiincrustaciones.
		24321	18844	472* - 5477**	
<p>* Incremento de producción sin considerar los pozos donde no se logró aumento de producción</p> <p>** Incremento de producción neta (considerando trabajos tanto exitosos como no exitosos)</p>					

BIBLIOTECA FICT
RESPOL



TABLA 5.6

COSTOS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.981

POZO	FECHA A REALIZARSE	COSTO TOTAL US \$	INCREMENTO BLPD	GANANCIA POR DIA US \$*	TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSION (Días)	OBSERVACIONES
01	Enero 16/81	23200	284	9727	2,39	Incremento deseado.
02	Febrero 3/81	3850	543	18597.75	0,21	" "
04	Enero 3/81	16400	76	2603	6.3	" "
17	Enero 3/81	16400	53	1815,25	9.3	" "
18	Enero 21/81	4068	800	27400	0,15	" "



* Precio por barril 34.25 dólares

TABLA 5.7

COSTOS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.980

POZO	FECHA A REALIZARSE	COSTO TOTAL US \$	INCREMENTO BLPD	GANANCIA POR DIA US \$*	TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSION (Días)	OBSERVACIONES
01	Dcbre. 24/80	5050	160	5200	0.97	Incremento deseado.
01	Octubre 17/80	97571	- 439	--	--	Trabajo no exitoso.
01	Marzo 5/80	8500	- 6	--	--	Trabajo no exitoso.
02	Dcbre 14/80	18750	117	8802.5	4.93	Incremento deseado.
04	Agosto 22/80	11540	164	5330	2.17	Incremento deseado.
06	Marzo 13/80	12350	353	11472.5	1.08	Incremento deseado.
06	Julio 2/80	23393	- 21	---	--	Trabajo no exitoso.
06	Octubre30/80	19000	57	1852,5	10,26	Incremento deseado.
14	Enero 5/80	6000	103	3347,5	1.79	" "
17	Marzo 5/80	8500	- 220	---	--	Trabajo no exitoso.
17	Agosto 4/80	18924	- 32	---	--	" "

* Precio por barril

TABLA 5.7 (continuación)

COSTOS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.980

POZO	FECHA A REALIZARSE	COSTO TOTAL US \$	INCREMENTO BLPD	GANANCIA POR DIA US \$*	TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSION (Días)	OBSERVACIONES
18	Marzo 12/80	8500	32	1040	8.17	Trabajo exitoso
18	Septbre. 20/80	18500	- 514	—	—	Trabajo no exitoso
18	Dcbre. 25/80	2000	462	15015	0.13	Incremento deseado.
			216			



* Precio por barril 32.5 dólares

TABLA 5.8

COSTOS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.979

POZO	FECHA A REALIZARSE	COSTO TOTAL US \$	INCREMENTO BLPD	GANANCIA POR DIA US \$*	TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSION (Días)	OBSERVACIONES
01	Septbre.15/79	8300	- 195	--	--	Trabajo no exitoso.
01	Marzo 3/79	6850	- 19	--	--	Trabajo no exitoso.
01	Julio 18/79	2000	6	132.48	15.10	Incremento deseado.
02	Abril 29/79	113950	301	6646.08	17.15	" "
02	Octubre 18/79	8300	16	353.28	23.49	" "
03	Marzo 22/79	9100	522	11525.76	0.79	" "
04	Marzo 7/79	6000	---	---	--	Trabajo no exitoso.
04	Marzo 3/79	3000	---	---	--	" "
04	Junio 12/79	3000	---	---	--	" "
06	Marzo 4/79	7350	- 6	---	--	" "
06	Abril 6/79	6000	- 70	---	--	" "
06	Octubre 15/79	8300	- 38	---	--	" "

* Precio por barril

TABLA 5.8 (Continuación)
COSTOS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.979

POZO	FECHA A REALIZARSE	COSTO TOTAL US \$	INCREMENTO BLPD	GANANCIA POR DIA US \$*	TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSION (Días)	OBSERVACIONES
06	Octubre 12/79	1021	- 189	--	--	Trabajo no exitoso.
17	Marzo 15/79	3850	--	--	--	" "
17	Octubre 11/79	155389	1100	24288	6.40	
18	Septbre.18/79	7350	- 501	--	--	Trabajo no exitoso.
18	Novbre. 21/79	7350	98	2163.84	3.40	
			1025			

BIBLIOTECA FICP
ESPOL



* Precio por barril 22.08 dólares

TABLA 5.9
 COSTOS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO
 AÑO: 1.978

POZO	FECHA A REALIZARSE	COSTO TOTAL US \$	INCREMENTO BLPD	GANANCIA POR DIA US' \$*	TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSION (Días)	OBSERVACIONES
01	Enero 16/78	6850	427	5311.88	1.29	Incremento deseado.
01	Agosto 12/78	7500	70	870.80	8.61	" "
04	Dcbre. 15/78	7850	181	2251.64	3.49	" "
06	Febrero 10/78	7350	- 369	--	--	Trabajo no exitoso.
14	Novbre. 29/78	46000	---	--	--	" "
18	Octubre 20/78	7350	642	7986.48	0.92	Incremento deseado.
06	Octubre 17/78	3500	- 24	--		Trabajo no exitoso
			927			

* Precio por barril 12.44 dólares



TABLA 5.10

COSTOS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO: 1.977

POZO	FECHA A REALIZARSE	COSTO TOTAL US \$	INCREMENTO BLPD	GANANCIA POR DIA US \$*	TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSION (Días)	OBSERVACIONES
01	Junio 2/77	1430	- 3861	--		Trabajo no exitoso,
01	Julio 8/77	6350	226	2811.4	2.25	Incremento deseado,
02	Febrero 15/77	7350	---	--		Trabajo no exitoso.
03	Febrero 1 ^a /77	95360	---	--		" "
06	Julio 29/77	47000	- 1179	--		" "
17	Abril 15/77	7350	- 649	--		" "
18	Marzo 19/77	59152	- 262	--		" "
11	Novbre 25/77	6850	246	3060.24	2.2	Incremento deseado.
			<hr/> 472			

* Precio por barril 12.44 dólares

BIBLIOTECA FICT ESPOL



TABLA 5.11
RESUMEN DE COSTOS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

AÑO	COSTO TOTAL US\$	INCREMENTO DE PRODUCCION POR TRABAJO EXITOSO BLPD	INCREMENTO DE PRODUCCION NETO BLPD	GANANCIA POR DIA	TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSION DIAS
1981	63918	1756	1756	60143	1.6
1980	258578	1448	216	7020	36.83
1979	357110	2043	1025	22632	15.78
1978	86400	1320	927	11531.8	7.49
1977	13200	472	- 5477	5871.68	2.2

ESPOL
BIBLIOTECA HCT



CAPITULO VI

ANALISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS

En el presente trabajo se ha efectuado el análisis de las pruebas de presión utilizando el método de M.D.H. con el fin de determinar los siguientes parámetros:

- Pendiente
- Permeabilidad
- Factor de daño

A continuación, por medio del método de Muskat determinamos la presión promedio del yacimiento. Con este valor y la presión de fondo fluyente disponible de los datos de restauración, calculamos las siguientes variables:

- Índice de productividad
- Eficiencia de flujo
- Tasa de máxima producción
- Constante de turbulencia
- Potencial absoluto de flujo del pozo

Observando la tabla 6.1 podemos ver que únicamente se disponen de pocos valores de: permeabilidad, factor de daño, eficiencia de flujo, tasa de producción y potencial absoluto de flujo, tanto antes como después de los reacondicionamientos, lo cual se debe a la falta de pruebas de restauración



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

de presión, las mismas que se deben correr en cada pozo para obtener completa información con respecto al yacimiento y decidir con mayor seguridad, el tipo de trabajo que hay que efectuar en un pozo determinado con el fin de lograr la máxima producción.

Analizando los datos de la tabla 6.1 podemos darnos cuenta si los trabajos de reacondicionamientos han sido exitosos o no. Solamente hacemos el análisis pozo por pozo de los trabajos de reacondicionamiento en los cuales tenemos mayor información, podemos decir lo siguiente:

Los trabajos de reacondicionamiento efectuados en el pozo Lago Agrio 01 no han logrado incrementar la producción ni la permeabilidad de la formación. El factor de daño en vez de reducirse, ha aumentado, la eficiencia de flujo disminuye y el AAFP disminuye. Esto señala que los trabajos de reacondicionamientos no han sido exitosos y que mas bien han afectado negativamente a la formación.

Con respecto al pozo Lago Agrio 02 podemos observar que en el primer trabajo de reacondicionamiento se logra un relativo éxito, ya que se aumenta en algo la permeabilidad y el factor de daño, incrementándose la tasa de flujo.

En el trabajo del año 1977 nos damos cuenta que se aumenta



BIBLIOTECA
ESPOL

la permeabilidad y disminuye el factor de daño, pero la tasa de producción decrece. El AOFD aumenta lo que indica que se ha logrado estimular la formación, pero el daño persiste e impide el flujo normal del pozo.

En el tercer trabajo de reacondicionamiento decrece la permeabilidad, el factor de daño aumenta, la eficiencia de flujo disminuye, la tasa de flujo disminuye a que el daño de formación es severo.

En el pozo Lago Agrio 03 podemos ver que en el primer traabajo la permeabilidad aumenta y el daño de formación decrece, lo que nos da un indicativo que el trabajo fue muy exitososo.

Comparando pruebas vemos que se logra aumentar el potencial de máxima eficiencia y la tasa de flujo.

En el trabajo Número 2 no se puede hacer ningún análisis - debido a que no hay prueba de restauración de presión después de realizado el trabajo de reacondicionamiento pero podemos ver que antes de realizar el trabajo existe un daño de formación severo que impide un flujo normal.

En el trabajo de reacondicionamiento realizado el 22 de Marzo de 1979 tomamos como datos antes del reacondicionamiento, los obtenidos de la prueba realizado en el año de



BIBLIOTECA FICT.
ESPOL

1974, debido a que no se dispone de una prueba de restauración antes del trabajo.

Analizando vemos que la permeabilidad no aumenta, el daño de formación se logra disminuir, obteniéndose aumento de la tasa de producción del pozo.

Analizando los datos con respecto al pozo Lago Agrio 04 observamos que no se puede hacer comparación en los dos primeros trabajos debido a que no hay datos disponibles después de realizados los reacondicionamientos. En ambos casos el factor de daño es severo, pero la tasa de flujo es alta.

En el trabajo realizado el 12 de junio de 1979 podemos ver que el factor de daño disminuye, la permeabilidad también disminuye, el AOFD decrece y la tasa de flujo disminuye, posiblemente debido a la reducción de permeabilidad.

Para los datos del pozo Lago Agrio 06, en el segundo trabajo de reacondicionamiento podemos ver que la permeabilidad y el factor de daño aumenta, disminuyendo la tasa de flujo.

En el tercer trabajo de reacondicionamiento la permeabilidad aumenta y el factor de daño disminuye pero no se logra incrementar la producción. Esto puede indicar que la formación sea incapaz de mantener la misma tasa de flujo.

En el trabajo realizado al pozo Lago Agrio 14 vemos que



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

la permeabilidad aumenta y el factor de daño disminuye pero no se logra incrementar la producción. Esto puede indicar que la formación sea incapaz de mantener la misma tasa de flujo.

En el trabajo realizado al pozo Lago Agrio 14 vemos que la permeabilidad aumenta y el factor de daño disminuye. También observamos que el AOPF aumenta, lo que nos indica que se ha logrado eliminar el daño de formación que existía inicialmente, aumentándose la tasa de flujo.

Analizando los datos del pozo Lago Agrio 17 vemos que en el segundo trabajo de reacondicionamiento la permeabilidad y el factor de daño disminuyen. En consecuencia es lógico pensar que también disminuirá la tasa de flujo. Por tanto podemos decir que el trabajo no es exitoso.

Debido a la falta de información necesaria para poder realizar comparación entre datos de las pruebas de restauración de presión, no es posible decir si el trabajo de reacondicionamiento ha sido o no exitoso.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA 6.1. (Cont.)

RESUMEN DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

POZO	Fecha de Trabajo	Fecha de Prueba	Antes del Reacondicionamiento					Después del Reacondicionamiento					
			K md	S	E.F.	Q BLPD	AOFP BLPD	Fecha de Prueba	K md	S	E.F.	Q BLPD	AOFP BLPD
04	5/X/72	28/XII/68	407	37.4	0.185	1404	4046						
04	XI/73	24/1/73	460	24.3	0.305	2543	5299						
04	12/VI/79	24/173*	460	24.3	0.305	2543	5299	23/VI/79	323	16.2	0.724	535	2310
06	29/VII/77							23/XI/79	507	6.69	0.677	2599	11624
06	12/X/79	23/XI/77	507	6.69	0.677	2599	11624*	7/XII/79	654	15.06	0.433	2010	11337
06	13/III/80	7/XII/79	654	15.06	0.433	2010	11337	22/IV/80	660	8.77	0.55	1670	9303
14	8/I/80	10/II/79	128.49	57.831	0.246	400	548	20/I/80	139.09	28.729	0.345	433	1679
17	16/VI/73	/XI/70	1022	71.01	0.264	1505	5372						
17	5/III/80	/XI/70*	1022	71.01	0.264	1505	5372	21/IV/80	774.4	50.56	0.313	872	4929
18	19/VII/77	13/VII/72	914.5	16.47	0.394	5042	28167						

* Se toma esta prueba por falta de información.

BIBLIOTECA
SPOL



CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La línea recta del gráfico de restauración de presión debe ser tomada de la mejor manera, para que los parámetros del yacimiento que se obtengan sean suficientemente confiables.
2. El método de M.D.H. tiene la ventaja con respecto a otros, de que no se requiere conocer el tiempo de producción del pozo para la construcción del gráfico de restauración de presión.
3. Las curvas de Muskat son gráficos de pruebas y error. Tienen bastante confiabilidad ya que solo se necesita de los datos de la prueba de restauración de presión, para obtener la presión promedio del yacimiento.
4. Se debe tener cuidado de obtener la mejor recta de la curva $(P_R^{-2} - P_{wf}^2)$ vs q , ya que el no hacerlo nos puede dar valores falsos de c , n y AOFB.
5. Debido a que los trabajos de reacondicionamiento son muy costosos, primero hay que analizar el IPR del pozo para luego decidir si el problema que existe se soluciona o no con un trabajo de reacondicionamiento.
6. Cuando existe disminución de la tasa de producción con el



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

tiempo se debe analizar si la formación es capaz o no de producir a la misma tasa de flujo, o si hay alguna dificultad mecánica que impida su mejor eficiencia de bombeo.

7. Efectuando un análisis completo del yacimiento es posible recomendar que tipo de tratamiento de estimulación, de ser necesario, hay que realizar en los pozos que presentan un factor de daño grande.

8. Es importante tomar pruebas de presión antes y después de un reacondicionamiento debido a que el análisis de las mismas nos da una idea clara cual ha sido el resultado del reacondicionamiento.

Además podemos darnos cuenta de como ha respondido la formación a un tratamiento dado.

9. Tanto en los yacimientos ya conocidos como en los nuevos campos a ser explotados es necesario efectuar un control periódico de los diferentes parámetros de las formaciones, corriendo pruebas de presión. Además es conveniente tomar en cuenta la posible formación de escala, principalmente en pozos que producen con altos BSW.



10. Como podemos ver dentro de las operaciones de reacondicionamiento, los costos de trabajos de inhibición anti-incrustaciones y de inyección de solventes son los mas

económicos, debido a que es posible realizarlos en una formación dada sin tener un taladro en la locación. En general, el tiempo necesario para realizar un trabajo de estimulación sin taladro, es menor que cualquier otro trabajo de reparación con torre.

11. El costo de los trabajos que se realizan en los pozos con el fin de incrementar la producción son muy elevados, pero si resultan exitosos la inversión efectuada se paga con pocos días de producción, debido a que actualmente los precios de venta del crudo son altos.

12. Para el cálculo del retorno de la inversión del campo se consideran trabajos exitosos y no exitosos, ya que con el incremento de producción de los pozos en que la operación fue exitosa se puede compensar cualquier trabajo que no haya resultado satisfactorio.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

NOMENCLATURA

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
AOFP	Potencial absoluto de flujo del pozo	BLPD
C_T	Compresibilidad total	Lpc^{-1}
c	Constante de turbulencia	
F.E.	Eficiencia de flujo	
h	Espesor de la arena productora.	
IP_{ideal}	Indice de productividad sin daño.	BLPD/Lpc
IP_{real}	Indice de productividad con daño.	BLPD/lpc
K	Permeabilidad absoluta	md
K_{MDH}	Permeabilidad de MDH	md
m_{MDH}	Pendiente del gráfico de MDH	Lpc/ciclo
n	Exponente debido a la turbulencia.	
P	Presión del yacimiento	Lpc



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DEL ESTADO DE SONORA
ESPOL

P_{wf}	Presión de fondo fluyente	Lpc
P_{ws}	Presión de restauración	Lpc
\bar{P}_R	Presión promedio del yacimiento.	Lpc
P_{1h}	Presión a $\Delta t = 1$ hr. medida sobre la recta de restauración de presión.	Lpc
P_D	Presión adimensional	
q_1, q_L, q	Tasa de flujo	BLPD
r_w	Radio del pozo	Pies
r_{eD}	Radio de drenaje adimensional	
S	Factor de daño	
t	Tiempo de producción	
t_D	Tiempo adimensional	
ΔP	Diferencial entre las presiones de restauración y flujo.	Lpc



ΔP_{Da} o' ΔP_s	Diferencial de presión en la zona afectada por el factor de daño.	Lpc
ΔP_D	Caída de presión adimensional	
Δt	Tiempo de cierre	Hrs
β	Factor volumétrico de formación	BY/STB
ϕ	Porosidad	Fracción
μ	Viscosidad	cps.
ρ	Densidad	Lbs/pie ³



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOGRAFIA

1. AIZAGA HINOSTROZA SUSANA Ing. Tesis de grado. Parámetros que se pueden determinar utilizando pruebas de restauración de presión corridas en pozos con levantamiento artificial. ESPOL. 1981.
2. ALLEN O. TOMAS and ALAN P. ROBERTS. Production Operations OGCSJ. Tomo II.
3. BROWN KERMITH. The Technology artificial Lift methods.
4. DOWELL SCHLUMBERGER. Seminario de cementación.
5. EXXON PRODUCTION RESEARCH CO. Curso sobre Pruebas de Pozos.
6. HALLIBURTON. Seminario de cementación. 1981.
7. HORNER Dr. "Pressure Build up in Well" Proceeding of the World Petroleum Congress E.J. Brill Lenden (1951) Pag. 503.
8. L. MC GRAW, Técnicas de reacondicionamiento de Pozos, - Exxon Production Research, Nov. 1976.
9. MALAVE KLEBER. Apuntes de la materia Completación y Estimulación de Pozos. ESPOL.



ESPOL

10. MENE GRANDE OIL COMPANY. Curso de producción de petróleo y Gas. (Servicio y Reparación. Tomo III).
11. MATTHEWS D.G. RUSSELL. Pressure Build up and flow test in Wells, Monograph. Volumen I, II.
12. PARK JONES, OGJ June 18, 1956. pp. 184-196.
13. PERRINI. Analysis of Pressure Build up Curvas dull and Proc. API (1956) Pag. 482.
14. E.R. SANCHEZ. Vander Ulis. Desarrollo de las técnicas de estimulación usados por la CSV en los pozos del Lago Maracaibo (Universidad del Zulia).
15. SCIENTIFIC SOFTWARE CORPORATION. Well Testing Course. (Wells). Denver 1980.
16. VAN EVERDINGEN A.L. HURST W., The application of the Laplace transformation to flow problems in Reservoir Trans. AIME (1949). Vol. 186 Pag. 305-324.
17. VOGEL. Inflow performance relationship for solution gas drive Wells JPT (January 1968) pag. 89-92.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL