

20
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PROCEDIMIENTOS PARA LA
EVALUACION DEL INTERVALO
PRODUCTOR

T E S I S

Que para obtener el titulo de
INGENIERO PETROLERO

p r e s e n t a

JULIO JORGE MAYO GARCIA



México, D. F.

1996

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-63

SR. JULIO JORGE MAYO GARCIA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. José Martínez Pérez, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

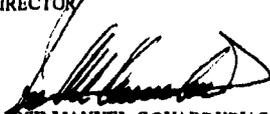
PROCEDIMIENTOS PARA LA EVALUACION DEL INTERVALO PRODUCTOR

- I INTRODUCCION**
- II ANTECEDENTES A LOS DISPAROS EN EL INTERVALO PRODUCTOR**
- III ANALISIS, METODOS Y TECNICAS EN LA EVALUACION DEL INTERVALO PRODUCTOR**
- IV PRUEBAS Y ANALISIS DE PRODUCCION EN EL INTERVALO PRODUCTOR**
- V MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCION EN EL INTERVALO PRODUCTOR**
- CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 19 de agosto de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*glg.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TEMA TESIS:
PROCEDIMIENTOS PARA LA EVALUACION DEL
INTERVALO PRODUCTOR

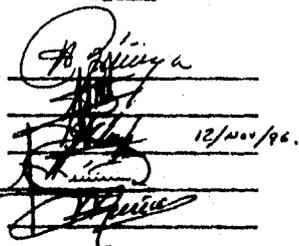
DIRECTOR DE TESIS:
M.I. JOSE MARTINEZ PEREZ

REALIZADO POR:
JULIO JORGE MAYO GARCIA
No. CTA. 7525811-9

JURADO:

PRESIDENTE: ING. HORACIO ZUÑIGA PUENTE
VOCAL: ING. JOSE MARTINEZ PEREZ
SECRET: ING. JUAN DE LA C. CLAVEL LOPEZ
1er. SUPLENTE: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO
2o. SUPLENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

FIRMA


12/2001/96.

CD. UNIVERSITARIA A 23, AGO, 96

SEÑOR:

Gracias por cambiar mi vida, y darme tu inmenso amor.

A FLOR:

“El que haya esposa haya el bien” esto es una verdad en mi vida, gracias amor.

P.D. TE AMO MUCHO

AMSI e ISRAEL:

Hijos Dios sabe cuanto los amo, espero que un día ustedes también no solo lo sepan sino que yo se los haya podido demostrar.

SU PAPA.

A MIS PADRES Y MIS HERMANOS.

Se que nunca perdieron la confianza en mi y aunque un poco después, espero darles con este trabajo una alegría, su hijo que los ama grandemente. A mis hermanos todo mi cariño y una exhortación a seguir adelante.

A LA FAMILIA CANTU MOLINA.

No sabemos porque nos han amado tanto pero recibimos todo su cariño como de Dios mismo y le pedimos que bendiga sus vidas grandemente.

GRACIAS LALO.

A LOS INGENIEROS.

José Martínez Pérez y Juan de la Cruz Clavel López
por su apoyo desinteresado para la realización de este trabajo.

A MI AMIGO .

El ingeniero Maximino Morales González por su gran apoyo y
exhortación para seguir adelante.

**Y a todos aquellos que me han ayudado, exhortado y enseñado son tantos que no
podría ponerlos a todos, pero si les puedo decir gracias, muchas gracias**

CONTENIDO

	pag
I INTRODUCCION	1
II ANTECEDENTES A LOS DISPAROS EN EL INTERVALO PRODUCTOR	
II.1 Localización de hidrocarburos	3
II.2 Determinación de las características petrofísicas de la formación	4
II.3 Características de los fluidos contenidos en la formación	9
II.4 Fluidos utilizados en la perforación	15
II.5 Programa de perforación y cementación de la tubería	15
II.6 Terminación del pozo	18
III ANALISIS, METODOS Y TECNICAS EN LA EVALUACION DEL INTERVALO PRODUCTOR	
III.1 Operaciones en la terminación del pozo y en la evaluación del intervalo productor	21
III.2 Metodos de inducción	27
III.3 Técnicas de muestreo	32
III.4 Análisis de muestras	37
III.5 Pruebas de compatibilidad	48
III.6 Pruebas de núcleos	52
IV PRUEBAS Y ANALISIS DE PRODUCCION EN EL INTERVALO PRODUCTOR	
IV.1 Pruebas de productividad	56
IV.2 Análisis de pruebas de variación de presión	72
IV.3 Pruebas de formación "DST"	101
V MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCION EN EL INTERVALO PRODUCTOR	
V.1 Daño a la formación	112
V.2 Estimulaciones	126
V.3 Fracturamiento hidráulico	149
CONCLUSIONES	200
REFERENCIAS	201

1 INTRODUCCION

La explotación de los hidrocarburos consiste en un conjunto de operaciones que se inicia con la explotación de las zonas probables que los contienen, hasta llevarlos a centros de proceso o de venta.

La actividad de la industria petrolera comienza con la exploración, que es el conjunto de tareas de campo y oficina cuyo objetivo principal es descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de las ya existentes. La exploración se puede dividir en las siguientes etapas.

1. Trabajo de reconocimiento
2. Trabajo de detalle
3. Estudio de los resultados de localización de pozos exploratorios
4. Análisis de los resultados obtenidos para programar la perforación de nuevos pozos

Los trabajos de reconocimiento tienen la finalidad de estudiar las condiciones geológicas generales de un área para estimar las posibilidades de que contengan hidrocarburos en el subsuelo.

Los trabajos de detalle se realizan en áreas seleccionadas con mayores posibilidades, tratando de definir los lugares donde las capas del subsuelo presenten características para la acumulación del petróleo.

La información obtenida en las exploraciones geológicas y geofísicas se analiza cuidadosamente para localizar donde deben perforarse los pozos exploratorios.

Durante la perforación de los pozos exploratorios, geólogos y paleontólogos estudian las muestras de roca cortadas en el pozo, haciendo periódicamente evaluaciones petrográficas dentro del mismo. Los resultados de estos estudios definen las capas del subsuelo que contienen hidrocarburos y de las cuales puede extraerse petróleo. Con base en los descubrimientos logrados por los trabajos de exploración, comienzan las actividades de explotación, que se desarrollan en los campos petroleros, tomando en cuenta principalmente los siguientes factores :

1. Configuración física del yacimiento (3 D)
2. Posibilidades de producción, de acuerdo con los resultados obtenidos en los pozos exploratorios
3. Perforación de pozos de explotación temprana.
4. Caracterización del yacimiento
5. Simulación numérica del yacimiento
6. Número de localizaciones que pueden perforarse con la mayor factibilidad técnica y económica posible

En el programa de perforación se indica la profundidad del pozo y las tuberías de revestimiento que habrá que cementar. Antes de cementar las tuberías se acostumbra tomar los registros eléctricos que dan la información sobre el espesor del intervalo productor y su posibilidad de producción, así como las profundidades convenientes para cementar las tuberías a que se ha hecho referencia.

Una vez cementada la última tubería de ademe y probada con presión, se procede a poner el pozo en explotación, para lo cual es normal que se utilice la técnica de terminación permanente, que a grandes rasgos consiste en lo siguiente:

Se llena el pozo con fluido de control, se mete la tubería de producción, se instala el árbol de válvulas, se introducen las cargas explosivas y se hace explotar frente al intervalo que se cree será productor; después se abre el pozo para que fluya por sí mismo, en caso de que esto no suceda se procede a estimular e inducir a producción; por último ya que el pozo está produciendo se conecta la tubería de descarga para conducir los hidrocarburos a la batería de separación que segrega el aceite del gas.

Ya que el pozo ha sido terminado se inicia su vida productiva, durante esta etapa y a través de un seguimiento continuo del comportamiento del pozo es posible mantenerlo en condiciones óptimas de explotación. El seguimiento debe llevarse a cabo en base a los datos de producción, los cuales conjuntamente con estudios del yacimiento, estudios geológicos y estudios específicos tales como pruebas de presión y producción, análisis de curvas de variación de presión, análisis de flujo de fluidos desde el yacimiento mismo hasta las estaciones de recolección, etc, permiten definir un comportamiento anormal del pozo que encauce a estudios particulares del mismo para su conservación y mantenimiento.

El pozo está expuesto a varios fenómenos que pueden reducir anormalmente su producción lo cual trae como consecuencia pérdidas económicas, por lo que se debe de registrar y observar su comportamiento para mantenerlo en condiciones óptimas; esto es tomar periódicamente registros al pozo para saber si hay depositación de elementos orgánicos o inorgánicos que obstruyen las tuberías, estimularlo cuando sea necesario para que se pueda tener el máximo de rendimiento tanto en lo económico como en la vida productiva.

En este trabajo se hace una recopilación de los procedimientos técnico-operativos que ayudaran a comprender y optimizar los procesos de ejecución durante las operaciones realizadas para evaluar el intervalo productor.

11 ANTECEDENTES A LOS DISPAROS EN EL INTERVALO PRODUCTOR

El proceso para la evaluación de un intervalo productor principia cuando en un pozo se realizan los disparos para perforar su tubería y poner la formación productora en comunicación con la superficie, a partir de este momento se presenta una gran variedad de situaciones que dan comienzo con observar si fluyen o no los hidrocarburos al interior del pozo. Pero antes de llegar a este momento debemos considerar que ya se han realizado un gran número de operaciones y se ha tenido que contar con un volumen grande de información, a la vez que se a tenido que preparar todo lo necesario para que la vida productiva del pozo sea lo más óptima posible.

Todas estas operaciones así como la información necesaria para llevarlas a cabo son las que se mencionaran en este breve capítulo (antes de entrar de lleno al objetivo de este trabajo) y cuyos temas se dividirán de la siguiente manera:

1. Localización de los hidrocarburos
2. Determinación de las características petrofísicas de la formación
 - a) composición mineralógica
 - b) porosidad
 - c) permeabilidad
 - d) presión capilar
3. Características de los fluidos contenidos en la formación
 - a) composición química de los hidrocarburos
 - b) viscosidad
 - c) densidad
 - d) condiciones de presión-temperatura
 - e) contenido de H₂S y CO₂
 - f) saturación
4. Fluidos utilizados en la perforación
5. Programa de perforación y cementación de la tubería
6. Terminación del pozo

11.1. Localización de Hidrocarburos.

El petróleo (1) se encuentra fundamentalmente en cuencas sedimentarias de areniscas calizas y dolomitas es decir en rocas marinas sedimentarias formadas de material orgánico, el cual al pasar por algunos de los siguientes procesos se convirtió en petróleo

- a) Químicos
- b) Bacterianos
- c) Radioactivos
- d) Combinación de los anteriores

Asimismo tuvo que haber una migración de estos depósitos, ya que se considera que la roca generadora no es necesariamente la misma en la cual se encuentran almacenados los hidrocarburos al momento del descubrimiento. Lo que se considera generalmente es que la pizarra o esquisto son rocas capaces de contener petróleo y que éste se originó en los esquistos pero con el paso del tiempo y a medida que aumentaban las sobrecargas se fueron comprimiendo las pizarras y el petróleo fue obligado a ir hacia rocas adyacentes más permeables que en las rocas que estaban

La clasificación de yacimientos petrolíferos la podemos basar en función de las características principales a las que se atribuye la acumulación y estas son: (2)

- a) Yacimiento de trampa estructural. (plegamientos, fallas, discordancias).
- b) Yacimiento de Trampa Estratigráfica. (Cambio de litología que hace que la roca permeable se vuelva impermeable).
- c) Yacimientos de Trampa combinados. (Combinación de los dos anteriores).

1.1.2.- Determinación de las características petrofísicas de la formación

Independientemente del método o métodos utilizados para obtener información sobre la formación, el objetivo es conocer las características de ésta de una manera confiable, ya que como veremos en el desarrollo de este trabajo y como ocurre verdaderamente en el campo, la determinación de estas propiedades son base fundamental para todas y cada una de las operaciones que se llevan a cabo en la vida de un pozo; tan importantes son que se han desarrollado diferentes técnicas para determinar las mismas propiedades y poderlas comparar y así estar seguros de que los datos con que contamos son los verdaderos

a) Composición mineralógica.

Existen métodos que nos permiten tener muestras físicas de las zonas que atravesamos durante la perforación (muestras de núcleos) y que al analizarlas en el laboratorio, permiten conocer la composición mineralógica de la formación, también podremos obtener esta información a través de registros geofísicos.

Haciendo referencia a las formaciones que contienen hidrocarburos encontramos que las calizas y dolomitas mineralógicamente hablando son las más importantes (3) de las rocas sedimentarias de carbonatos y están esencialmente compuestas por minerales de carbonatos

Calizas

Las calizas están formadas primordialmente por calcita, y el contenido de C_2O y CO_2 es muy alto (40% a 50% el primero y 38% a 43% el segundo) sus texturas son variables e inigualables por cualquier otro grupo de rocas, algunas texturas son clásticas mientras que

otras son de acreencia orgánica, muchas calizas constan de granos de carbonato de tamaño uniforme, mientras que otras son grandes cristales abigarrados esparcidos en una matriz de granos mas finos, algunas calizas son porosas debido a las estructuras algaceas. Las calizas que constan principalmente de materiales orgánicos son probablemente mas comunes y difundidas que cualquier otra, las variedades de las calizas orgánicas se designan comúnmente por sus fósiles predominantes como caliza crinoidal, caliza coralica, caliza bioquípódica y caliza foraminífera.

Las calizas (y dolomitas) son producidas por uno o más de varios modos de depositación tales como: mecánica, química, orgánica o por reemplazamiento, las calizas pueden depositarse en los mares, lagos, rios y sobre la tierra; sin embargo los máximos depósitos en extensión se encuentran en el fondo del mar.

Dolomitas

Las dolomitas tienden a adoptar una textura de grano fino y algunas de estas están atestadas de pequeñas cavidades. Esta formada por CO_2 (Aproximadamente 45%) CaO (aproximadamente 30%) y MgO (aproximadamente 25%) se presentan interstratificadas con areniscas, limolitas, angilitas, calizas y diversas evaporitas, los fósiles son raros en las dolomitas, pero están presentes en todo sistema geológico aunque su máxima distribución corresponde a sistemas del precámbrico y del paleozoico inferior. La única fuente adecuada de origen es el mar, la dolomitización se verifica mas favorablemente en aquellas regiones en las que el agua es más caliente y por la cercanía de los litorales.

Areniscas

Estas rocas son evidentemente el producto final del intemperismo profundo, calcificación y abrasión ejercidos por areniscas preexistentes o por arenas resultantes de un intemperismo profundo.

Algunos tipos de areniscas se caracterizan por su asociación con pedernales, radiolarios y con pizarras portadoras de fauna de aguas profundas y se cree que debido a terremotos submarinos la arena y el lodo son distribuidos intermitentemente, formando acumulaciones inestables sobre los bordes de un geosinclinal.

Las areniscas alcanzan porosidades hasta de el 40%, pero cuando tienen valores menores del 7% en zonas con gas o del 8% en zonas con aceite, la permeabilidad será muy baja y no producirán. El límite comercial es del orden del 9%.

b) Porosidad

Es la fracción del volumen de una roca, ocupado por algún fluido. Se pueden distinguir diferentes tipos de porosidad:

1. Porosidad total .- Es la relación del volumen total de espacios "vacíos" (poros, canales, vesículas, etc) existentes entre los elementos minerales de la roca, al volumen total de la roca

$$\phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t}$$

Donde ϕ_t = Porosidad Total.

V_t = Volumen total de la roca.

V_s = Volumen total de sólido

Sin embargo para la industria petrolera el interés principal está en la porosidad efectiva.

2. Porosidad Efectiva.- Es el porcentaje de los espacios vacíos comunicados relacionado con el volumen total de la roca.

$$\phi_e = \frac{V_p}{V_t} \times 100$$

Donde : ϕ_e = Porosidad Efectiva.

V_t = Volumen total de la roca.

V_p = Volumen de poros comunicados.

A través de estas ecuaciones se pueden determinar satisfactoriamente los valores de porosidad en las rocas.

La importancia de la porosidad y del espesor depende de las condiciones locales, la mayoría de las rocas productoras tienen porosidades mayores al 10% y espesores superiores a los 3 metros.

Una clasificación de porosidad es la siguiente:

0% al 5% Despreciable.

5% al 10% Pobre.

10% al 15% Regular.

15% al 20% Buena.

20% al 25% Muy Buena.

Por otra parte, la porosidad (ϕ) puede ser primaria o secundaria, siendo la primaria la que se presenta como resultado de los procesos originales (deposición, compactación, etcétera) de formación del medio poroso. La porosidad secundaria es aquella que se debe a procesos posteriores que experimenta el mismo medio, por disolución del medio calcáreo, por corrientes subterráneas, fracturamiento, etcétera.

Es común que la porosidad se exprese en porcentaje (%) y cabe señalar que para algunos problemas es necesario tomar en cuenta la variación de la porosidad (ϕ) con el tiempo, debido a que la presión varía con respecto al tiempo y el medio poroso es compresible. (4)

c) Permeabilidad

Una cualidad muy importante que debe presentar la roca almacenadora es la de permeabilidad, por lo que la permeabilidad es la propiedad que tienen algunas rocas para permitir el movimiento de los fluidos dentro de ellas, debido a la intercomunicación de los poros. De esta propiedad depende la migración de los fluidos hasta alcanzar la trampa y la descarga de los hidrocarburos al pozo, podemos dividir la permeabilidad en:

1) Permeabilidad Absoluta (k).

Se denomina permeabilidad absoluta a la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% del mismo y que se utiliza como fluido desplazante durante la prueba.

2) Permeabilidad Efectiva (K_o , K_g , K_w).

Se denomina permeabilidad efectiva de un fluido particular, la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor al 100%, esto es que el fluido de interés no satura al 100% la roca.

En la Fig. I.1 se presenta las relaciones típicas de permeabilidad efectiva para un sistema agua-aceite, en un medio poroso mojable por agua.

Las relaciones de permeabilidad efectiva para agua y aceite mostradas en la fig. I.1 pueden ser divididas en tres regiones. En la región A solo el aceite puede fluir, porque tiene $S_w \leq S_{wc}$; en la región B pueden fluir simultáneamente el aceite y el agua, en tanto que en la región C únicamente fluirá el agua.

En la Fig. I.2 se muestra una gráfica típica de relación de permeabilidades efectuadas para gas y aceite. La forma de la curva en este caso indica que el aceite es la fase mojante mientras que el gas es la fase no-mojante. También se presentan tres regiones, en forma similar al caso anterior.

3) Permeabilidad Relativa.

Es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido específico y la permeabilidad absoluta. Se define como sigue:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad ; \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad ; \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K}$$

En la Fig. 1.3 se muestra una gráfica típica de curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite.

Comenzando con una saturación de agua del 100%, las curvas indican que una disminución en la saturación de agua al 85% reduce fuertemente la permeabilidad relativa al agua del 100% al 60%. En cambio a la saturación de 15% de aceite, la permeabilidad relativa al aceite es prácticamente cero. Este valor de saturación de aceite del 15% se denomina Saturación crítica ($S_{oc} = 0.15$), o sea la saturación a la que el aceite comienza a fluir, a medida que la saturación de aceite aumenta. También se denomina saturación residual de aceite " S_{or} " al valor por debajo del cual no puede reducirse la saturación en un sistema agua-aceite. A medida que la saturación de agua disminuye, la permeabilidad relativa K_{rw} también disminuye, en tanto que la permeabilidad relativa al aceite aumenta. A una saturación de agua del 20%, la $K_{rw} = 0$ y la K_{ro} es bastante alta. (5)

d) Presión Capilar y fuerzas capilares.

Estas fuerzas, en los yacimientos de hidrocarburos, son el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, del tamaño y la forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de adhesión entre fluidos y sólidos y las fuerzas de cohesión en los líquidos, es decir, de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

En la Fig. 1.4 se muestran esquemáticamente los conceptos de mojabilidad y ángulo de contacto θ , con respecto al dibujo del líquido mojannte $\theta \leq 90^\circ$ tenemos que:

fuerza capilar = Peso del líquido que matemáticamente se expresa como:

$$2\pi r \sigma \cos\theta = \rho g \pi r^2 h$$

Donde:

$\sigma \cos\theta$ = Fuerza capilar vertical, hacia arriba,
por unidad de longitud.

$2\pi r$ = Longitud de la circunferencia en la
que están en contacto, por el interior
del tubo, los fluidos y el sólido.

$\rho g = \gamma$ = peso específico del líquido
 $\pi r^2 h$ = Volumen del líquido que sube por el interior del capilar.

pero como $\rho g h = \Delta P$ (carga hidrostática)

entonces $\Delta P = 2\sigma \cos\theta / r$

Esta ΔP es precisamente la presión capilar que actúa en la interfase; la ΔP por el área es igual a la fuerza capilar $2\pi r \sigma \cos\theta$. Se usa P_c para representar la presión capilar, la cual para un medio poroso se ha definido como la capacidad que tiene el medio de succionar el fluido que lo moja y de repeler al no mojante a través de la interfase de los fluidos

Una forma de encontrar la P_c en una muestra de roca del yacimiento es determinando la presión que se debe aplicar a un fluido no mojante para alcanzar una cierta saturación de este fluido; a cada situación corresponde un P_c y viceversa, es decir $P_c = F(S)$. Si la abertura mayor del medio poroso se considera circular y de radio r la presión necesaria para forzar la entrada de fluido no mojante es:

$P_c = 2\sigma \cos\theta / r$; esta es la mínima presión a la cual dicho fluido inicia su entrada a la muestra. Solamente aplicando una presión mayor al fluido entrará a los poros más pequeños.

De acuerdo con lo anterior, si los capilares de una muestra son muy uniformes, no se requerirá de mayor presión para saturarla del fluido no mojante y la curva de P_c vs S será plana, hasta valores de S cercanos a la saturación irreductible. Esto se ilustra en la Fig. 1.5 en la curva 1, las otras curvas corresponden a medios con poros de tamaños no uniformes. (5)

1.1.3 Características de los fluidos contenidos en la formación.

Analizaremos algunas de las características más comunes de los fluidos contenidos en la formación tales como:

- a) Composición química de hidrocarburos
- b) Viscosidad.
- c) Densidad.
- d) Condiciones de Presión - Temperatura.
- e) Contenido de H_2S y CO_2 .
- f) Saturación

a) Composición química de hidrocarburos

El petróleo crudo está constituido, principalmente, por hidrocarburos y en menor proporción, por compuestos inorgánicos y orgánicos de estructura compleja.⁽⁶⁾

Los hidrocarburos son cadenas de átomos de hidrógeno y carbono exclusivamente, que de acuerdo a su arreglo estructural de los átomos de carbono en la molécula, se pueden clasificar en:

- Cadena abierta o Lineal.
- Cadena cerrada o Cíclica (Anillo).

Y conforme al tipo de enlace entre los átomos de carbono en la molécula, pueden ser:

- Saturados o de enlace sencillo.
- No saturados o de enlace Covalente.

Hidrocarburos Saturados.

Son aquellos en donde cada uno de los átomos de carbono tiene su enlace cubierto por un átomo de hidrógeno (enlace sencillo), estos hidrocarburos son estables, no reaccionan fácilmente y se dividen en:

Alcanos { n-alcanos = (n-parafinas) o alcanos normales }
 { iso-alcanos = (iso-parafinas), isómeros de los alcanos normales }

Alicíclicos (ciclo-alcanos=(ciclo-parafinas o naftenos))

Los alcanos (n-alcanos) conforme a su contenido de carbono e hidrogeno se presentan en las siguientes fases físicas

1. Gaseosa de CH_4 a $\text{C}_4 \text{H}_{10}$
2. Líquida de $\text{C}_5 \text{H}_{12}$ a $\text{C}_{17} \text{H}_{36}$
3. Sólida mayor de $\text{C}_{17} \text{H}_{36}$

Los compuestos $\text{C}_5 \text{H}_{12}$, $\text{C}_6 \text{H}_{14}$ y $\text{C}_7 \text{H}_{16}$ pueden encontrarse a veces, en estado gaseoso en el subsuelo debido a las altas temperaturas.

Los alicíclicos (ciclo-alcanos, ciclo parafinas o naftenos) son los compuestos que presentan una estructura de cadena cerrada o anillo, en este tipo de estructuras se eliminan 2 átomos de hidrógeno, por lo que el anillo se forma con la fórmula general igual a C_nH_{2n}

Hidrocarburos no saturados

Son aquellos donde los átomos de carbono muestran enlaces covalentes (dobles o triples) y se dividen en:

Alquenos (Olefinas).
Alquinos (Acetilenos).
Aromáticos (Bencenos).

Otros compuestos del petróleo crudo son:

Resinas y Asfáltenos.
Compuestos de Azufre.
Compuestos Oxigenados.
Compuestos Nitrogenados.
Compuestos Organometálicos.
Compuestos Varios.

Composición promedio del petróleo crudo:

Hidrocarburos saturados:	56%
Hidrocarburos Aromáticos:	27%
Resinas y Asfáltenos:	14%
Otros	<u>3%</u>
	100%

b) Viscosidad.

Es la propiedad que controla la resistencia al flujo de un fluido a través del medio por el que se transporta. La viscosidad de los Hidrocarburos es variada, pues abarca desde el gas hasta el petróleo semisólido.

La viscosidad se mide en poises, siendo esta unidad, la viscosidad de una sustancia contenida en un recipiente con sección de 1 cm^2 que sometida a una fuerza de 1 dina, se mueve hacia una pared fija con una velocidad de 1 cm/seg . Debido a que 1 poise tiene una gran magnitud, es recomendable manejarla en fracciones, por esta razón en la industria petrolera se adoptó como medida el centipoise (cp).

La viscosidad en la naturaleza depende de:

1. La composición.- por ejemplo los aceites mas pesados presentan mayor viscosidad.

2. La temperatura.- por ejemplo a mayor temperatura menor viscosidad.
3. El contenido de gas disuelto .- por ejemplo el gas favorece al flujo y por consiguiente la viscosidad disminuye con su presencia (4)

c) Densidad.

La densidad de una substancia se define como la masa por unidad de volumen

$$\rho = M/V \quad \text{donde } M = \text{masa (F)} \\ V = \text{volumen (L3)}$$

y esta es una propiedad intensiva es decir que es independiente de la cantidad de materia que contiene (7)

En la industria petrolera se ha adoptado como unidad de densidad los grados API, siendo esta una escala arbitraria comúnmente usada en los E.U. y en muchos países del mundo. Esta relación involucra el peso específico del crudo estabilizado (medido a condiciones atmosféricas) de la siguiente manera

donde:

$$Pe = \text{peso específico} = \rho g$$

$$^{\circ} \text{API} = \frac{141.5}{Pe \text{ a } 60^{\circ}\text{F y } 1 \text{ atm}} - 131.5$$

Los $^{\circ}$ API corresponden a la densidad con la cual se manejan los diferentes tipos de crudos y de esta misma relación podemos notar que al aumentar los $^{\circ}$ API la densidad baja esto debido a que al aumentar la temperatura el peso específico disminuye porque a mayor profundidad el petróleo contiene mas gas disuelto, provocando disminución en su densidad (10)

d) Condiciones de presión-temperatura

Los yacimientos pueden clasificarse por la localización de su presión y temperatura iniciales con respecto a la región de dos fases en un diagrama presión-temperatura. Estos diagramas de fases son de gran importancia ya que representan el comportamiento de un yacimiento, desde que este empieza a producir hasta que se abandona.

Cada yacimiento responderá a un particular diagrama de fases y se podrá reproducir en el laboratorio su comportamiento si contamos con muestras de fluido del fondo del pozo que representen las condiciones iniciales del mismo.

Algunos conceptos básicos asociados con las condiciones de presión-temperatura en los diagramas de fases son: (8)

Punto crítico.- Es el estado a condiciones de presión y temperatura para la cual las propiedades intensivas de las fases líquidas y gaseosas son idénticas.

Presión crítica .- Es la presión correspondiente al punto crítico.

Temperatura crítica.- Es la temperatura correspondiente al punto crítico.

Curva de burbujeo (ebullición).- Es el lugar geométrico de los puntos presión-temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Curva de rocío(condensación).- Es el lugar geométrico de los puntos presión-temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Región de dos fases.- Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y de rocío, en esta región coexisten en equilibrio las fases líquida y gaseosa.

Cricondenbara (crivaporbar).- Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Cricodenterma.- Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Zona de condensación retrograda.- Es aquella en la cual al bajar la presión a temperatura constante, ocurre una condensación.

Acceite saturado.- Es aquel que a las condiciones de presión-temperatura esta en equilibrio con su gas.

Acceite supersaturado.- Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra, tiene mayor cantidad de gas disuelto que el que le correspondería en condiciones de equilibrio.

Acceite bajosaturado.- Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, es capaz de disolver más gas.

e) Contenido de H_2S y CO_2

Los principales gases asociados al gas natural aparte de los hidrocarburos gaseosos son los siguientes:

Bióxido de carbono (CO_2).- Se origina por la oxidación de los compuestos orgánicos a costa del oxígeno existente en la atmósfera y el agua, este gas es abundante en las emanaciones volcánicas.

Su presencia en el gas natural es desfavorable, ya que disminuye el poder calorífico del gas y aumenta la temperatura de combustión .

Acido sulfúrico(H_2S).- Es un gas incoloro, de olor fétido característico, soluble en el agua y muy tóxico, además químicamente presenta una fuerte acción corrosiva sobre los metales; su presencia en el gas natural es originada por:

1. Putrefacción de la materia orgánica
2. Reducción de los sulfatos en ambiente anaeróbico, por la acción de las bacterias, estas actúan sobre los sulfatos disueltos en el agua liberando el azufre, el cual se combina con el hidrógeno formando el ácido sulfúrico

Cuando el ácido sulfúrico es abundante en el gas natural se denomina gas amargo y su presencia causa muchos problemas en la explotación como son:

1. Toxicidad, se requieren medidas de seguridad
2. Alto grado de corrosión, daña todo el equipo especialmente las tuberías de producción y de transporte

Las condiciones geológicas que favorecen la abundancia de ácido sulfúrico en el gas natural se encuentran en los yacimientos carbonatados. Otra condición que lo favorece es la inyección de agua inadecuadamente tratada en la recuperación secundaria de yacimientos ya que forman colonias de bacterias las cuales segregan este gas. (4)

f) Saturación

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

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Donde: V_f = volumen de fluido.
 V_p = Volumen de Poros.
 S_f = Saturación del Fluido.

Como en el caso de la porosidad, la saturación también puede expresarse en forma de porcentaje (%).

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua, y los valores de su saturación congénita u original son del orden del 10% al 30%, en tanto que en etapas avanzadas de extracción, por entrada natural o artificial de agua, se puede alcanzar valores de 80%, quedando saturaciones pequeñas de aceite y/o gas (saturaciones residuales).

En yacimientos de aceite la S_g puede variar desde cero (aceite bajo saturado) hasta valores del orden de 0.7. Además, de la definición de S se demuestra que $\sum S_f = 1$ para cualquier yacimiento, a un tiempo cualquiera de explotación por lo que esto debe tomarse en cuenta al considerarse cualquier situación de saturación de fluidos en los yacimientos.

Se llama saturación crítica al valor de "S" a partir del cual el fluido correspondiente puede empezar a moverse. Así, por ejemplo, para el caso de un yacimiento de aceite bajo saturado, al llegar a la presión de saturación aparece la primera burbuja de gas; y al continuar bajando la presión se va incrementando Sg, pero el gas no puede moverse hacia los pozos o hacia arriba de la estructura sino hasta que se alcanza la saturación de gas crítica "Sgc", que es del orden del 5.8% dependiendo de las características del sistema Roca-Fluidos.⁽⁵⁾

II.4 Fluidos utilizados en la perforación

Los fluidos usados para este objetivo incluyen gases, líquidos y sólidos suspendidos en líquidos. También se usan con frecuencia emulsiones de aceite en agua y agua en aceite para la suspensión de sólidos. En algunas operaciones de perforación se pueden utilizar combinaciones de fluidos. Se han utilizado también gases como fluidos de perforación pero estos presentan inconvenientes serios al generar mezclas explosivas o corrosivas, por lo que los fluidos más usados son:

- a) Fluidos base agua
- b) Fluidos base aceite

Las funciones de estos fluidos cada vez son más variadas debido a que los yacimientos de aceite y de gas se encuentran a más profundidad a tal punto que un 70% del logro de los objetivos cuando se programa un pozo, están a cargo del sistema circulatorio (el fluido de perforación, las bombas y un programa hidráulica optimizado). A continuación mencionaremos las funciones principales de estos fluidos: (9)

1. Levantar los cortes y llevarlos a la superficie
2. Enfriamiento y lubricación de la barrena y la sarta
3. Protección de las capas de las paredes con una capa semipermeable (enjarre)
4. Control de presiones que surjan durante la perforación
5. Mantener en suspensión los cortes y el material denso cuando se interrumpe la circulación
6. Poner en libertad los cortes y la arena una vez que el lodo llega a la superficie
7. Disminuir trabajo al equipo levantacargas por el efecto de flotación
8. Reducir al mínimo cualquier efecto adverso de las formaciones adyacentes al agujero
9. Permitir extraer la máxima información de todas las formaciones atravesadas durante la perforación.

II.5 Programa de perforación y cementación de tuberías

Las tuberías de revestimiento como de producción son los elementos principales de un pozo petrolero, por lo que al elaborar el programa de tuberías se deberá considerar la resistencia de los tubos a los esfuerzos a que están sometidos.

Las tuberías tienen varias funciones que cumplir como las que a continuación describimos: (10)

Tubería superficial

1. Sirve de base para los primeros controles del pozo (preventores) y permite continuar la perforación
2. Sostener las siguientes tuberías que se introduzcan en el pozo
3. Aislar formaciones deleznable y acuíferos superficiales, por esta razón es la única tubería que se cementa en toda su longitud.

Tubería intermedia

1. Aislar la formación perforada
2. Permitir elevar la densidad del fluido de control si se requiere
3. Proteger la T.P. en caso de problemas
4. Anclar la siguiente tubería que se introduzca al pozo

Tubería de explotación

1. Tener control del yacimiento por explotar
2. Explotar el pozo
3. Anclar herramienta

Tubería corta o liner

1. Evitar problemas en la perforación del pozo (perdidas de lodo, intentos de pegaduras, etc)
2. Permitir incrementar la densidad del lodo en zonas geopresionadas o en su defecto disminuirla
3. Revestir agujeros que se perforaron con menor diámetro por falta de capacidad del equipo o por la necesidad de profundizar un pozo

En los últimos años se ha incrementado el uso de la tubería flexible en usos como:

1. lavado del pozo
2. Inducciones
3. Remoción de depósitos orgánicos
4. Colocación de tapones
5. Perforaciones direcciones, etc.

Para elaborar el programa de tuberías de un pozo será necesario conocer los siguientes datos:

1. Diámetro de la barrena
2. Diámetro exterior de la T.R.
3. Densidad del fluido de control en el pozo
4. Profundidad a la cual se va a introducir la tubería
5. Litología

6. Presiones internas a que se someterá la T.R. durante las operaciones tales como:

- Tensión
- Colapso
- Presión interna

Cementaciones

Entre las operaciones que se realizan para llevar a cabo una terminación eficiente, la cementación primaria ocupa un lugar sumamente importante. Una buena cementación de la T.R. de explotación es necesaria para todos los trabajos subsecuentes u operaciones que se efectúen en el pozo. Cuando dicha cementación es deficiente todas las operaciones que se efectúen son seriamente afectadas, por tal motivo deberá corregirse antes de programar cualquier trabajo relacionado con la terminación del pozo.

Al diseñar una cementación deberá de tomarse en consideración los siguientes factores que pueden afectar el diseño:

1. Profundidad, temperatura y tiempo de bombeo
2. Viscosidad y contenido de agua de la lechada
3. tiempo de espaciamiento o de bombeo
4. Resistencia del cemento que se requiere para soportar la tubería
5. Calidad del agua de mezclado
6. Tipo de fluido de perforación y de los aditivos empleados
7. Densidad de la lechada
8. Calor de la hidratación
9. Permeabilidad del cemento fraguado
10. Control de filtración
11. Resistencia a salmueras del fondo del pozo

Cementación forzada

La cementación forzada es el proceso donde una lechada de cemento no contaminante es desplazada a un área específica del pozo, detrás de la tubería de revestimiento o de la formación a una profundidad dada, evitando la migración vertical de fluidos indeseables.

En una operación satisfactoria de cementación forzada, se usan fluidos libres de impurezas para limpiar y abrir todas las perforaciones en el área en que va a ser forzado y desplazado el cemento.

El objetivo de una cementación forzada, es el aislamiento de un área del pozo o el control del movimiento del fluido. Una cementación forzada se hace específicamente para:

1. Controlar la entrada de gas o agua en zonas de aceite o gas
2. Reparar fugas en las tuberías de revestimiento
3. Sellar zonas de pérdida
4. Abandono de zona o de pozos agotados
5. Bloqueo de cemento arriba y abajo de una zona a producir
6. Reparar una cementación primaria defectuosa

Los dos últimos puntos se evitaban por medio de prácticas de terminación satisfactorias

11.6 Terminación del pozo

La terminación de un pozo petrolero culmina los trabajos de perforación y es tan importante como esta. Al efectuar la terminación de un pozo es posible extraer los hidrocarburos de los yacimientos a la superficie.

La terminación se lleva a cabo después de que se han cementado las tuberías de ademe de explotación (T.R. corta) o bien en agujero descubierto.

La terminación deberá planearse y se elaborará un programa que indique la secuencia de trabajos que se realizarán, se deberá incluir el estado mecánico del pozo así como de los accesorios que se van a utilizar.

Para cualquier terminación se tendrán tres tipos de pozo que son:

1. Pozo en agujero descubierto
2. Pozo en agujero ademado
3. Pozo en agujero reducido revestido (T.R. corta)

Y en cada tipo de pozo se pueden efectuar las siguientes terminaciones:

1. Terminación sencilla con tubería de producción franca
2. Terminación sencilla con agujero descubierto con T.P. empacador y accesorios
3. Terminación sencilla con agujero ademado y T.P. franca
4. Terminación sencilla en agujero ademado con T.P. empacador y accesorios
5. Terminación sencilla selectiva con dos empacadores y T.R. cementada
6. Terminación doble con dos T.P. y dos empacadores
- 7- Terminación doble selectiva con dos tuberías de producción un empacador doble, mas un empacador sencillo y accesorios

Otros tipos de terminación que pueden efectuarse son:

8. Terminación sencilla con empacador en tubería de ademe larga
9. Terminación sencilla con empacador en tubería de ademe corta

Los fluidos utilizados para la terminación y reacondicionamiento incluyen :

1. Lodos
2. Acidos
3. Líquidos perforantes
4. Desplazadores
5. Limpiadores químicos
6. Solventes y surfactantes

Antes de decidir en que pozos se han de utilizar estos fluidos, es necesario tomar en cuenta los siguientes factores:

1. Profundidad de la zona productora
2. Presión de fondo
3. Temperatura del fondo y de la superficie
4. Disponibilidad de fluidos
5. Preparación de los fluidos y su costo
6. Características de la formación y de los fluidos que contenga.

Sea cual fuera el tipo de fluido seleccionado, este debe de estar limpio y libre de sustancias extrañas en suspensión esto es por dos motivos fundamentales:

1. Proteger de todo daño la formación productora
2. Controlar el pozo durante las operaciones que se realizan. (10)

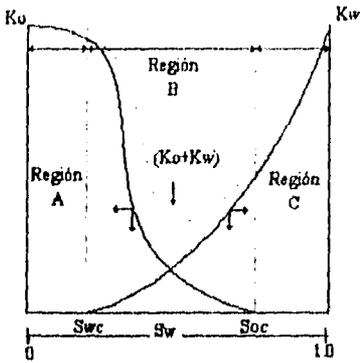


Fig. 11

Permeabilidad efectiva en un medio poroso mojado por agua.

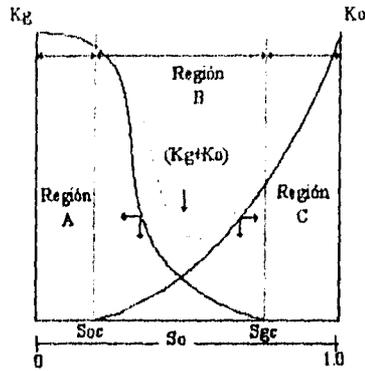


Fig. 12

Permeabilidades efectivas, el aceite es la parte mojada.

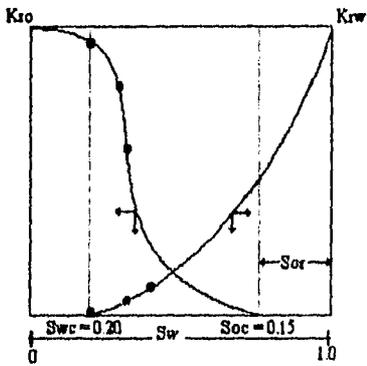


Fig. 13

Permeabilidades relativas al agua y el aceite.

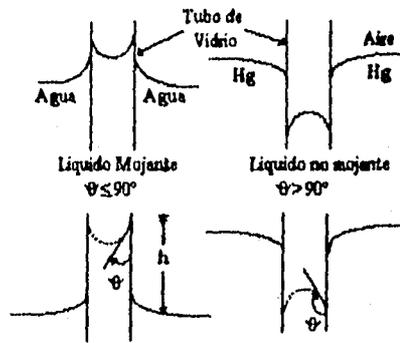


Fig. 14

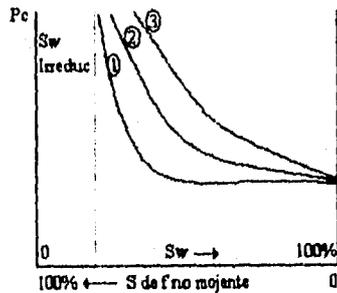


Fig. 15

Curvas de Pc Vs. Sw para medios con diferentes distribuciones de tamaños de poros.

III ANALISIS, METODOS Y TECNICAS EN LA EVALUACION DEL INTERVALO PRODUCTOR

III.1 Operaciones en la terminación del pozo y en la evaluación del intervalo productor

En el desarrollo de las intervenciones que se realizan en los pozos petroleros, se efectúa una serie de operaciones a partir de la cementación de la última T.R. que son tendientes a asegurar, probar y evaluar tanto las formaciones de interés como las instalaciones del pozo. Así que, dando un orden a estas operaciones podemos enumerar las siguientes:

1. Instalación del medio árbol
2. Pruebas de conexiones superficiales de control
3. Pruebas de tuberías
4. Lavado del pozo
5. Disparos del intervalo productor
6. Pruebas de admisión
7. Pruebas de inyectividad.

III.1.1. Instalación del medio árbol.

El árbol de válvulas es un equipo conectado en la parte superior a las tuberías de ademe las cuales a la vez que las sostienen proporcionan un sello entre las sargas y permiten controlar el pozo, ya que esta puesto el cabezal y los preventores, se instala un lubricador y posteriormente se coloca en el nido del cabezal de la última T.R. una válvula de contrapresión tipo II, paso siguiente se quita el lubricador y la pila de preventores, se conecta el medio árbol de válvulas, se instala nuevamente el lubricador, se quita la válvula de contrapresión, se cierra la válvula maestra, se quita el lubricador y se desfoga.

III.1.2. Pruebas de conexiones superficiales de control

Debido a que es importante contar con sistemas de control adecuados para garantizar la integridad de los pozos, cuando se presente una manifestación imprevista o provocada intencionalmente al evaluar una formación, es necesario mantener en óptimas condiciones estas conexiones, así como probarlas periódicamente (en el caso de preventores, líneas de control y ensamble de estrangulación) al menos una vez al mes y de la misma manera cuando alguna parte del equipo es cambiada, modificada o removida (cambio de preventores o arietes de los mismos, cambio de medio árbol de válvulas, revisión o cambio de cabezal de producción, etc).

Estas pruebas se llevan a cabo con unidades de alta presión o bombas portátiles y para pruebas en preventores y/o medio árbol de válvulas se necesita además una barra

provista de copas de elastómero para aislar el interior del pozo y probar de la boca de la tubería hacia las conexiones de acuerdo a los siguientes criterios .(11)

1. La presión de prueba en los preventores de ariete debe ser mayor al 70% de la presión interna de la T.R. expuesta.
2. La presión de prueba en los preventores anulares será similar a la prueba de los de corte o al 70% de su presión de trabajo, la que sea menor y se debe efectuar cerrando el anular alrededor de un tubo de diámetro adecuado a los arietes en prueba.
3. Las presiones de prueba de los componentes de las líneas de control, como son válvulas, conexiones roscables o bridadas, será la misma con que se probaron los preventores de arietes, siguiendo la dirección del flujo del pozo.
4. La presión de prueba de las conexiones superficiales definitivas como son: el medio árbol de válvulas, el cabezal de producción, y las líneas de control, se deben probar al 100% de su presión de diseño o al 80% como mínimo, cuando por antecedentes la presión del pozo o de trabajo no rebase este porcentaje

En cualquier caso, la duración de la prueba debe de ser de por lo menos durante 30 min y no se dará por satisfactoria cuando el abatimiento exceda el 5% de la presión de prueba .(12)

III.1.3. Pruebas de tuberías

Las tuberías de revestimiento como de producción son los componentes fundamentales de un pozo petrolero, ya que gracias a ellas alcanzamos el objetivo programado, para posteriormente probar y definir en forma selectiva los intervalos que presentan posibilidades de obtener producción comercial de hidrocarburos; así que una tubería será confiable en la medida en que así lo demuestren las pruebas que en ellas se efectúen.

Estas pruebas deben de realizarse inmediatamente después de cementada y reconocida la cima de cemento en el interior de la misma, utilizando una unidad de alta presión y en algunos casos se utilizará un multiprobador recuperable (tipo RTTS) , para probar bocas de liner, zapatas y localizar roturas en las tuberías.

La presión de prueba de una TR debe de ser a razón de 1kg/cm^2 por cada 10m hasta una profundidad de 1500 m, para profundidades mayores se hará con una presión igual o mayor a 150kg/cm^2 , siempre que las condiciones de presión no rebasen la menor resistencia de las tuberías sometidas a prueba, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$P_{pba} = \frac{R_{pi}}{F_{pi}} + P_{hid} + G_{nf}$$

$$P_{hid} = \frac{D_{fp} \cdot H}{10}$$

$$G_{nf} = 0.103 \cdot H$$

Donde:

P_{pba} = Presión de prueba de la tubería (kg/cm²).

R_{pi} = Resistencia de la tubería a la presión interna (de tablas) (kg/cm²).

F_{pi} = Factor de seguridad a la presión interna (adimensional).

P_{hid} = Presión hidrostática del fluido con el que se efectúa la prueba (kg/cm²)

D_{fp} = Densidad del fluido con el que se efectúa la prueba (gr/cm³)

H = Profundidad de asentamiento de la T.R (m).

G_{nf} = Presión de respaldo de la T.R. debida al gradiente normal de formación (kg/cm²)

De la misma manera se dará por satisfactoria la prueba cuando al someterse la tubería por lo menos 30min. el abatimiento de la presión no rebase el 5% de la presión aplicada.

III.1.4. Lavado del pozo

El lavado del pozo consiste en verificar que este no contenga residuos de sustancias utilizadas durante la perforación, terminación o de algún tratamiento previo de limpieza y para determinar que el pozo se encuentra limpio podemos aplicar el siguiente criterio :

- a. El contenido de sólidos no sea mayor al 0.5% sobre una muestra tomada
- b. Si el pozo produce agua, esta deberá ser de la formación
- c. Si se realizó un tratamiento con ácido el P.H. deberá ser igual a 7

III.1.5. Disparos del intervalo productor

La operación mas importante en la terminación de un pozo son los disparos (10) hechos en el intervalo productor ya que para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona es esencial obtener una comunicación adecuada entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento entre dichas zonas. Existen diferentes tipos de disparos y son los que a continuación se describen:

Disparos con bala - Las pistolas a bala se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 lb/pg², la velocidad de la bala en el cañón es aproximadamente de 3300 pies/seg pero llega a perder velocidad y energía cuando el claro (distancia entre la carga y la tubería) excede de 0.5 pg. Este claro de 0.5 pg es el que se utiliza al realizar la mayoría de las pruebas comparativas, por ejemplo con un claro igual a cero la penetración aumenta cerca del 15% sobre la obtenida con un claro de 0.5pg, mientras que con un claro de 1 pg la pérdida de penetración con respecto al claro de 0.5 pg es de 25%.

Disparos a chorro.- Consiste en un detonador eléctrico que inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal. La alta presión generada por el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas interna y externa. El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un haz a chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20,000 pies/seg en su punta, con una presión estimada de 5 millones de lb/pg²

La capa exterior del recubrimiento se colapsa para formar una corriente metálica que se mueve con una velocidad de 1500 a 3000 pies/seg. Este residuo del recubrimiento exterior puede tener la forma de un solo cuerpo llamado "zanahoria"

Debido a la sensibilidad del proceso de disparo a chorro, por la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, cualquier falla en el sistema puede causar un funcionamiento deficiente que puede generar un tamaño irregular o inadecuado del agujero, una pobre penetración o ningún disparo.

Algunas causas del mal funcionamiento son:

- Corriente o voltaje insuficiente al detonador
- Un detonador defectuoso o de baja calidad
- Un cordón explosivo aplastado o torcido
- Una carga intensificada pobremente empacada
- Explosivo principal de baja calidad pobremente empacado
- Un recubrimiento incorrectamente colocado o sin hacer contacto efectivo con el explosivos

Se dispone de muchos tipos de pistolas a chorro para propósitos especiales

Pistolas hidráulicas.- Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce grandemente a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb/pg² la penetración puede aumentarse significativamente adicionando nitrógeno a la corriente del fluido.

Factores que afectan los resultados de los disparos con pistola:

a) Taponamiento de los disparos.- El taponamiento de los disparos con residuos del recubrimiento metálico puede ser muy severo, los disparos tienden a llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos de lodo y residuos de las cargas cuando se dispara en el lodo. Estos taponamientos no son fácilmente removibles por el contraflujo, la presencia de partículas compactas y trituradas de la formación al derredor de los disparos reduce aún más la probabilidad de limpiar los disparos. Los lodos con alta densidad mezclados con sólidos pesados, provocan la formación de taponamientos densos en los disparos, cuando esto ocurre en una o más zonas en un yacimiento estratificado, las pruebas de formación, las de producción y las mediciones del índice de productividad pueden proporcionar una evaluación errónea sobre el daño del pozo, su productividad y su recuperación.

b) Presión diferencial.- Cuando los disparos se efectúan con una presión diferencial hacia el pozo y con fluidos limpios (aceite o agua), se ayuda a obtener una buena limpieza en los disparos; éste es el mejor método de hacerlo sin embargo, dependiendo de la formación, aún así pueden formarse taponamientos.

c) Densidad de los disparos.- La densidad de los disparos generalmente depende del ritmo de producción requerido, de la permeabilidad de la formación y la longitud del intervalo disparado

d) Limitaciones de presión-temperatura.- Existen especificaciones sobre las presiones y temperaturas de operación para todas las pistolas.

e) Costos.- El precio de los disparos varia, sin embargo generalmente los costos son inferiores cuando se usan bajas densidades de disparo.

III.1.6. Pruebas de admisión

Se efectúan aplicando un trabajo mecánico transformado a presión, con el propósito de evaluar los esfuerzos mecánicos de la formación, y determinar la factibilidad de poder inyectar fluidos a la misma para posteriores tratamientos. En una prueba de admisión se determinan los siguientes parámetros:

Presión de admisión.- Es la presión mínima con la cual la formación inicia a tomar fluidos.

Presión máxima de inyección.- Es la presión máxima alcanzada durante la inyección de fluidos.

Gasto de inyección.- Es el volumen de fluido inyectado por minuto.

Presión Final.- Esta presión es la observada en el manómetro al momento de suspender la inyección de fluidos.

La obtención oportuna de estos parámetros permitirá planear y diseñar adecuadamente operaciones tales como: estimulaciones, cementaciones forzadas, control del pozo, etc.

III.1.7. Prueba de inyectividad

Estas pruebas se realizan generalmente en pozos donde se tienen programados tratamientos para restituir o mejorar las condiciones de permeabilidad de la formación, o bien en pozos inyectores, donde se requiere conocer el gasto máximo que se puede inyectar a la formación sin rebasar la presión de fractura que pudiesen dañar las tuberías (del aparejo de producción y la T.R. de explotación) o las conexiones superficiales.

Para que una prueba de inyectividad sea representativa, es necesario simular tan real como sea posible, las condiciones en que va a operar el pozo. Para estas pruebas generalmente se utilizan grandes volúmenes de fluidos (más de 100 m³) y los ritmos de inyección o gastos, son del orden de 4 a 20 Bl/min. A consecuencia de los altos gastos, es común alcanzar presiones de inyección altas, sin embargo, estas serán función directa de las condiciones de la formación, ya que para un mismo ritmo de inyección la presión es diferente si se trata de un pozo depresionado, en el cual se pueden manejar altos gastos sin llegar a fracturar la formación, no así en pozos nuevos.

La técnica empleada para efectuar una prueba de inyectividad es sencilla y consiste en inyectar grandes volúmenes de fluidos a gastos constantes (2, 4, 5, ..bl/min etc.) hasta determinar el gasto máximo que se puede alcanzar sin rebasar la presión máxima determinada.

III.1.8 Procedimiento de ejecución y equipo necesario para efectuar pruebas a presión

1. Utilizar materiales para líneas y conexiones superficiales con propiedades adecuadas para los fluidos y condiciones de presión y temperatura con los que se va a trabajar.
2. Previa a la prueba definitiva, efectuar una prueba a baja presión para corregir fugas en bridas y conexiones roscables.
3. Efectuar las pruebas hidráulicas de conexiones superficiales con agua y evitar en lo posible hacerlas con gases.
4. De ser posible, hacer las pruebas durante el día para hacer una mejor detección de fugas en las conexiones y válvulas.
5. Alejar de las líneas y conexiones superficiales de control al personal que no tenga funciones para operar válvulas, dejando únicamente al personal que va a auxiliar en el movimiento de estas, ya que en caso de hacer un mal movimiento por falta de conocimiento de lo que se está haciendo, puede provocar algún accidente.

6. No efectuar trabajos cerca de las líneas durante la prueba.
7. Estaque las líneas antes de probarlas, ya que de no hacerlo y producirse una falla, pueden ocasionar accidentes.
8. En caso de detectar fugas, primero se debe descargar la presión a cero y posteriormente efectuar su corrección

Equipo necesario:

1. Unidad de prueba (neumática, mecánica o de combustión interna)
2. Mangueras para alta presión (pueden ser flexibles o metálicas, de conexión rápida tipo chickzan)
3. Combinación y tapones de diferentes diámetros
4. Barras de prueba y copas para diferentes diámetros y libraje de tubería
5. Registradores de presión (de preferencia gráficos)

III.2 Metodos de inducción(13)

Cuando los hidrocarburos producidos por la formación no llegan por si mismos a la superficie se hace uso de los métodos de inducción, estos consisten en disminuir la presión hidrostática actual en favor del yacimiento para permitir su manifestación en la superficie.

Actualmente se conocen varios métodos para inducir un pozo, su aplicación depende de las características y estado mecánico del mismo; siendo los más comunes:

1. Inducción mecánica
2. Inducción por desplazamiento a través de la camisa o válvula de circulación
3. Inducción por desplazamiento con la tubería flexible
4. Inducción por empuje o implosión

III.2.1. Inducción mecánica

Es el método más conocido en la industria petrolera, consiste en deslizar una barra pesada provista de un elemento de empaque o copas a través del aparejo de producción

para ir desalojando el fluido que se encontraba por encima de ellas , pero en la actualidad presenta grandes desventajas como:

1. Alto riesgo operativo por no utilizar equipo de control
2. No se puede utilizar en aparejos de producción combinados
3. La presión de trabajo de las copas es muy baja
4. El primer flujo del pozo es a cielo abierto
5. El daño ecológico por derrame es considerable

III.2.2. Inducción por desplazamiento a través de la camisa o válvula de circulación

Este método consiste en abrir la camisa de circulación, desplazar los fluidos introducidos por el interior de la T.R. hacia el espacio anular, por fluidos de menor densidad y posteriormente cerrar la camisa, probar hidráulicamente el cierre de la misma y aforar el pozo a la batería con el estrangulador adecuado, dependiendo su elección de la presión final de bombeo y del fluido desplazante utilizado.

Como fluido desplazante comúnmente se utiliza agua dulce, salmueras sódicas o cálcicas y nitrógeno gaseoso, la elección depende de la densidad del fluido de control.

Los parámetros requeridos para efectuar con eficiencia y seguridad una inducción son:

1. **Presión final de bombeo.**-El conocimiento de este parámetro permitirá seleccionar adecuadamente el equipo de bombeo y la presión de prueba de las conexiones superficiales, evitando con esto riesgos innecesarios durante el desarrollo operativo de la inducción.
2. **Volumen de Fluido para Desplazar.**- La obtención previa de este parámetro evitará que se generen operaciones inconclusas y anómalas por falta de fluido y sobre desplazamiento del mismo.

El cálculo de estos parámetros para fluidos líquidos (agua dulce, salmueras, etc) es simple y ampliamente conocido, sin embargo el manejo de gases (nitrógeno gaseoso) es más complicado y requiere de mayor atención..

III.2.3. Inducción por desplazamiento con la tubería flexible

Consiste en bajar a través del aparejo de producción una tubería concéntrica de menor diámetro a una profundidad previamente determinada, circulando continuamente un fluido de menor densidad que el fluido de lavado o el aportado por la formación. Cuando se alcanza la profundidad programada, se incrementa el gasto y se circula el

volumen necesario para asegurar el desalojo total del fluido de lavado, posteriormente se recupera la tubería flexible hasta la superficie manteniendo el bombeo, lo que permitirá la aportación del intervalo abierto.

Al sacar la tubería del pozo y observar flujo, este se estabilizará con el estrangulador adecuado, dependiendo su elección de las características del tipo de hidrocarburo, presión, conexiones superficiales, etc.

Al igual que en la inducción a través de la camisa, aquí también se presentan dos casos:

- a) Desplazamiento de líquido por líquido.
- b) Desplazamiento de líquido por gas

En el primer caso la operación es sumamente simple, ya que se trata de bajar la tubería con circulación continúa, llegar a la profundidad programada, circular al máximo gasto el 70 % del volumen total del pozo, efectuando movimientos recíprocos continuos en una longitud de aproximadamente 100 m y finalmente sacar la tubería flexible a la superficie manteniendo siempre el bombeo al máximo gasto permisible.

En el segundo caso el procedimiento es similar, con la variante de que la circulación iniciará a una profundidad aproximada de 1000 m, si el pozo se encuentra lleno, evitando con esto la rápida canalización del gas. El volumen de gas que se debe circular en el fondo, será igual al volumen total del pozo (en líquido) multiplicado por el factor de volumen del nitrógeno a la profundidad de operación y considerando una presión hidrostática en el espacio anular igual a 2000 psi.

La principal limitante que se presenta al utilizar este método, es la resistencia a la presión interna de la tubería flexible, lo que restringe el manejo de altos gastos de bombeo.

Debido a que el volumen del fluido desplazante depende en gran parte de la velocidad de introducción y extracción de la tubería flexible y del gasto manejado, a continuación se presenta un método práctico para determinar este volumen.

1. Obtener el volumen necesario para introducir la tubería flexible a una profundidad determinada (V_1).

Para el caso de fluidos líquidos, este volumen será igual, a la profundidad programada, multiplicada por el gasto de bombeo y posteriormente dividir entre la velocidad de introducción. Al utilizar gas, la única variante que se tendrá es que el bombeo iniciara después de haber bajado 1000 m.

2. Obtener el volumen para circular a la profundidad programada (V_f).

Para líquidos, este volumen será igual al 70 % del volumen total del pozo(14). Si el desplazamiento se realiza con gas (nitrógeno), será igual al volumen total del pozo multiplicado por el factor de volumen del nitrógeno, considerando la profundidad programada y una presión hidrostática en el espacio anular de 2000 psi.

3. Determinar el volumen para extraer la tubería (V_e).

Su obtención se realiza de igual forma que el obtenido en el punto 1.

El volumen total será igual a la suma de los volúmenes parciales obtenidos.

De las estadísticas realizadas en este tipo de operaciones, se ha encontrado que la velocidad promedio de introducción y extracción de la tubería flexible es de 25 (m/min) el gasto de bombeo en la introducción de 18 (m^3 / min) y para la extracción de 20 m^3 / min .

III.2.4. Inducción por empuje o implosión

Como se mencionó anteriormente, los métodos de inducción tienen como factor principal reducir al máximo la fuerza ejercida hacia la formación por la presión hidrostática de los fluidos contenidos en el pozo.

Este método consiste en inyectar los fluidos contenidos en el pozo, mas un determinado volumen de nitrógeno hacia la formación a través del intervalo abierto. Debido a que el nitrógeno es un gas inerte, no reacciona con la formación y al ser descargado produce un efecto de succión, arrastrando en su viaje de retorno cantidades considerables de sólidos y aunado a la disminución casi total de la presión hidrostática, la aportación de los fluidos de formación hacia el pozo aumentará.

Sin embargo, para poder utilizar este método, se deben de tomar en cuenta tres aspectos importantes:

- a) La presión de inyección.
- b) Los fluidos contenidos en el pozo.
- c) Características de la formación

Los tres aspectos deberán ser ampliamente conocidos, ya que el desconocimiento de cualquiera de ellos eliminará la opción de utilizar este método.

Los parámetros requeridos para efectuar una implosión son los siguientes:

1. La presión final de inyección.
2. Capacidad total del pozo.

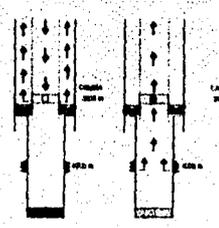
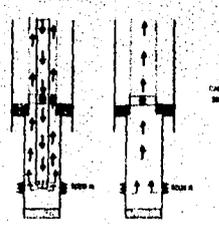
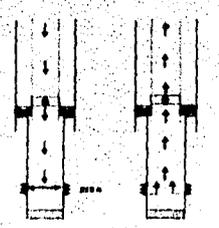
3. Volumen de nitrógeno para efectuar el desplazamiento hasta el intervalo.
4. Volumen de nitrógeno que se inyectara al pozo.
5. Volumen total de nitrógeno necesario.
6. Presión de fractura de la formación

III.2.5 Procedimiento de ejecución

1. Elaborar un estado mecánico actualizado del pozo, en el que se detallen diámetros y peso unitario de las tuberías, profundidades de los accesorios, disparos etc.
2. Realizar los calculos requeridos.
 - a) resistencia al colapso del aparejo de producción
 - b) presión final de bombeo
 - c) volumen de fluido desplazante
3. Revisar conexiones superficiales.
4. Instalar unidades necesarias que participaran en la inducción.
5. Efectuar las operaciones necesarias según el tipo de inducción.
6. Desmantelar las unidades utilizadas, terminada la inducción.
7. Elaborar reporte final.

A continuación se presenta una tabla comparativa donde se muestran las ventajas y desventajas al efectuar los diferentes tipos de inducción.

MÉTODO DE INDUCCIÓN	MÉTODO	COSTO	TIEMPO DE EJECUCIÓN	MANTENIMIENTO				REQUISITOS DE EQUIPO Y PERSONAL				REQUISITOS DE MATERIALES Y PRODUCTOS			
				MANTENIMIENTO DE LA TUBERÍA		MANTENIMIENTO DE LA BOMBAS		MANTENIMIENTO DE LA BOMBAS		MANTENIMIENTO DE LA BOMBAS		MANTENIMIENTO DE LA BOMBAS	MANTENIMIENTO DE LA BOMBAS		
				ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA				
CON LA TUBERÍA FLEXIBLE	ALTO	ALTO	ALTO	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA
CON LA TUBERÍA RÍGIDA	ALTO	ALTO	ALTO	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA
CON LA TUBERÍA RÍGIDA	ALTO	ALTO	ALTO	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA

<p>SELECCIÓN A TRAVÉS DE LA CARGA O UNIDAD DE CIRCULACIÓN</p> 	<p>SELECCIÓN CON LA TUBERÍA FLEXIBLE</p> 	<p>SELECCIÓN POR IMPULSO O BOMBEO</p> 
---	--	---

III.3 Técnicas de muestreo

Una forma directa para definir un intervalo es a través de los resultados obtenidos del análisis de los fluidos y sólidos aportados por el mismo por lo tanto la recuperación de las muestras es de gran importancia en la industria, por lo que se han desarrollado las siguientes técnicas

1. De fondo
 - a) de fluidos
 - b) de sólidos
2. A boca de pozo
 - a) de fluidos

La elección de la técnica a utilizar dependerá de los análisis que se requiera hacer a las muestras (físicos, químicos, PVT, etc.)

III.3.1. Muestreo de fondo de pozo

Tiene como objetivo la recuperación de muestras para el análisis y evaluación de los fluidos producidos, así como para determinar las características de los mismos a condiciones de yacimiento y dependiendo del objetivo el muestreo de fondo puede ser para:

1. Análisis físicos y químicos
2. Análisis P.V.T. y cromatográficos
3. Obtención de sólidos

III.3.1.1. Muestreo de fondo para análisis físicos y químicos

El muestreo de fondo tiene mayor aplicación en pozos que no fluyen inicialmente o que están depresionados y se requiere conocer la aportación de los fluidos del yacimiento, para definir un intervalo. Las profundidades recomendables para la toma de muestras (15) son las siguientes:

Primera muestra.- Esta se toma generalmente 20 m. arriba de la cima del intervalo productor, cuando éste tenga una longitud total de 20 m. o menor y cuando la longitud del intervalo sea mayor de 20 m., se tomará en la cima del intervalo.

Segunda muestra.- La siguiente muestra se recomienda tomarla 100m arriba de la cima del intervalo en prueba, cuando se tiene un solo intervalo y en la cima del siguiente si se tienen intervalos adicionales.

Tercera muestra. -En general esta es la última y se hace a nivel de fluidos líquidos detectado con el registro de gradientes. En algunos casos si se requiere mayor información se toma en el cambio de agua aceite dependiendo de las necesidades de información que se desee conocer.

La recuperación de las muestras en la superficie se realiza de acuerdo al objetivo para el cual fueron programadas, si la finalidad es realizar análisis físicos, entonces la extracción de los fluidos se hará abriendo la válvula inferior del muestreador de fondo tipo WOFFORD, del cual se dará su descripción mas adelante, manualmente y permitiendo que se libere la presión dentro del mismo y caigan los líquidos en un contenedor limpio.

La información obtenida al efectuar estos análisis son; porcentaje de agua, aceite y sólidos, así como la densidad, pH, salinidad y solubilidad de los sólidos. En algunas ocasiones no es posible obtener estos datos en forma completa, debido a que el volumen que recupera en el muestreador es de 650 cc (máximo) y a veces no es llenado en su totalidad.

Cuando se muestrea un pozo , es indispensable tomar un registro de gradientes previo al muestreo, con la finalidad de determinar el nivel de líquidos dentro del pozo y el posible contacto agua-aceite.

Antes de tomar la muestra se debe cerrar el pozo y esperar un tiempo de estabilización, en el caso de pozos productores el momento apropiado es inmediatamente después de concluir la curva de incremento, y en el caso de pozos que no aportan producción después de descargar la presión del nitrógeno o la presión del gas que se haya acumulado en el pozo. El tiempo de estabilización recomendable antes de tomar la muestra es de 8 a 12 hrs.

III 1.3.1.2 Muestreo de fondo para análisis PVT

Antes de efectuar un muestreo para análisis PVT, se requiere crear ciertas condiciones con la finalidad de que el fluido tenga una composición lo más cercana posible a la del fluido original del yacimiento, siendo las siguientes las más comunes:

a) Limpieza del Pozo.

El primer paso para acondicionar un pozo que va a ser muestreado, es verificar que éste se encuentre limpio, los parámetros para saber si un pozo esta limpio se vieron en el inicio de este capítulo.(ver III.1.4. lavado del pozo)

b) Producción Normal.

Una vez que termina el periodo de limpieza se recomienda dejar fluir el pozo a través del estrangulador por el cual va a producir o con uno que permita registrar la presión de

fondo fluyendo, hasta que se estabilice. Para la medición del gasto se emplea un separador cercano a la boca del pozo o un medidor de fondo para evitar errores por condiciones de la línea de descarga.

c) Reducción Paulatina de la Producción

Después del paso anterior, es necesario que el pozo fluya sucesivamente a través de varios estranguladores de diámetro cada vez más reducido, midiendo su producción y registrando su presión de fondo, permitiendo que las condiciones de producción se estabilicen para cada estrangulador.

Esta reducción paulatina de la producción es necesaria, debido a que en el yacimiento, la presión disminuye en la vecindad del pozo al fluir el mismo, llegando a caer por abajo de la presión de saturación, lo que ocasiona la liberación de gas y hace variar la composición del fluido producido por el pozo.

Con la disminución del diámetro del estrangulador el abatimiento de presión en el fondo del pozo es menor, lo cual origina que la cantidad de gas libre disminuya y la composición del fluido del pozo sea cada vez más cercana a la del fluido en el yacimiento.

La selección de los estranguladores sucesivos será de tal manera que en cada cambio la producción se reduzca 30% o 50% y el más pequeño a través del cual pueda obtenerse un flujo estable. La disminución de la RGA en la producción será indicativo de que el pozo ha sido acondicionado adecuadamente.

d) Variación de la Relación Gas Aceite.

Esta variación se da cuando se reduce el diámetro del estrangulador y la caída de presión dentro del yacimiento se va haciendo cada vez más pequeña hasta que el valor de la RGA prácticamente no cambie al hacerlo fluir en los últimos dos o tres estranguladores.

Una vez concluida ésta última etapa del acondicionamiento, el pozo deberá cerrarse, preferentemente hasta que se estabilice la presión de fondo cerrado, con lo cual se logrará que el aceite dentro del pozo tenga una composición prácticamente igual a la del yacimiento.

Anteriormente se indicó que para obtener las muestras usaremos un muestreador de fondo (ver figura III.1), pues bien esta herramienta utilizada en la industria es un muestreador de fondo tipo "WOFFORD" el cual consiste en un barril cilíndrico de acero inoxidable con una válvula de cierre mecánico en cada extremo del mismo, las que son operadas mediante una tijera, al actuar sobre una cabeza de golpe liberando los seguros y permitiendo el cierre de las mismas una vez obtenida la muestra.

El cierre del muestreador también se puede efectuar automáticamente colocando un reloj que hace disparar el mecanismo a un tiempo programado previamente, que puede ser hasta de 3 hrs., este reloj generalmente se coloca cuando se usan muestras para efectuar análisis PVT.

Para tomar una muestra con este tipo de muestreador es necesario hajar con un equipo de línea de acero y el procedimiento es el siguiente: (16)

1. Se introduce en el lubricador y se conecta este al preventor instalado en el medio árbol.
2. Se abre lentamente la válvula de sondeo para permitir que se llene de fluido todo el interior del lubricador.
3. Se espera a que se establezca la presión, para iniciar la introducción del muestreador al pozo, a una velocidad de 120 m/min. como máximo, evitando cambios bruscos que podrían activar el mecanismo de golpe o alterar el funcionamiento del reloj, poniendo especial cuidado de que al llegar a la profundidad de muestreo se reduzca la velocidad para evitar un cierre accidental de las válvulas o de tomar la muestra a una profundidad inadecuada.
4. Al estar el muestreador en profundidad, deberá subirse unos 10 ó 20 m y volver a bajar, repitiendo la operación tres veces si se trata de aceite ligero, y 10 si se trata de aceite pesado.
5. Se cierran las válvulas rompiendo el perno de corte por medio de jalones bruscos de la línea de acero si la cabeza es de golpe o esperando que el cierre se haga automático al concluir el tiempo programado del reloj.
6. Una vez tomada la muestra, la velocidad de recuperación del muestreador debe ser moderada hasta el momento en que entra al aparejo de producción y a partir de ahí se puede incrementar la velocidad considerablemente y nuevamente se vuelve a reducir hasta parar totalmente 10 m. abajo de la cabeza del pozo, los cuales se terminan de subir a mano para evitar que el muestreador choque con el lubricador y se rompa la línea de acero.
7. Cuando el muestreador está en la parte superior del lubricador, se cierra la válvula de sondeo, se descarga la presión del lubricador y se desconecta del medio árbol de válvulas para extraer el muestreador de su interior.

Para verificar que el muestreador se encuentra hermético se recomienda introducir los extremos del muestrero en agua para verificar que no haya manifestación de burbujeo, en caso contrario la muestra deberá desecharse y repetir la toma de la misma. Se recomienda tomar de tres a cuatro muestras de fluidos con la finalidad de que se tengan por lo menos dos con características similares.

III.3.1.3 Muestreo de fondo para obtención de sólidos

Este tipo de muestreo generalmente se efectúa en pozos que se encuentran en operación y son la primera medida que se toma para determinar las causas que provocan fuertes reducciones en la producción del pozo hasta que llega a ser totalmente nula.

Los problemas de abatimiento en la producción son consecuencia de la acumulación de asfaltemos y parafinas, la incrustación de sales, carbonatos y en casos muy severos formación proveniente de roturas en tuberías de revestimiento. Esta técnica es muy rápida y confiable, se efectúa con la línea de acero y nos permite decidir en forma acertada las acciones a seguir en la solución de un problema de esta naturaleza.

El equipo utilizado para efectuar este muestreo consiste de un barril metálico marca Camco (el mas utilizado en la Región Sur ver fig. III.2), el cual se dispone en dos tamaños de diámetro exterior $1\frac{5}{8}$ " máximo ó de $1\frac{1}{4}$ " mínimo, el cual dispone interiormente de una canica que actúa como check para retener en su interior la muestra una vez que ha sido recuperada. Esta herramienta trabaja conjuntamente con la acción de un operador de golpe (tijera o martillo), del cual se requieren de cinco a seis golpes que se apliquen sobre la resistencia de sólidos para llenar el interior del barril y posteriormente si es necesario para recuperarlo en caso de atraparse en los sólidos.

Normalmente las muestras recuperadas en superficie son pequeñas, pero su volumen es suficientes para efectuar el análisis y determinar su naturaleza, permitiéndonos preparar sistemas de fluidos y solventes para lograr la remoción del daño en forma eficiente

III.3.2. Muestreo de fluidos a boca de pozo

Esta técnica se aplica únicamente a los pozos fluyentes y como en el caso del muestreo de fondo, se realiza con dos propósitos principales; el primero para definir el intervalo en forma rápida cuando se han logrado las condiciones de limpieza y de estabilización de su producción. El segundo es para efectuar análisis PVT, cuando el yacimiento contiene gas y condensado o aceite volátil, ya que las muestras que se obtienen de ellos no son representativas de los fluidos que contiene el yacimiento, debido a la gran variación composicional que sufren cuando cambian sus condiciones de presión y temperatura. Las muestras de aceite y gas tomadas del separador más próximo a la boca del pozo se comprimen para simular su comportamiento desde sus condiciones originales hasta las condiciones de separación en superficie.

Para efectuar análisis físicos, las muestras se obtienen directamente de una línea alterna a la línea de quema, ya que mientras el pozo se encuentra en etapa de limpieza, los productos deben ser quemados.

En el extremo de la línea alterna se coloca un recipiente limpio y grande, tal como una cubeta de 20 lts. de capacidad, para captar el volumen de muestra líquida necesaria para efectuar los análisis (1 a 3 lts.). Es conveniente realizar un análisis del gas que produce el pozo para determinar si contiene gases tóxicos o venenosos como el H_2S , con la finalidad de proteger al personal que recuperará la muestra con el equipo de protección necesario.

Una vez obtenida la muestra en el recipiente, esta se agita, y se coloca en recipientes limpios y transparentes de 1 lt. de capacidad para apreciar en forma visual la separación de los componentes líquidos y sólidos, así como el color de los mismos. La recuperación de las muestras se recomienda hacerlas cada hora, llevando un registro con la fecha y hora en que se tomó, presión en la cabeza del pozo y diámetro del estrangulador. El muestreo se suspende cuando dejen de salir sedimentos y agua, o cuando los porcentajes de los mismos ya no varíen y la presión en la cabeza del pozo se ha estabilizado.

La recuperación de las muestras en superficie para el análisis PVT, es más complicado, por tal motivo es realizado por personal especializado del laboratorio de Yacimientos, el cual se encarga de preparar las botellas metálicas para alta presión en donde recuperarán por separado las muestras de gas y de aceite directamente del separador más cercano a la boca del pozo a las condiciones de separación en superficie (presión y temperatura), a través de un sistema cerrado compuesto de válvulas de aguja y líneas de acero inoxidable de 1/8". Este procedimiento generalmente es lento y como mínimo se recomienda obtener 3 muestras de cada fase.

Antes de recuperar las muestras, las líneas y válvulas se purgan y se saturan de fluidos, mientras que las botellas se preparan en el laboratorio al vacío para recuperar las muestras.

La recuperación de las muestras de gas para determinar el contenido de gases tóxicos se realiza directamente en el equipo para su medición y análisis, por lo que este se detallará en el tema de análisis de muestras.

III.4. Análisis de muestras

El análisis de muestras es una herramienta de gran importancia en la definición de un intervalo, debido a que obtenemos una gran cantidad de datos y parámetros de interés.

Existen varios tipos de análisis que se le puede efectuar a una muestra de fluido recuperada de un pozo petrolero, dependiendo su elección del tipo de datos requeridos y del método de muestreo utilizado.

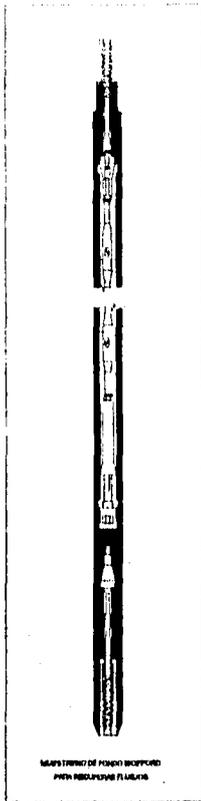


FIG. III.1
Muestreador de fondo wofford

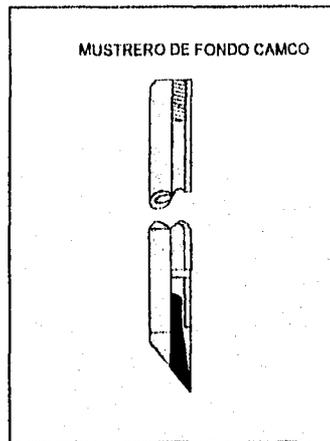


FIG. III.2
Muestreador de fondo camco

Los análisis comúnmente utilizados en la industria petrolera son:

1. Análisis físico o de campo
2. Análisis "STIFF"
3. Análisis P.V.T.
4. Análisis cromatográficos

III.4.1 Análisis físico o de campo

El análisis físico o de campo realizado a una muestra de fluido, es simple y tiene como objetivo principal, la determinación de los siguientes datos : El porcentaje de aceite, agua, sólidos, salinidad en partes por millón, asfaltenos y parafinas.

La determinación de los cuatro primeros datos es simple, sin embargo la obtención de los asfaltenos y las parafinas, los cuales engloban un gran número de compuestos químicos, es más complicado y para determinarlos es necesario el empleo de un análisis más completo a nivel de laboratorio. Por lo tanto la obtención de asfaltenos y parafinas a nivel de campo, es una aproximación de lo real, ya que únicamente estaremos obteniendo sus componentes más pesados, sin embargo son válidas y de mucha utilidad para nuestros propósitos operativos.

Aunque el procedimiento de obtención es más tedioso, su aplicación a nivel de campo es factible ya que el equipo y material empleado es de fácil manejo.

Por ejemplo, para obtener los asfaltenos de una muestra de aceite crudo (10 ml), se agregan 90 ml de pentano reactivo, centrifugamos, decantamos el pentano y los sólidos insolubles (residuales) es la cantidad de asfaltenos que contiene ese aceite, el cual se expresará en por ciento.

La obtención de parafinas se realiza en dos etapas, primero se obtienen las de bajo peso molecular, las cuales son solubles en acetona y se precipitan a temperatura ambiente (32°C), posteriormente obtenemos las de alto peso molecular, las que son solubles en pentano reactivo y el total de parafinas será la suma de estos dos porcentajes.

Otro tipo de análisis que se puede efectuar en el campo (pozo), es la determinación del ácido sulfhídrico (H_2S), el cual nos permitirá evaluar si el aparejo de producción utilizado y las conexiones superficiales de control son adecuadas y para tomar las precauciones necesarias de seguridad en su manejo

La determinación del ácido sulfhídrico H_2S , se puede realizar utilizando el método volumétrico y el instrumental.

La obtención de los datos anteriores, nos ayudará a evaluar y definir el intervalo en estudio, ya que podremos efectuar diseños óptimos en los tratamientos de limpieza, además de proporcionar datos que permita brindar seguridad al personal directamente involucrado.

III.4.2. Análisis "STIFF"

El objetivo de realizar un análisis físico-químico al agua del pozo (17), es conocer sus propiedades físicas, (densidad, ph, olor etc.) y químicas (dureza, salinidad, iones disueltos, etc.) para determinar su procedencia.

En la industria petrolera, éste análisis es de gran importancia ya que de la información obtenida, podremos saber el grado corrosivo del agua analizada, su tendencia a formar incrustaciones, el tipo y características de estas, además podremos diferenciar fácilmente, si el agua analizada proviene de la formación en estudio, ó pertenece al agua utilizada durante la perforación, terminación ó reparación del pozo.

Existen cuatro métodos para efectuar un análisis de agua, siendo el "Método Stiff", el más conocido y empleado, por su versatilidad y fácil interpretación.

Este método, consiste en obtener los iones disueltos en el agua y graficarlos en una hoja logarítmica para facilitar su interpretación, colocando del lado izquierdo los iones positivos y en el derecho los negativos. Posteriormente al unir los puntos graficados, obtenemos un diagrama llamado "Diagrama Stiff".

La unidad de medida de los iones es miligramos por litro y para poder graficarlos es necesario convertir esas unidades a mili equivalentes por litro, utilizando un factor de conversión.

La escala utilizada para graficar los iones es variable para cada ion, con la finalidad de enfatizar los valores más pequeños y obtener una gráfica clara y de fácil interpretación.

Al efectuar un análisis de agua, los parámetros que se obtendrán son los siguientes:

1. Propiedades físicas :

- a) Densidad.
- b) Potencial de hidrógeno (P.H.)
- c) Turbidéz.
- d) Olor.

2. Gases en solución:

- a) Ácido sulfhídrico.
- b) Bióxido de carbono.

3. Sólidos en solución y cálculo iónico.

- a) Salinidad (Na y Cl).
- b) Sílice soluble (Si O₂).
- c) Hierro disuelto (Fe O₃).
- d) Dureza total del agua (CaCO₃).
- e) Alcalinidad a la " F " (CaCO₃),
- f) Alcalinidad a la " M " (CaCO₃).
- g) Índice de estabilidad del agua.

Una vez determinados estos parámetros, se vaciarán en la hoja de datos, en la que se efectuará la conversión de unidades para los iones obtenidos y como punto final se realizará la gráfica o diagrama stiff correspondiente.

Para la interpretación correcta de este análisis, es necesario auxiliarnos con un patrón de referencia, como sería el análisis de aguas o salmueras conocidas.

Lo anterior es de suma importancia, ya que si no realizamos análisis al agua utilizada en la preparación de los fluidos de control, o de lavado, al estar definiendo el intervalo y recuperar agua, se puede presentar la confusión en la procedencia de la misma y esto sucede al no tener un patrón de comparación.

La fig. III.3 presenta tres diagramas típicos del análisis de agua a diferentes muestras.

III.4.3. Análisis P.V.T.

Consiste en simular a nivel de laboratorio, el comportamiento a condiciones de yacimiento y superficie, de los fluidos producidos, para predecir la variación de los mismos durante la vida productiva del pozo.

Para esto, se simulan varias etapas de separación o abatimientos de presión, partiendo de la presión inicial del yacimiento hasta llegar a la presión atmosférica y a diferentes temperaturas, tomando muestras de gas en cada etapa para conocer su composición mediante la cromatografía

Antes de iniciar el análisis PVT, se debe determinar la representatividad de las muestras recibidas, para lo cual se efectúa una prueba de comportamiento presión-volumen a temperatura ambiente y comparar la presión de saturación obtenida con la reportada en el campo y si son similares, se dice que las muestras son representativas, de lo contrario los resultados obtenidos no serán confiables.

El análisis PVT se realiza mediante tres procesos de separación de fases, con lo cual, se obtiene la siguiente información. (18)

El factor de volumen de aceite (B_o).

El factor de volumen del gas (B_g).

La relación gas disuelto aceite (RGA).

El factor de compresibilidad del gas (Z).

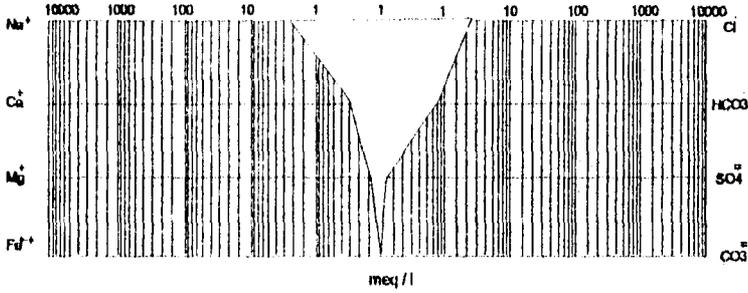
La densidad del gas y del aceite.

La viscosidad del gas y del aceite

La presión de burbuja en cada fase

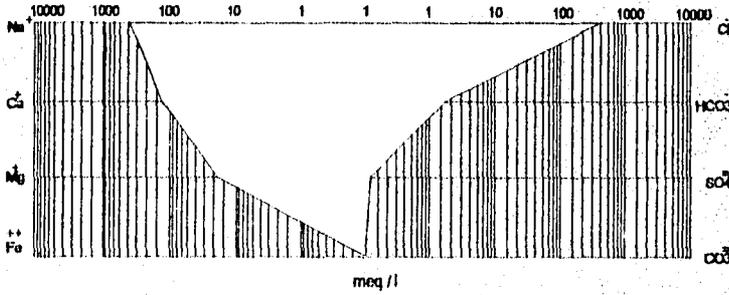
ANÁLISIS DE AGUA DE CANAL

DIAGRAMA STIFF



ANÁLISIS DE UNA SALMUERA UTILIZADA COMO FLUIDO DE CONTROL

DIAGRAMA STIFF



ANÁLISIS DE AGUA DE FORMACION

DIAGRAMA STIFF

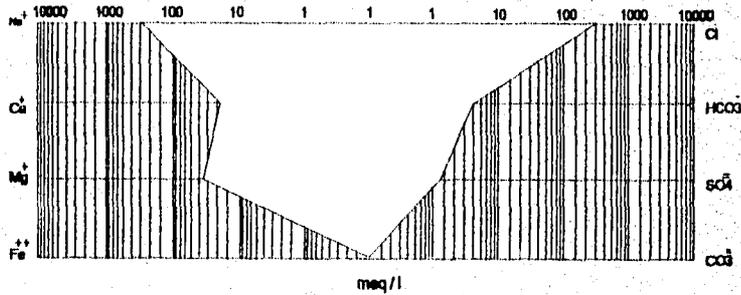


Fig. III.3 Diagrama Stiff

Los tres procesos mencionados son los siguientes:

1. Separación "Flash" o a masa constante.
2. Separación Diferencial, esta puede ser:
 - A masa constante
 - A volumen constante.
3. Separación por etapas.

1. La separación Flash se efectúa para simular las condiciones de vaporización que existen en el yacimiento o en los sistemas de producción, cuando el gas liberado permanece en contacto con su líquido asociado original. Este proceso se lleva a cabo manteniendo constante la masa total de la muestra.
2. La separación Diferencial simula la liberación de gas a condiciones de yacimiento mediante una secuencia de etapas de liberación instantánea, iniciándose estas a la presión original del yacimiento, después de cada decremento se miden los volúmenes de gas y aceite en la celda a condiciones de equilibrio. El gas se extrae al final de cada abatimiento de presión, determinándose su volumen a condiciones atmosféricas, y la viscosidad del aceite a condiciones de presión y temperatura de la celda.
3. La separación por etapas es un proceso en el cual la fase gaseosa se remueve de la líquida mediante dos o más separaciones instantáneas, efectuadas cada una de ellas a condiciones de presión y temperatura cada vez menor a la etapa que la precede. Esta separación se realiza con la finalidad de determinar las presiones óptimas de separación, las propiedades del aceite y gas a condiciones de superficie o tanque de separación y la producción esperada de aceite y gas para cada etapa de separación.

II.4.3.1 Procedimiento de ejecución en la separación flash a masa constante

1. Cargue la muestra por analizar en una celda PVT para alta presión, manteniendo una presión superior a la presión de saturación o de rocío, según se trate de gas o aceite respectivamente. Ver fig. III.4

$$P_1 > P_b, \quad V_1 = V_{\text{inicial}}, \quad T_1 = \text{cte.}$$

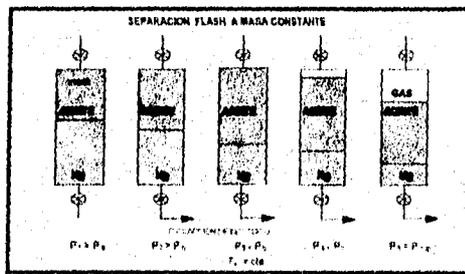


Fig. III.4
Separación flash a masa constante

2. Efectúe un decremento de presión en la celda mediante la extracción de mercurio, permitiendo que la muestra se expanda e incremente su volumen sin llegar a la presión de saturación o rocío. Para mantener el equilibrio entre fases se debe mantener la celda en agitación constante

$$P1 > P2 > P_b, \quad V2 > V1, \quad T_y = \text{cte.}$$

3. Repita este proceso hasta que ocurra la aparición de la primera burbuja de gas o la primera gota de rocío, instante en el cual se alcanza la presión de saturación o rocío de la muestra

$$V_b > \dots > V3 > V2 > V1, \\ P1 > P2 > P3 > \dots > P_b, \quad T_y = \text{cte.}$$

4. Continúe el proceso de disminuir la presión hasta alcanzar la presión de separación en superficie

$$V_{\text{sup}} > \dots > V_b > \dots > V1, \\ P1 > \dots > P_b > \dots > P_{\text{sup}}, \quad T_y = \text{cte.}$$

Este proceso se lleva a cabo manteniendo la cantidad de masa de la muestra constante sin extraer el gas en ninguna de las etapas de separación, únicamente se simula la expansión ideal de los fluidos a temperatura de yacimiento.

III.4.3.2 Procedimiento de ejecución en la separación diferencial convencional

1. Traspase la muestra a una celda PVT de alta presión, a temperatura de yacimiento y presión de saturación o burbujeo. ver fig. III.5

$$P1 = P_b, \quad V_{o1} = V_b, \quad V_{g1} = 0, \quad T_y = \text{cte.}$$

2. Disminuya la presión en la celda mediante la extracción de mercurio, permitiendo con esto que la muestra se expanda e incremente su volumen y libere gas. Ver diagrama:

$$P2 < P_b, \quad V_{o2} < V_{o1}, \quad V_{g2} > 0, \quad T_y = \text{cte}$$

3. Extraiga el gas liberado mediante la inyección de mercurio

$$P_b > P_2 = P_3 = \text{cte.}, \quad V_{o3} = V_{o2} < V_{o1},$$

$$V_{g3} = 0, \quad T_y = \text{cte.}$$

4. Repita los pasos 2 y 3, hasta que se alcance la presión de superficie

$$P_b > P_2 = P_3 > \dots > P_{\text{sup}},$$

$$V_{o1} > V_{o2} > V_{o3} > \dots > V_{\text{osup}},$$

$$T_y = \text{cte}$$

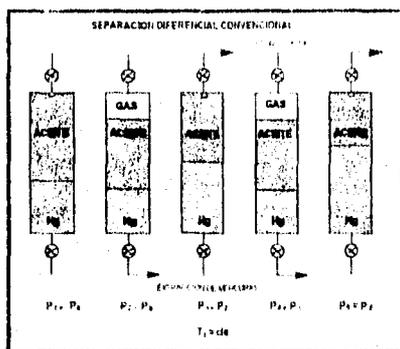


Fig. III.5
Separación diferencial convencional

III.4.3.3. Procedimiento de ejecución en la separación diferencial convencional a volumen constante.

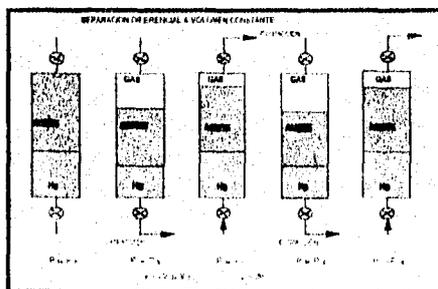


Fig. III.6
Separación diferencial convencional a volumen constante

1. Traspase la muestra a una celda PVT de alta presión, a temperatura de yacimiento y presión de saturación o burbujeó. ver fig. III.6

$$P_1 = P_b, \quad V_{o1} = V_b, \quad V_{g1} = 0, \quad T_y = \text{cte.}$$

2. Disminuya la presión en la celda mediante la extracción de mercurio, permitiendo con esto que la muestra se expanda e incremente su volumen y libere gas. Ver diagrama:

$$P_2 < P_b, \quad V_{o2} < V_{o1}, \quad V_{g2} > 0, \quad T_y = \text{cte}$$

3. Extraiga parte del gas liberado mediante la inyección de mercurio.

$$P_b > P_2 = P_3 = \text{cte.},$$

$$V_{o3} = V_{o2}, \quad V_{g3} < V_{g2}, \quad T_y = \text{cte.}$$

4. Repita los pasos 2 y 3, hasta que se alcance la presión de superficie y quede únicamente aceite residual.

$$P_b > P_2 = P_3 > \dots > P_{\text{sup}},$$

$$V_{o1} > V_{o2} > V_{o3} > \dots > V_{o\text{sup}}, \quad V_{g\text{sup}} > 0, \\ T_y = \text{cte}$$

$$V_{o\text{sup}} + V_{g\text{sup}} = V_{o1} = V_b$$

III.4.3.4 Procedimiento de ejecución en la separación por etapas

1. Traspase la muestra a una celda PVT de alta presión, a temperatura de yacimiento y presión de saturación o burbujeó.

$$P_1 = P_b, \quad V_{o1} = V_b, \quad V_{g1} = 0,$$

$$T_1 = T_y.$$

2. Disminuya la presión y la temperatura en la celda, mediante la extracción de mercurio y enfriamiento de la celda, hasta alcanzar las condiciones de separación previamente establecidas, permitiendo con esto la liberación del gas.

$$P_{s1} < P_b, \quad V_{o2} < V_{o1}, \quad V_{g2} \gg 0,$$

$$T_2 = T_{s1}$$

3. Efectúe un segundo decremento en las condiciones de presión y temperatura en la celda extrayendo mercurio y enfriando la celda hasta alcanzar las condiciones de la segunda etapa de separación previamente establecidas.

$$PS2 < PS1 < Pb,$$

$$Vo3 < Vo2 < Vo1, Vg3 >> 0,$$

$$T3 = Ts2$$

Este proceso se repite para cada etapa de separación que se quiera simular.

Nomenclatura

Pb	Presión de saturación de la muestra
P_{sup}	Presión en superficie
$P1, P2, \dots, Pn$	Presión en cada etapa de separación en la celda
$Ps1, Ps2$	Presión para cada etapa de separación en superficie en el separador
Vb	Volumen de la muestra a condiciones de saturación
$V_{g_{sup}}$	Volumen de gas a condiciones de superficie
$Vg1, Vg2, \dots, Vgn$	Volumen de gas para cada etapa de separación en la celda
$V_{o_{sup}}$	Volumen de aceite a condiciones de superficie
$Vo1, Vo2, \dots, Von$	Volumen de aceite para cada etapa de separación en la celda
V_{sup}	Volumen total de la muestra a condiciones de superficie
$V1, V2, \dots, Vn$	Volumen total de la muestra a cada etapa de separación en la celda
$Ts1, Ts2$	Temperatura para cada etapa de separación en superficie en el separador
Ty	Temperatura de yacimiento

III.4.4 Análisis cromatográficos

Esta técnica se creó con la finalidad de poder determinar la composición de los gases y su principio fundamental se basa en la capacidad que tienen algunas sustancias sólidas para absorber componentes que se encuentran en mezclas de gases. El proceso consiste en hacer pasar una pequeña muestra de gas a través de columnas de destilación compuestas de materiales sólidos de propiedades conocidas, los cuales van reteniendo los diferentes componentes del gas y obtener así los siguientes parámetros, que son expresados en por ciento mol:

Nitrógeno.
Bióxido de Carbono.
ácido sulfídrico.
Metano.
Etano.
Propano.
Isobutano.
Butano normal.
Isopentano.
Pentano normal.
Hexano y mas pesados.

Actualmente la cromatografía (19) se hace a un nivel tecnológico muy avanzado, en el cual el analista tiene como máxima responsabilidad la colocación de la muestra y la programación del aparato. Hace algunos años este análisis era más complicado, debido a que para cada componente que se esperaba destilar había que programar la memoria del cromatógrafo y el resultado se obtenía en forma gráfica con una curva partiendo de la línea base de referencia hasta alcanzar un punto máximo para posteriormente volver a regresar a la línea de referencia. Posteriormente la concentración de cada componente era calculada a partir del área bajo la curva de la gráfica y el resultado se expresaba en % mol respecto al total de la mezcla.

En la actualidad los resultados son obtenidos en forma directa del cromatógrafo digital, lo que ha hecho de este análisis un trabajo rápido consiste en recuperar la muestra en un matríz tipo balón que tiene una válvula de un solo paso. El matríz se coloca en la toma de gas del cromatógrafo, se programa éste y se abre la válvula del matríz por unos cuantos segundos para que el gas pase hacia las columnas de destilación del cromatógrafo, se cierra la válvula y se retira el matríz de la toma del aparato, para finalmente esperar que este realice el análisis y arroje los resultados.

Este tipo de análisis lo realiza personal del laboratorio de yacimientos debido que el equipo que se requiere es muy especializado.

III.5 Pruebas de compatibilidad

El objetivo de estas pruebas es determinar las principales causas que pueden provocar un daño a la formación, debido al empleo de fluidos extraños a la misma. Estos se originan durante las operaciones de terminación y reparación de pozos, además de las estimulaciones y fracturamiento, causando una reducción en la permeabilidad

El daño causado a la formación puede ser :

En forma involuntaria o indeseable, como consecuencia del efecto de filtrado de los fluidos de control, o por pérdidas de circulación ocurridas durante las etapas de

perforación, terminación y reparación de los pozos. Cuando se inyectan fluidos en forma intencional a las formaciones productoras, pero que al contacto con los fluidos del yacimiento **reaccionan** en forma inesperada, creando bloqueos, emulsiones o precipitados sólidos o líquidos, como consecuencia de un mal diseño o una mala selección de los fluidos inyectados.

Las pruebas de compatibilidad que se efectúan entre fluidos representativos del yacimiento y de control o tratamiento, están encaminadas a determinar o prevenir el tipo de **daño** que pueden causar a la formación dichos fluidos. Los principales daños son:

- a. **Bloqueo por agua** - Este es causado por el incremento de la saturación de agua en la vecindad del pozo, con la consecuente reducción de permeabilidad relativa a los hidrocarburos. El problema se agudiza cuando se pierden grandes cantidades de agua. Adicionalmente pueden originarse durante la producción del pozo, por canalizaciones o conificaciones del agua de formación en el intervalo productor.
- b. **Bloqueo por aceite**.- Se presenta en pozos productores de gas, por la invasión de fluidos base aceite y de control, por causas naturales a la producción, causando reducciones en la permeabilidad relativa al gas.
- c. **Bloqueos por emulsiones** .- La formación de emulsiones en el sistema poroso, causa en lo general altas viscosidades, particularmente las de agua en aceite, lo que reduce drásticamente la productividad de los pozos, siendo más fácil su prevención que su remoción.
- d. **Cambios de mojabilidad de agua por aceite**.- Cuando la formación en la vecindad del pozo queda mojada por aceite, se produce un daño significativo, que reduce la producción de los pozos. Es común que los fluidos de control contengan surfactantes, mismos que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, dependiendo del tipo que estos sean.
- e. **Películas o membranas interfaciales**.- Se forman por el contacto de dos líquidos inmiscibles, lo que genera una alta tensión interfacial entre ellos.
- f. **Pérdidas de lodo**.- Este tipo de daño en general es difícil de remover y se genera durante la perforación y reparación del pozo.

Debido a que los yacimientos en arenas y areniscas son más susceptibles de dañarse durante las intervenciones en los pozos, todos los fluidos y aditivos químicos que sean circulados o inyectados, deberán ser sometidos a pruebas de compatibilidad con los fluidos de la formación, para minimizar el daño que los primeros puedan ocasionar. Las pruebas más comunes son:

- 1) Pruebas de compatibilidad de fluidos de formación con fluidos de control.

2) Pruebas de compatibilidad de fluidos de formación con ácidos y aditivos.

III.5.1. Pruebas de compatibilidad entre los fluidos de formación con fluidos de control

Estas pruebas son de gran importancia, debido a que con ellas es posible determinar el daño producido por los fluidos que han estado en contacto con la formación, durante las operaciones previas en el pozo, asimismo es posible seleccionar los fluidos de estimulación apropiados para la remoción del daño.

El primer daño que se ocasiona a las formaciones productoras de hidrocarburos, se debe al contacto de los fluidos de control con los fluidos contenidos en la formación. Los mecanismos a través de los cuales ocurre, son los siguientes:

1) Filtrado de los fluidos de control.- Este efecto es una propiedad que tienen estos fluidos, ya sean base agua o emulsión inversa, es inevitable principalmente durante la perforación de zonas productoras, depende de la consistencia del enjarre el objeto es evitar una filtración excesiva del fluido base hacia la formación, si el enjarre es bueno permitirá pasar la cantidad de filtrado necesario para mantener el enjarre, pero si este es deficiente los volúmenes de filtrado serán grandes y el daño ocasionado será de consideración y la zona afectada será grande.

Cuando ocurre una filtración excesiva por enjarre deficiente, permite el paso de sólidos finos del fluido de control hacia la formación, los cuales causan taponamiento de la zona productora.

2) Perdidas de Circulación.- Este tipo de daño se ocasiona en forma imprevista, los volúmenes de fluido de control que penetran a la formación son grandes, por lo tanto los daños ocasionados son impredecibles y en muchos casos irreparables.

Los tipos de daño ocasionados por los mecanismos previamente descritos son los siguientes:

- a) Cambios de mojabilidad de las rocas de la formación.
- b) Cambio en la estructura de las arcillas.
- c) Taponamiento por sólidos
- d) Formación de emulsiones.

Las emulsiones pueden ser viscosas o fluidas, estables o inestables y pueden separarse por sí solas o nunca separarse a menos que sean tratadas con calor o algún agente desemulsificante.

Las emulsiones de agua en aceite, en las cuales la fase continua o externa es el aceite y la fase discontinua o dispersa la representa el agua, son las más comunes que se

encuentran en los yacimientos de aceite, por ser perforados con fluidos base agua. Estas emulsiones son muy estables y difíciles de romper.

El otro tipo de emulsiones es el de aceite en agua, la cual tiene como fase externa o continua al agua, y al aceite distribuido dentro de ella, se presenta en los yacimientos que se perforan con fluidos base aceite o de emulsión inversa, cuyo filtrado se mezcla con el agua salada de la formación creando emulsiones menos estables y más fáciles de romper.

El bloqueo de las zonas permeables y productoras a consecuencia de la formación de emulsiones, se debe principalmente a las altas viscosidades que desarrollan, la cual se determina por la cantidad relativa de la fase dispersa y con la viscosidad de la fase continua.

En una emulsión ideal, su viscosidad estará dada por la siguiente expresión:

$$\mu = \mu_o (1 + 2.5 \phi)$$

donde:

μ Viscosidad de la emulsión

μ_o Viscosidad de la fase externa

ϕ Fracción de volumen de la fase dispersa respecto al volumen total de la emulsión.

Las emulsiones de aceite crudo pueden ser de tan baja viscosidad como el aceite mismo (del tipo de agua en aceite) o tan alta viscosidad que semeja gelatina o lodo (del tipo de aceite en agua con sólidos muy finos presentes en la formación o de los fluidos de control), cuya presencia reafirma o incrementa la estabilización de las emulsiones.

La viscosidad de la emulsión es el principal factor de daño y repercute en forma directa en la producción del pozo. Al analizar la ecuación de Darcy para flujo lineal en un fluido a través del medio poroso, se observa que la viscosidad es inversamente proporcional al gasto y esta expresado como sigue:

$$q = \frac{k_f A \Delta P}{\mu L}$$

donde:

q Gasto del fluido.

k_f Permeabilidad de la formación.

A Área de sección transversal de la formación.

ΔP Presión diferencial.

μ Viscosidad del fluido

L Longitud del medio poroso

Casi todas las emulsiones de aceite crudo y agua, pueden ser rotas por la incorporación de surfactantes apropiados a los fluidos de tratamiento, a los cuales se les denomina rompedores de emulsiones o desemulsificantes, los que actúan rompiendo la membrana o película molecular que se ha formado alrededor de las gotas dispersas de la fase interna, esto les permitirá unirse y separarse del fluido de la fase externa.

Para prevenir o resolver un problema de emulsiones se recomienda el uso de surfactantes, previa ejecución de las pruebas de laboratorio, en donde se simule la formación de la emulsión utilizando aceite y agua del yacimiento y el filtrado del fluido de control para posteriormente diseñar y probar los fluidos del tratamiento, incorporando surfactantes en diferentes proporciones hasta encontrar la más apropiada para cada emulsión en particular.

III.5.2. Pruebas de fluidos de formación con fluidos de tratamiento o inyección

Otro tipo de daño que se ocasiona a las formaciones porosas y permeables productoras de hidrocarburos, es el ocasionado por la inyección intencional de fluidos al yacimiento, con el objeto de restituir o mejorar sus condiciones originales de flujo, como el caso de estimulaciones y fracturamiento, o bien cuando se inyectan fluidos para mantener mecanismos de producción por recuperación secundaria.

Los principales factores que provocan el daño a la formación son:

1. Obturamiento de los poros. Es ocasionado por el acarreo y depositación de sólidos provenientes de la formación, o por el óxido de fierro de las tuberías, cuando no se limpian antes de efectuar la inyección, por incrustaciones de sales depositadas durante la vida productiva del pozo; sólidos y precipitaciones resultantes de las reacciones de los ácidos con la formación.
- 2.- Reducción de la permeabilidad de la formación por la acumulación de depósitos orgánicos (parafinas y asfáltenos).

III.6 Pruebas de núcleos

Las pruebas de núcleo (20) tienen como finalidad, analizar las propiedades de la roca, de los fluidos de la formación, identificar posibles daños a la misma y seleccionar el tipo de fluido óptimo para una estimulación.

La disponibilidad de muestras de la formación permitirá realizar los siguientes estudios:

1. Análisis de solubilidad
2. Análisis petrográficos
3. Análisis petrofísicos

III.6.1. Análisis de solubilidad

Esta es una técnica usada para determinar el material disuelto en un solvente dado.

La solubilidad de las rocas en ácido, depende de la mineralogía de la misma. La solubilidad total será la suma de la solubilidad de cada mineral

Los resultados de las pruebas de solubilidad, son una aproximación en el contenido de carbonatos y minerales arcillosos y deben tomarse con cierta reserva, siendo confiables cuando se correlacionan con los resultados de los estudios petrográficos

Las pruebas de solubilidad son realizadas bajo condiciones de laboratorio ideales, las cuales indican la máxima solubilidad de la formación. La solubilidad efectiva en una acidificación es completamente diferente, debido a que ésta depende de la posición de los minerales en la pared del poro.

Las pruebas de solubilidad también son usadas para identificar daños por incrustaciones y/o depósitos orgánicos, lo que permite determinar el solvente ideal para su remoción.

El contenido de fierro en el ácido gastado puede usarse como una base para seleccionar el tipo y cantidad de agente secuestrante.

III.6.2 Análisis petrográficos

El conocimiento de la petrografía de la roca es esencial⁽³⁹⁾ para comprender la respuesta de la misma a diferentes fluidos. La interacción entre la roca y un fluido depende de los minerales que reaccionan con el fluido y de la posición relativa de estos minerales en el camino que toma el fluido dentro de la misma,

Los análisis petrográficos son :

Análisis por difracción de rayos X.- La difracción de rayos X es usada para identificar en forma cualitativa y semicuantitativa los minerales cristalinos que componen la roca. Esta basada en la irradiación de una muestra; en la cual los rayos X son defractados dependiendo de las características de sus componentes, miden los ángulos y la intensidad de los rayos X, para su posterior comparación con espectros patrones, que determinan el tipo y cantidad de minerales cristalinos contenidos en la muestra.

El procedimiento consiste en pulverizar una muestra de la roca, colocándola en un portamuestras especial, la muestra es bombardeada con rayos X y la difracción se detecta en un registro continuo que proporciona un espectro, el cual es comparado con los espectros patrones.

Análisis al microscopio.- A través de este análisis se obtiene la distribución morfológica de los minerales contenidos en la roca, así como el tamaño y morfología de los poros. Este microscopio también es utilizado para determinar el efecto que producen los fluidos de tratamiento en la formación.

El microscopio electrónico permite la ampliación de imágenes tridimensionales de hasta 80,000 veces su tamaño. además de poder tomar fotografías de las mismas.

El procedimiento de análisis consiste en colocar una muestra de 1/4 de pulgada de diámetro sobre el portaobjetos del microscopio electrónico, cubriéndolo con una capa fina de oro, para después bombardearla con electrones, la emisión de electrones forma una imagen que es posible observarla a través del microscopio.

Análisis al microscopio petrográfico.- La observación de una muestra en este microscopio determina el grado de homogeneidad de la misma. El análisis de muestras se lleva a cabo a través de secciones delgadas de muestras cortadas perpendicularmente a los planos de estratificación de la misma, permitiendo cuantificar los minerales en la roca, localizar los poros y su morfología, definir el material cementante y la distribución de arcillas.

El procedimiento de análisis consiste en colocar una muestra de roca impregnada con una resina, que sature sus poros, sobre el portaobjetos del microscopio petrográfico, observando la misma usando luz polarizada.

La luz polarizada se utiliza debido a que los minerales tienen propiedades ópticas individuales, que permite su identificación.

III.6.3 Análisis petrofísicos

Estos análisis consisten en la determinación de la porosidad y permeabilidad de la muestra.

Porosidad.- Es la relación del volumen vacío entre el volumen de roca, por lo tanto es una medida de la cantidad de espacios ocupados por los fluidos en el yacimiento. La porosidad puede ser efectiva cuando se refiere a los espacios interconectados y residual en lo concerniente a volumen de poros no comunicados.

La porosidad de una muestra puede ser determinada usando varias técnicas, la más simple de ellas utiliza la ley de Boyle y una celda de volumen constante presurizada con nitrógeno.

La porosidad total puede obtenerse midiendo el volumen de muestra desplazado por el mercurio en un picnómetro y la densidad de la matriz.

Permeabilidad. - Es una medida de la capacidad de un medio poroso a permitir el flujo de fluido. Las mediciones pueden hacerse usando gases como nitrógeno o líquidos.

Para medir la permeabilidad se utiliza un permeámetro, se coloca el núcleo en el portamuestras y se hace pasar un fluido inerte, se determina la permeabilidad aplicando la ley de Darcy, para lo cual deberán de medirse la presiones gastos y temperatura del fluido.

En las mediciones de la permeabilidad y la porosidad deberán tomarse en cuenta los estados de esfuerzos a que estuvo sometida la muestra, esto es importante cuando los medios son heterogéneos y presentan planos de estratificación.

La figura fig III.7 muestra los resultados que podrían obtenerse según el plano de estratificación del núcleo.

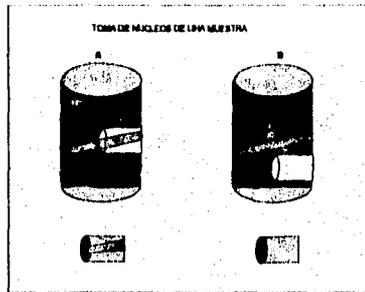


Fig. III.7
Forma de Núcleos de una Muestra

La permeabilidad en el núcleo de la muestra "A" es menor a la permeabilidad total de la misma muestra debido a la capa que cruza al núcleo, lo que no sucede en la muestra B. De ahí la importancia de la orientación en la toma de núcleos de la muestra.

IV PRUEBAS Y ANALISIS DE LA PRODUCCION

IV.1 Pruebas de productividad

El objetivo de realizar estas pruebas (21) es determinar la cantidad de fluidos producidos en un pozo, para la detección oportuna de anomalías en la producción. Para su análisis las dividiremos en:

1. Pruebas convencionales
2. Pruebas definitivas

IV.1.1 Pruebas de producción convencionales

Estas pruebas tienen como propósito fundamental, medir la cantidad ó gasto de aceite, gas y agua producidos por uno o varios intervalos a la vez, bajo condiciones normales de explotación y detectar oportunamente anomalías tales como:

- Intervalos parcialmente disparados.
- Roturas ó mal funcionamiento de un aparato de producción.
- Roturas en la tubería de explotación.
- Detectar zonas "ladronas"
- Detectar canalizaciones, etc.

IV.1.2 Pruebas de producción definitivas.

Estas pruebas representan el segundo grado de sofisticación de las pruebas de producción (22) para pozos productores de aceite y gas y sirven para determinar el índice de productividad de un pozo y definir en forma cualitativa la existencia de daño en la formación.

El índice de productividad de un pozo, representado por las siglas "IP ó J", está definido como el gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión, siendo éste abatimiento, la diferencia entre la presión de fondo estática y la presión de fondo fluyendo, la definición matemática está mediante la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad , \quad \text{Donde:}$$

Así mismo, el índice de productividad también puede medirse o estimarse utilizando las características de los fluidos producidos mediante la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{7.08 h}{\ln(0.472 re / rw)} \left(\frac{K_o}{\mu_o B_o} \right)$$

Donde:

FALTA PAGINA

No. 58

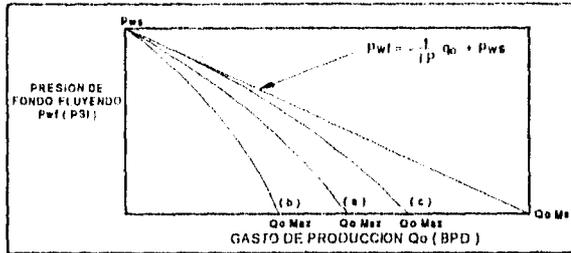


Fig IV.2 Curvas de IPR

Esto significa que para una misma caída de presión el gasto en condiciones de formación dañada es menor al que se obtendría si no existiese daño y por el contrario si la formación es estimulada, para la misma caída de presión se obtendría mayor producción.

IV.1.2.2. Pruebas de restablecimiento de presión.

Este tipo de pruebas son utilizadas con mayor frecuencia para determinar la capacidad de producción en Pozos de Gas, y consiste en la construcción de una gráfica del gasto contra el cuadrado de la diferencia de presiones de fondo fluyendo y estática sobre un papel log-log, en la cual se genera una línea recta cuya pendiente es $(1/n)$. Como se muestra en la figura IV.3 donde "n" es un exponente definido empíricamente entre $0.5 < n < 1.0$.

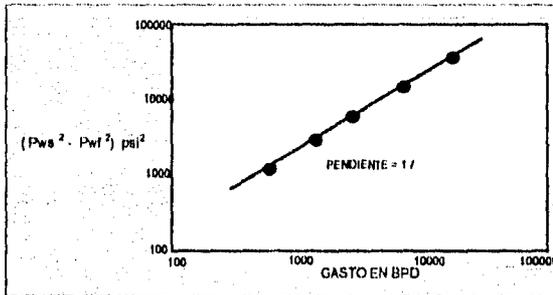


Fig. IV.3 Pruebas de restablecimiento de presión

Esta prueba también es aplicable a yacimientos de aceite que producen con una presión menor que la presión de burbuja.

Fetkovich(41) propuso la siguiente ecuación, que relaciona el gasto con el abatimiento de presión

$$q_0 = J' (P_{ws} - P_{wf})^n \quad \text{donde:}$$

J' -Es el coeficiente de productividad
n -Es el recíproco de la recta.

Para que la prueba sea satisfactoria, se deberán efectuar cuando menos cuatro mediciones del gasto a condiciones estabilizadas. Lo anterior es la mayor limitante que se tiene para efectuar este tipo de pruebas, debido a que los tiempos de estabilización son grandes.

Gráficamente se representa en la fig IV.4

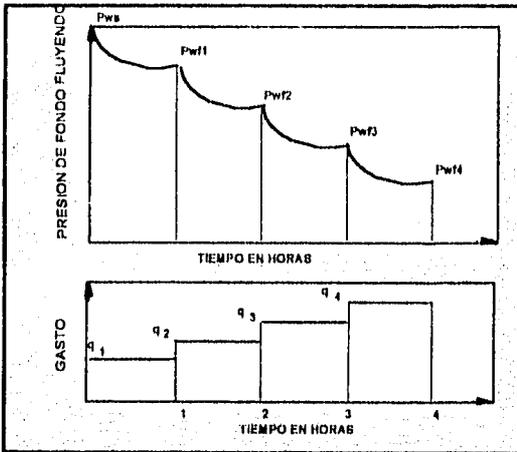


Fig IV.4 Medición del gasto a condiciones estabilizadas

IV.1.2.3. Pruebas de isócronas (41)

Estas pruebas fueron diseñadas para efectuarse en pozos de gas principalmente, pero han sido adaptadas a pozos de aceite, cuando estos producen con una presión inferior a la presión de burbuja. Esta adaptación se hizo con la finalidad de reducir los tiempos de duración de la prueba.

La prueba consiste en poner a producir el pozo con un diámetro de estrangulador fijo, por un periodo de tiempo relativamente corto, midiendo el gasto y las presiones de fondo fluyendo y estática, seguido por periodos de cierre en los cuales se permite el restablecimiento de la presión inicial, para el último periodo de flujo, las mediciones de

presión y gasto deberán ser a condiciones estabilizadas. La representación esquemática de esta prueba, la cual no contempla el periodo de limpieza del pozo, se muestra en la fig IV.5

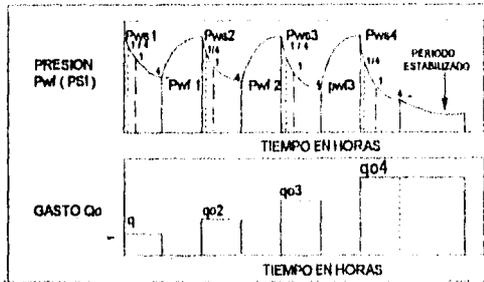


Fig IV.5 Prueba con estranguladores

Para obtener el potencial de flujo mediante esta prueba, se gráfica el gasto contra el cuadrado de la diferencia de presiones estática y fluyendo en el papel log-log, dividiendo cada periodo de flujo en pequeños incrementos de tiempo que varían de 1/4, 1, y 4 horas, como se muestra en la figura IV.6

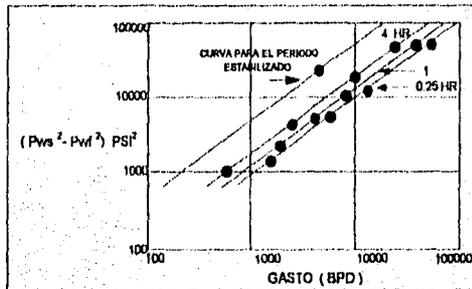


Fig IV.6

La pendiente de las rectas resultantes será la misma para las condiciones de flujo estabilizadas, la cual al extrapolarse a la ordenada de origen determina el gasto máximo o potencial de flujo, equivalente a una $P_{wf} = 0$.

IV.1.3. Herramientas utilizadas para la medición de los parametros de producción

1. Superficiales

- Placas de orificio
- Tren de separadores
- Tanques de medición

2. Subsuperficiales

- Medidores de gastos
- Medidores de presión
- Medidores de temperatura

IV.1.3.1. Equipos de medición superficial

Este equipo es utilizado para efectuar mediciones de los fluidos producidos en superficie y consiste básicamente de:

- a. Manómetros de diferentes rangos
- b. Termómetros
- c. Placas de orificio (para medir gastos)
- d. Tanques de almacenamiento y separación
- e. Registradores de flujo

En estos equipos, la medición del gasto se efectúa por medio de una placa de orificio, cuyos diámetros más comunes son de 2, 4 y 6 pulgadas, con lo que se cubre un amplio rango de volúmenes a medir.

Sin embargo, la experiencia nos indica que las mediciones hechas en la superficie, no son muy confiables para determinar la eficiencia de los sistemas de producción. Por ejemplo, si un pozo produce con un cierto porcentaje de agua, con la medición superficial no sabemos de donde proviene el agua producida.

IV.1.3.2. Equipo de medición subsuperficial

El equipo subsuperficial, esta constituido por una serie de registros denominados de Producción, siendo los más empleados:

- El gradiomanómetro
- El molinete
- Los medidores de presión
- El de temperatura.

Como registros auxiliares tenemos: el de ruidos, de coples, rayos gamma, etc.

Las herramientas para la toma de los registros de producción operan con una línea eléctrica y registran las señales en la superficie. Estas han sido diseñadas para operarse con cable y grabar en cintas magnéticas ó gráficas la información sobre las condiciones del pozo.

Estos registros pueden efectuarse en forma independiente o en conjunto, en condiciones estáticas o dinámicas dependiendo su elección de las necesidades y parámetros que se requieran obtener. Al conjunto de estas herramientas se le conoce

como: Registros " P.I.T ". A continuación se describe el funcionamiento e interpretación de cada uno de ellos.

Medidores de Gastos.

Son herramientas utilizadas (23) para evaluar el gasto y la contribución relativa de las zonas activas. Existen dos tipos de medidores de gastos del tipo hélice o molinete: los medidores de flujo continuo y los medidores de flujo con empacador.

En los medidores de flujo continuo parte del fluido pasa a través de la sección del medidor y la otra pasa entre la tubería de revestimiento y la herramienta que contiene al medidor, como se muestra en la figura IV.7

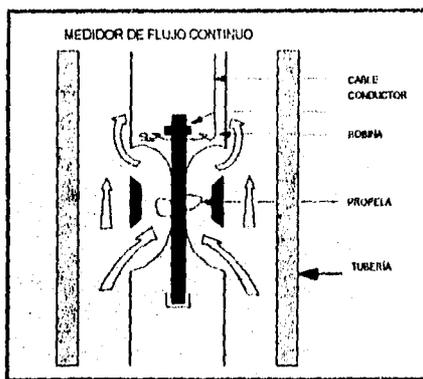


Fig IV.7 Medidor de flujo continuo

En el medidor de flujo con empacador inflable, todo el flujo se hace pasar por la sección del medidor. Este medidor de flujo es similar al medidor de flujo continuo en cuanto a sus componentes, pero en este caso cuenta con un empacador inflable, el cual hace sello contra las paredes del pozo, obligando al flujo a pasar a través de la sección de medición de fluidos. La limitante en la utilización de este tipo de herramienta es el gasto de producción, ya que para gastos elevados se puede desanclar, debido a la baja presión diferencial que soporta dicho empacador.

La figura IV.8 muestra la herramienta de manera esquemática.

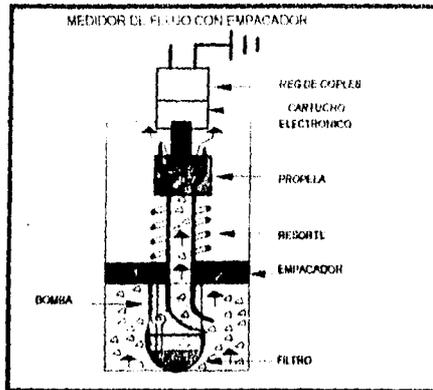


Fig IV.8 Medidor de flujo con empacador

La herramienta consta de un velocímetro tipo hélice (Molinet), montado sobre una flecha equipada con un pequeño magneto, de tal manera que al girar la hélice se genera una señal de corriente alterna en una bobina, la frecuencia de esta señal es medida y grabada por el equipo instalado en superficie, siendo la velocidad de la hélice una función de la velocidad de fluido..

Estas herramientas son corridas a una velocidad constante dentro del pozo en contra de la dirección del flujo, manteniendo su excentricidad en el pozo por medio de centradores, pero también pueden hacerse mediciones estáticas a profundidades previamente determinadas.

El procedimiento de interpretación del registro, utiliza el concepto de línea cero flujo que corresponden a los puntos donde la velocidad de la hélice se debe únicamente a la velocidad con que se baja la herramienta y línea de flujo total, tomada arriba de la zona disparada.

La fig. IV.9 presenta un ejemplo de interpretación de dicho registro

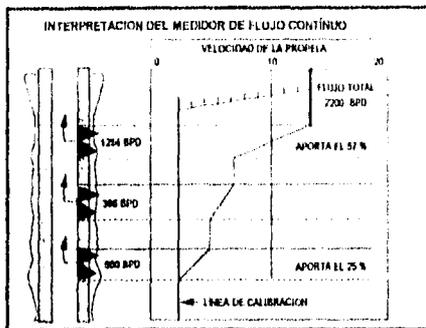


Fig. IV.9
Interpretación del medidor de Flujo Continuo

Registro Gradiomanómetro.

El registro gradiomanómetro: Esta diseñado especialmente para medir cambios de gradientes de presión con gran exactitud y se utiliza principalmente para obtener la densidad del fluido y las proporciones individuales de cada uno de ellos en una mezcla. El principio de medición, consiste en medir la diferencia de presión entre dos sensores como lo muestra la figura IV.10

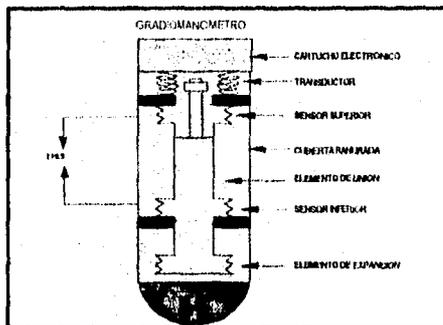


Fig IV.10 Registro gradiomanometro

El gradiomanómetro esta graduado en unidades de densidad relativa y es calibrado en la superficie, dando lecturas de uno en agua y de cero en el aire (24)

En la figura IV.11 se presenta un ejemplo de aplicación de este registro:

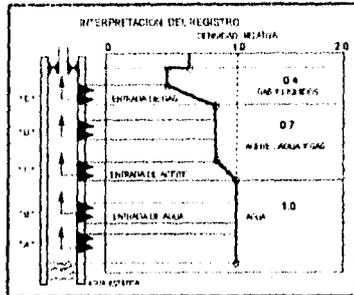


Fig. IV.11 Interpretación del registro

En la figura IV.11 se observa que la lectura del gradiomanómetro abajo de las perforaciones es uno, lo que indica que el fluido es agua. El medidor de flujo es necesario para saber si el agua se encuentra en movimiento

Arriba de la zona "C" la densidad relativa del fluido es de 0.7, lo cual puede ser una mezcla de agua- gas o agua-aceite-gas. Nótese que no hay cambios a través de la zona "D", lo que nos indica que dicha zona puede ser aportadora de aceite.

La densidad relativa registrada arriba de la zona "E" es de 0.4, lo que indica una entrada de gas, puesto que la densidad de la mezcla es menor que la densidad del aceite. Este registro, al ser utilizado en combinación con el medidor de flujo, nos permite determinar en forma cuantitativa el porcentaje de cada componente y la fracción de la fase pesada o colgamiento en una mezcla bifásica.

El colgamiento a condiciones de fondo se puede calcular si conocemos la densidad de cada componente y de la mezcla. Las densidades de cada componente a condiciones de fondo pueden ser determinadas conociendo esas densidades en la superficie y la densidad de la mezcla a condiciones de fondo es determinada con el gradiomanómetro.

La expresión matemática que nos permite obtener la fracción de la fase pesada y ligera es:

$$Y_h = \frac{d_m - d_l}{d_h - d_l} \quad Y_l = 1 - Y_h \quad \text{donde:}$$

Y_h- Es el colgamiento de la fase pesada.

Y_l- Es el colgamiento de la fase ligera.

d_m- Es la densidad de la mezcla.

d_h- Es la densidad de la fase pesada.

d_l- Es la densidad de la fase ligera.

El gasto fraccional se determina a partir del gasto total obtenido por el medidor de flujo, mediante las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 q_t &= V_h Y_h A + V_l Y_l A \\
 q_h &= V_h q_t - Y_h (1 - Y_h) A V_s \\
 q_l &= (1 - Y_w) q_t + Y_h (1 - Y_h) A V_s
 \end{aligned}$$

Donde:

qt Es el gasto total.

qh Es el gasto de fase pesada.

ql Es el gasto de la fase ligera.

Vs Es la velocidad de resvalamiento.

Vh Es la velocidad de la fase pesada.

VI Es la velocidad de la fase ligera.

A Es el área transversal entre el diámetro interior de la TR y el exterior del gradiomanómetro.

Medidores de presión

Las mediciones de presión son parte esencial de las pruebas de variación de presión, por lo que las lecturas de presión deben tomarse de preferencia cerca del intervalo medio productor.

Existen básicamente tres tipos (26) de medidores de presión de fondo, los cuales utilizan cables de línea de acero, y de registros, algunos de ellos son instalados de manera permanente en el pozo.

La herramienta que utiliza cable de línea es la más usada en la industria petrolera (Amerada RPG-3,4) ver FIG IV.12 consta de tres dispositivos, uno sensible a la presión, uno que registra la presión contra el tiempo, y un mecanismo de reloj, los cuales están diseñados para funcionar en intervalos de tiempo específicos, opcionalmente pueden contar con un medidor de temperatura máxima de fondo.

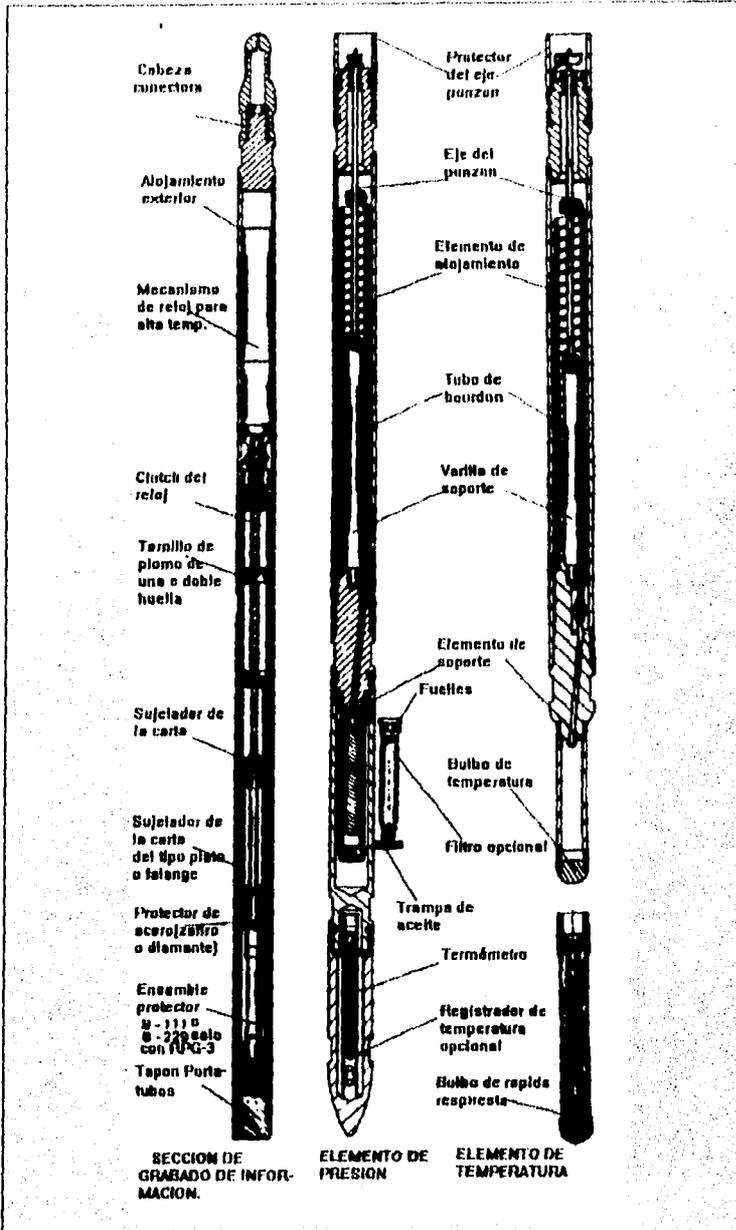


Fig IV.12 Amerada RPG-3.4

Medidores de temperatura

Este registro se utiliza para localizar daños en la tubería de revestimiento y producción, además de establecer gradientes geotérmicos y perfiles de temperatura en el pozo. Combinado con el registro de molinete nos permite localizar zonas ladronas y canalizaciones como se muestra en la figura: IV.13

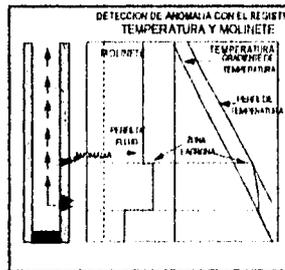


Fig IV.13 Detector de anomalías

El principio de medición se basa en la exposición de un hilo de platino al fluido producido por el pozo, cuya resistencia depende de la temperatura, las unidades de medición son grados Fahrenheit o Centígrados. Esta herramienta se muestra en la fig IV.14

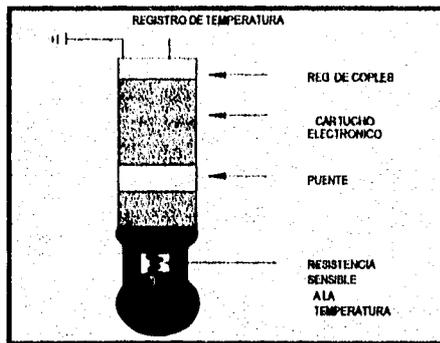


Fig IV.14 Registro de temperatura

Registro de ruidos.

Este registro es ampliamente utilizado durante la perforación, terminación, reparación y la vida productiva del pozo, para detectar anomalías tales como: roturas en las tuberías de revestimiento y producción, canalizaciones, pérdidas de fluido, zonas de admisión, etc.

Su principio de medición consiste en captar en un hidrófono los niveles de ruido causados por el movimiento de los fluidos dentro del pozo y enviados a la superficie para ser procesados. La unidad de medida es el " volt ".

La representación gráfica de este registro consta de dos o más curvas con diferente escala para obtener una mayor definición en la interpretación del mismo.

A continuación se presenta un ejemplo de aplicación e interpretación de este registro en la Fig IV.15

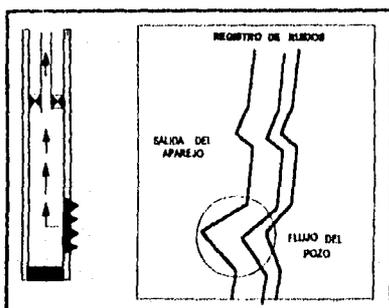


Fig IV.15 Registro de ruidos

Como se observa en la figura IV.15 el primer incremento de "ruido" es originado por la entrada del fluido al aparato de producción y el segundo se debe a la aportación del intervalo.

Nota.- Este registro puede ser tomado a pozo fluyendo cerrado o con inyección de fluidos.

La herramienta que combina la mayoría de los registros ya mencionados (ver Fig IV.16) es conocida como " PLT " (Production Logging Tools). A continuación presentaremos un ejemplo en el cual se terminó un pozo, quedando con una producción inicial de agua del 40 % y 60 % de aceite. Se tomó el registro " PLT " y se encontró que el agua provenía de la base del intervalo disparado como lo demuestra el registro. El problema fue solucionado con una cementación forzada al intervalo disparado, se redispuso la cima del mismo intervalo, quedando el pozo con una producción de aceite del 96% y solo un 4% de agua

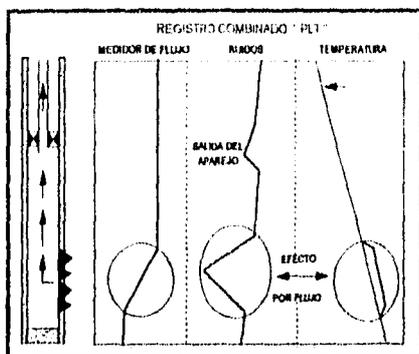


Fig IV.16 Registro combinado PLT

A continuación se presenta una tabla que muestra las principales características de las herramientas ya mencionadas:

HERRAMIENTA	MARGEN DE ERROR	PRE. MAX. PSI	TEMP. MAX. °F	RESOLUCION
MEDIDOR DE FLUJO	+/- 2	DE 15 A 20000	HASTA 450	DE 0.08 A 0.5 Hz
GRABO MANOMETRO	+/- 3	DE 15 A 20000	HASTA 350	0.004 GR/CC
MANOMETRO	+/- 0.025%	DE 15 A 20000	HASTA 350	0.01 PSI
TERMOMETRO	+/- 1	DE 2000	HASTA 550	0.1º
RUIDOS		DE 15000	HASTA 350	+/- 0.01 DB

IV.1.4. Procedimiento para efectuar una prueba de producción definitiva

1. Defina el objetivo y tipo de prueba ó registro a realizar
2. Elabore un esquema del estado mecánico para visualizar la problemática del pozo.
3. Elabore un programa por escrito detallando el desarrollo de la prueba.
4. Verifique las condiciones actuales del pozo:
 - Conexiones superficiales.
 - Presión de flujo.
 - Estranguladores.
 - Manómetros.
5. Inspeccione la instalación y prueba de las unidades involucradas, verificando que el equipo de control y seguridad (preventores y lubricador) sean los adecuados..
6. Inspeccione la calibración del pozo, utilizando un calibrador con diámetro igual ó mayor al de la sonda que se utilizará.
7. Inspeccione la calibración de la sonda.
8. Realice la prueba ó registro, inspeccionando continuamente el funcionamiento de la sonda y las condiciones de seguridad del pozo.
9. Analice e interprete los datos obtenidos y si no son convincentes repita la prueba. Calcule el índice de productividad y el gasto máximo.

IV.2. Análisis de pruebas de variación de presión

Su objetivo es la evaluación del sistema pozo-yacimiento bajo condiciones dinámicas. Dicha evaluación, con el apoyo de los registros geofísicos, geológicos, etc. nos permite obtener un modelo del yacimiento, cuya utilidad será la de predecir el comportamiento futuro del mismo bajo diferentes estrategias de desarrollo.

El propósito fundamental de realizar estas pruebas (26) es para:

La obtención de parámetros tales como: daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, etc.

Analizar los datos de presión, gasto y tiempo, para diseñar adecuadamente los tratamientos que nos permitan incrementar la productividad del pozo.

Pronosticar el resultado de los tratamientos para tomar la mejor decisión financiera.

Evaluar el resultado de los tratamientos para verificar si las suposiciones hechas y los modelos empleados son los correctos.

Aunque todos los yacimientos son diferentes, el estudio de datos de pruebas de presión, indica que los comportamientos posibles de un yacimiento son explicados por un número limitado de modelos de interpretación. Por lo tanto el comportamiento de los yacimientos puede clasificarse como:

- Homogéneo.
- Doble Porosidad.
- Doble Permeabilidad.

Yacimiento Homogéneo.- Un yacimiento tiene un comportamiento homogéneo, cuando hay un solo medio poroso y este es el único que produce hacia el pozo. Esta es una definición matemática y se refiere a la forma específica que presenta el yacimiento con relación a una respuesta de presión.

Yacimiento con Doble Porosidad.- Un yacimiento presenta comportamiento de doble porosidad, cuando interactúan dos medios porosos de diferente permeabilidad. Dichos medios pueden estar distribuidos uniformemente o segregados y solo uno produce el fluido hacia el pozo; el otro actúa como fuente.

Los siguientes sistemas pueden tener un comportamiento de doble porosidad:

- Yacimientos con fracturas naturales o grietas.
- Yacimientos con múltiples capas y alto contraste de permeabilidad entre las capas.
- Yacimientos de una sola capa pero con gran variación de permeabilidad a lo largo del espesor del mismo.
- Yacimientos con penetración parcial.

Yacimientos con Doble Permeabilidad.- Un yacimiento presenta comportamiento de doble permeabilidad, cuando hay dos medios porosos diferentes comunicados entre sí y cada uno puede producir hacia el pozo.

Los siguientes sistemas pueden comportarse como de doble permeabilidad:

- Yacimientos con múltiples capas y contraste de permeabilidad baja.
- Múltiples zonas separadas por capas impermeables.
- Terminación parcial.

El análisis de presión en régimen transitorio se utiliza para determinar en los pozos, el cambio de presión con respecto al tiempo. Considerando que los pozos pueden ser: no estimulados, estimulados o fracturados (sustentantes o gravados con ácido), lo cual

representa diferentes regimenes de flujo que afectan el comportamiento de la presión, por tal motivo es necesario entender los diversos sistemas de flujo que existen cerca del pozo. Estos sistemas de flujo son:

- Flujo Radial.
- Flujo Lineal.
- Flujo Bilineal.
- Flujo elipsoidal (pozos horizontales)

Flujo Radial.- Si el pozo penetra completamente la zona productiva, las líneas de flujo en todas las elevaciones de la zona porosa alrededor del diámetro interior del pozo serán radiales. El flujo radial converge en el caso de pozos productores y diverge en los inyectores. Ver figura IV.17

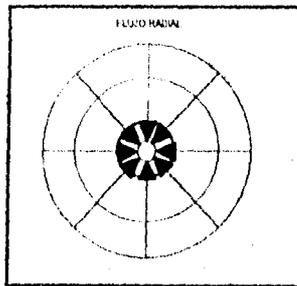


Fig IV.17 Flujo radial

Flujo lineal.- Los pozos con fracturas hidráulicas pueden presentar flujo lineal desde la roca matriz hacia la fractura y de ésta hacia el interior del pozo

Cuando un pozo tiene fracturas de alta capacidad de flujo (> 200) el factor dominante para el flujo hacia el pozo es el flujo desde la matriz a la fractura, siendo insignificante la caída de presión en la misma. Este sistema de flujo se denomina flujo lineal ver Fig IV.18

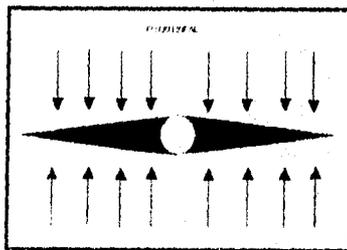


Fig IV.18 Flujo lineal

Flujo Bilineal.- Cuando el flujo en un pozo con baja conductividad depende tanto del flujo lineal de la roca matriz hacia la fractura, y de la fractura al pozo se denomina flujo bilineal ver Fig IV 19

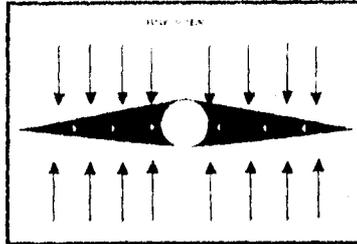


Fig IV.19 Flujo bilineal

En la práctica, el comportamiento básico de un yacimiento (bien sea homogéneo, de doble porosidad o doble permeabilidad) funciona rara vez a solas. En la mayoría de las pruebas de variación de presión, la respuesta de presión se ve afectada por los límites internos y externos, además del comportamiento básico del yacimiento

Límites Internos.- El límite interno de un yacimiento es controlado por los efectos de las siguientes condiciones:

Almacenamiento en el interior del pozo.

Daño.

Fracturas

Penetración parcial.

a) El almacenamiento (27) o llenado del pozo.- es un efecto que altera el comportamiento de la presión durante los tiempos cortos. Cuando se cierra un pozo en la superficie, la formación continúa aportando fluido durante algún tiempo. En forma inversa, cuando un pozo se abre en la superficie, el flujo inicial se debe a los fluidos almacenados en el agujero y posteriormente del proveniente de la formación.

Durante el periodo de cierre, la recuperación de la presión inicial se ve afectada por la expansión de la tubería y por la compresión del fluido en la misma. El almacenamiento o llenado del pozo puede originarse por compresión o expansión de los fluidos, de la tubería y por cambio de nivel del líquido en el pozo. Cada pozo tiene una constante de almacenamiento (C) que representa el cambio de volumen del fluido en la tubería con la presión. Matemáticamente se expresa como:

Para un pozo lleno de fluido monofásico:

$$C = C_w V_w$$

Para un pozo con nivel variable de líquido:

$$C = \frac{V_u}{\frac{\rho}{144} \frac{g}{\theta_c}}$$

Donde

C = Constante de almacenamiento del pozo

C_w = Compresibilidad del fluido en el pozo

V_w = Volumen del pozo

V_u = Volumen del pozo por unidad de longitud

P = Densidad del fluido en el pozo

Los valores típicos de C son:

C = 0.001 Bls / Psi para pruebas con cierre en el fondo.

C = 0.1 Bls / Psi para pruebas con cierre en la superficie.

C = 0.05 Bls / Psi para pruebas con nivel de líquido.

En términos adimensionales, el coeficiente de almacenamiento se define como:

$$C_D = \frac{0.894 C}{\phi C_t h r_w^2}$$

Para tiempos cortos, como el gasto de producción se debe principalmente a los fluidos almacenados en el pozo, se tiene:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D}$$

Por lo tanto, una gráfica de $\text{Log } P_D$ vs $\text{Log } t_D$ da una línea recta de pendiente unitaria cuando $C_D > 0$. (ver figura IV.20). El tiempo en el cual han cesado los efectos de almacenamiento, es decir, cuando $C_D = 0$ puede calcularse con:

$$t_D \geq (60 + 3.55) C_D$$

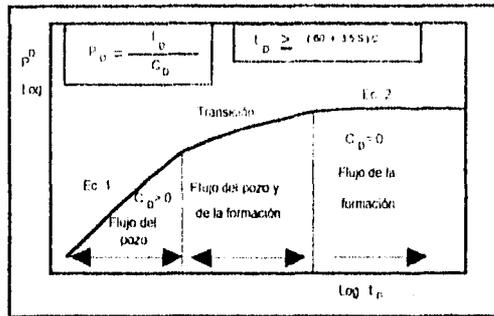


Fig IV.20

b) El factor de daño (28) total.- es la combinación del daño mecánico y los pseudo daños y se obtiene directamente del análisis de las pruebas de presión.

El daño mecánico.- se define como una zona infinitamente delgada que origina una caída de presión en estado estacionario.

Los pseudo daños.- comprenden situaciones tales como fracturas, penetración parcial, turbulencia, efectos multifásicos y grietas que interceptan el pozo. Los pseudo daños se diferencian del daño infinitesimal, debido a que los primeros penetran la formación y originan caídas de presión transitoria que se vuelven estables sólo después de cierto tiempo de producción.

Los valores típicos de algunos factores de daño son los siguientes:

- S > 20 para penetración parcial.
- S = - 3 para grietas no deterioradas.
- S = - 6 para grietas acidificadas.

c) Una fractura.- Es una grieta que puede ser provocada a partir del diámetro interior del pozo por una fuerza hidráulica, o por fuerzas geoestáticas de la formación. Las fracturas afectan el comportamiento de la presión en los límites internos. Por contraste, las grietas son fracturas naturales que se entrecruzan con el diámetro interior del pozo y se extienden hacia la formación ver Fig IV.21

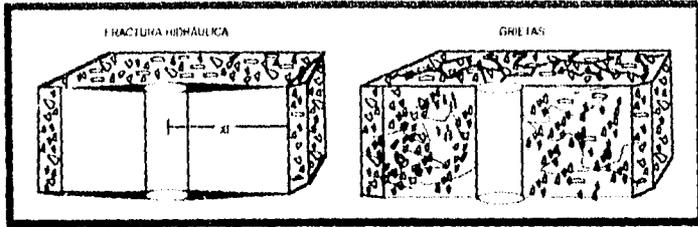


Fig IV.21 Fractura

d).- La penetración parcial.- ocurre cuando el pozo ha sido perforado parcialmente a través de intervalos de producción o cuando sólo parte del intervalo tiene perforaciones abiertas como se muestra en la Fig IV.22

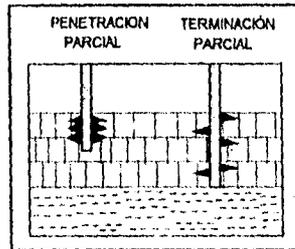


Fig IV.22 Penetración parcial

Límites Exteriores.- El radio de drenaje de un pozo se considera igual al radio de un círculo cuya área es aproximadamente igual al área drenada por el pozo. Si únicamente hay un pozo en el campo, su radio de drenaje se extenderá hasta los límites exteriores del yacimiento. En el análisis de pruebas de variación de presión, se contemplan dos condiciones de límite externo y son:

- Límite exterior a presión constante.
- Límite exterior cerrado o sin flujo.

El límite exterior de presión constante.- en ellos la presión se mantiene constante en el límite del área de drenaje, como por ejemplo yacimientos con mecanismos de inyección de agua o con un acuífero activo.

El límite exterior cerrado o sin flujo.-Puede atribuirse a las barreras impermeables en el límite del área de drenaje, o a discontinuidades tales como fallas. Un yacimiento con límite exterior cerrado nunca podrá alcanzar un estado estable ya que no habrá sustitución del fluido extraído, sin embargo, estos yacimientos sí alcanzan el límite exterior a tiempos tardíos, un estado en el que el cambio de presión con el tiempo es constante y depende de la geometría del yacimiento.

Básicamente las pruebas de variación de presión consisten en la medición del gasto y la presión del pozo, ajustando un modelo matemático para su interpretación, por lo que se clasifican en:

- Pruebas de Incremento.
- Pruebas de Decremento.
- Pruebas de Interferencia.
- Pruebas a Gasto Múltiple.
- Pruebas Fall Off.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Cada tipo presenta ciertas ventajas y limitaciones, las cuales resultan importantes para interpretar sus resultados correctamente.

IV.2.1. Pruebas de incremento

Consisten en cerrar el pozo, después de un periodo de producción a gasto constante, o durante un tiempo suficiente para lograr una distribución de presiones estabilizadas, esta condición es importante debido a que si no se cumple los datos calculados serían erróneos o requerirán la aplicación de otras técnicas de interpretación.

La figura IV.23 muestra una gráfica de una prueba de incremento, en la cual la presión es medida inmediatamente después de haber cerrado el pozo, donde sus mediciones son grabadas como una función del tiempo, durante el período que permanece cerrado el pozo.

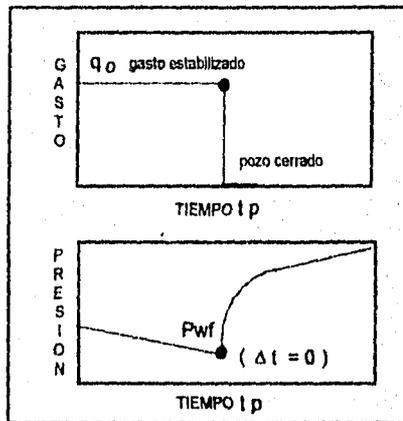


Fig IV.23 Pruebas de incremento

El resultado de las mediciones de presión es la curva de incremento de presión que se presenta en la Fig IV.24, donde es analizada para estimar las condiciones del pozo y del yacimiento.

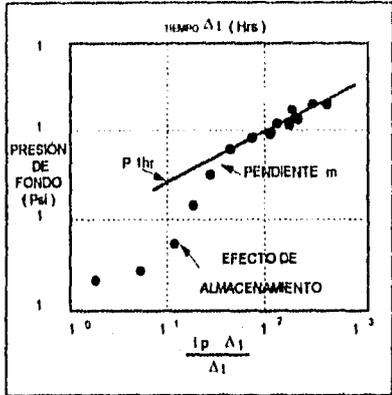


Fig IV.24 Curva de incremento de presión

las técnicas de análisis para la interpretación de las curvas de incremento son llevadas a cabo mediante los siguientes métodos:

- Método de Horner
- Método MDH.
- Método de García-Raghavan.
- Método de Curvas Tipo.
- Método de Muskat.

los cuales se diferencian unos de otros debido a las condiciones iniciales y de frontera considerada para la solución de la ecuación de difusividad.

Método de Horner.- Este método (29) no considera los efectos de almacenamiento, ni el tiempo de producción del pozo, y únicamente toma en cuenta el gasto antes del cierre, por lo que aplicando el principio de superposición en el tiempo y haciendo la consideración de que el yacimiento es infinito, se obtiene la solución de la ecuación de difusión, quedando como se indica:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6 q_o \beta_o \mu}{k h} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

Horner establece que si se grafican los datos de presión P_{ws} vs $\log \{ (t_p + \Delta t) / \Delta t \}$, se obtiene una línea recta cuya pendiente (m) es inversamente proporcional a la permeabilidad de la formación. Al extrapolar esta línea recta hasta la ordenada de origen $\Delta t = 0$, se encuentra el valor de la P_i , (Presión inicial la cual es válida para periodos cortos de producción y cuando se considera al yacimiento como infinito

El valor de t_p debe estimarse como sigue:

$$T_p = 24N_p/q \quad \text{Donde} \quad T_p = \text{Tiempo de producción (horas)}$$

$$N_p = \text{Volumen de la producción acumulada (bls)}$$

$$q = \text{Gasto (bls/día)}$$

La figura IV.25 mostrada a continuación es conocida como gráfica de Horner.

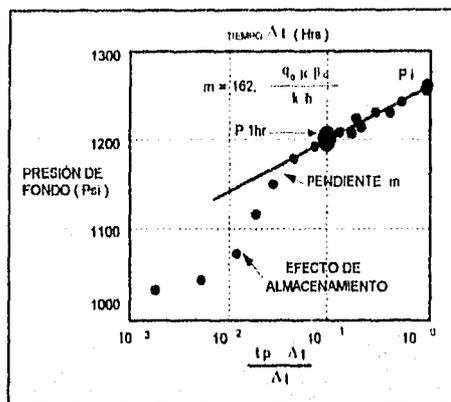


Fig IV.25 Gráfica de Horner

La pendiente medida de la línea recta en la gráfica de Horner es utilizada para calcular la permeabilidad de la formación como sigue:

$$k = 162.6 \frac{q \mu \beta_0}{m h}$$

El método de Horner también considera la solución de la ecuación de difusividad para el caso en que el yacimiento es finito, para lo cual básicamente la ecuación es la misma, como se muestra a continuación.

$$P_{ws} = P^* - \frac{162.6 q_b \beta_o \mu}{k h} \text{Log} \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

siendo $P^* < P_i$ debido a los efectos de frontera.

Para tiempos cortos los datos de presión presentan una desviación de la línea recta en la gráfica semilogarítmica, ocasionada por los efectos de daño y almacenamiento en el pozo.

El efecto del daño se ha considerado como un factor que es directamente proporcional a la caída de presión en la zona dañada de la formación

$$\Delta P_s = \frac{q \mu}{2 \pi k h} S$$

El efecto de daño total (S), que altera la permeabilidad alrededor del pozo, se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$S = 1.151 \left\{ \frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \text{Log} \left(\frac{k}{\phi \mu c_l r_w^2} \right) + 3.2275 \right\}$$

Donde P_{wf} es la presión de fondo fluyendo, medida antes de cerrar el pozo (cuando $Dt = 0$) y P_{1hr} es la presión de incremento obtenida sobre la porción recta una hora después del cierre.

Por otro lado, con este método también es posible determinar el radio efectivo del pozo y la eficiencia de flujo de la siguiente manera:

$$r_w = r_w e^{-S}$$

$$E.F. = \frac{\bar{P} - P_{wf} - \Delta P_s}{\bar{P} - P_{wf}}$$

donde el valor de $P_{1hr} = P^*$ debe tomarse de la extrapolación de la línea recta al punto donde $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$

En una prueba de incremento de presión los efectos de llenado del pozo, pueden definirse por medio de una gráfica Log- Log de ($P_{ws} - P_{wf}$) vs Δt . A tiempos cortos se define una línea recta de pendiente unitaria y eligiendo un punto sobre esta línea se puede calcular el coeficiente de almacenamiento con la ecuación:

$$C = \frac{q \beta \Delta t}{24 \Delta p}$$

Método MDH (Miller, Dyes and Hotchinson).- Este método (29) de análisis de datos de variación de presión se basa en la solución de la ecuación de difusividad para un yacimiento finito, cuando el tiempo de cierre del pozo es pequeño comparado con el tiempo de producción antes del cierre, es decir $\Delta t \ll t_p$. El método establece que el incremento de presión puede representarse mediante la ecuación

$$P_{ws} = P_{lhr} + m \log \Delta t$$

La ecuación anterior, representa una línea recta al graficar P_{ws} vs $\log \Delta t$. La pendiente de esta línea recta (m) es :

$$m = \frac{162.6 q \beta_o \mu}{k h}$$

Los parámetros de cálculo obtenidos con este método son la permeabilidad k , el daño S , y la caída de presión por daño ΔP_s , que se calculan de la misma manera que en el método de Horner.

Método de García-Raghavan.- Esta técnica (30) es útil para analizar aquellas pruebas de variación de presión, donde los datos están afectados por el almacenamiento, en el cual la duración de la prueba no fue suficiente para alcanzar la línea recta semilogarítmica. Este método se basa en una correlación entre las pendientes de dos líneas rectas en función del coeficiente de almacenamiento adimensional (C_D), y del factor de daño (S).

$$\frac{m \text{ (aparente)}}{m \text{ (verdadera)}} = 0.834 \log C_D e^{2S} + 0.7462$$

donde m aparente es la pendiente máxima de la línea recta trazada a través de los datos de tiempo en la etapa de almacenamiento del pozo, y m verdadera es la pendiente de la recta semilogarítmica, siendo esta relación de pendientes válida cuando en el pozo existe

un daño $S > 0$. La figura IV.26 muestra esquemáticamente el trazo de ambas rectas para establecer la relación de pendientes.

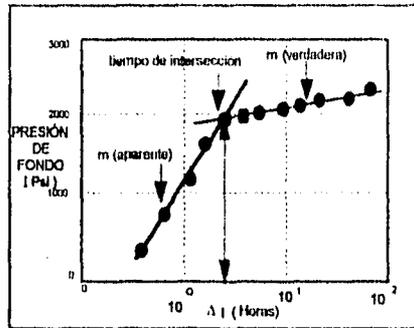


Fig IV.26

Para calcular la permeabilidad se necesita suponer el valor del daño S , lo que convierte al método en un proceso iterativo de ensayo y error, para lo cual se apoya en el tiempo de intersección entre las dos rectas con C_d y S .

$$CD = (0.05859 - 0.004259 S + 0.0001112 S \Delta t^*_D)^{0.97}$$

DONDE:

$$\Delta t^*_D = \frac{0.0002637K}{\Phi \mu C_t r_w^2} \Delta t^*$$

Δt^* es el tiempo de intersección en horas, que definen un punto a través del cual ambas líneas de máxima pendiente y la de pendiente verdadera pasan, con lo que es posible calcular la permeabilidad con las mismas ecuaciones antes mencionadas.

Método de curvas tipo.- Cuando una prueba de variación de presión es muy corta, tal que al graficar los datos de presión contra el tiempo en papel **Log-Log**, no se llega a establecerse la línea recta, se recomienda utilizar la técnica de análisis mediante el ajuste de curvas tipo (29). Las curvas tipo son una familia de curvas, elaboradas a partir de variables adimensionales, en las cuales se tiene graficado la P_D vs T_D .

Las curvas tipo representan la solución de la ecuación de difusión en forma adimensional considerando de manera simultánea los efectos de almacenamiento y daño.

En general, este método se aplica a todos los tipos de pruebas de variación de presión en los cuales P_D y T_D son conocidas, tales como pruebas de incremento, decremento e interferencia.

Procedimiento de Análisis:

1. Seleccione la curva tipo adecuada.
2. Superponer un papel transparente sobre la curva tipo elegida, trazar las líneas principales de la malla y marcar las escalas de la curva tipo en el papel transparente.
3. Usando la malla de la curva tipo, graficar los datos de Δp y Δt , para obtener la curva de datos, de tal manera que ambas tengan la misma escala. Los datos ajustados se usan para estimar las propiedades de la formación.
4. Si en la curva de datos los primeros puntos caen sobre una línea recta de pendiente unitaria, se puede estimar el coeficiente de almacenamiento adimensional C_D .
5. Deslizar el papel transparente de la curva de datos, manteniendo paralelos los ejes principales, hasta que la curva de datos se ajuste a una de las curvas tipo.
6. Elija un punto de ajuste y registre sus coordenadas sobre ambas curvas, como $(\Delta t, \Delta p, T_D \text{ y } P_D)$.
7. También se define el inicio aproximado de la línea recta semilogarítmica cuando $C_D = 0$.
- 8.- Con los datos del punto de ajuste, calcule la permeabilidad y el producto ϕC_t , por medio de:

$$k = 141.2 \frac{q \beta_o \mu (P_D)}{h (\Delta P)}$$

$$\phi C_t = \frac{0.0002637 k (\Delta t_D)}{\mu r_w^2 (t_D)}$$

9. El valor del daño se obtiene leyendo directamente de la curva tipo.

Las curvas tipo comúnmente empleadas, son las siguientes:

Curva tipo para pozos con almacenamiento y daño en un yacimiento infinito y homogéneo (Gringarten).

Curva tipo para pozos con almacenamiento y daño en yacimientos de doble porosidad (Bourdet y Gringarten).

Curva tipo para pozos con fractura vertical de conductividad finita en yacimientos de comportamiento homogéneo (Cinco Ley).

Curva tipo para pozos con fractura vertical de flujo uniforme en yacimientos rectangulares cerrados y de comportamiento homogéneo (Gringarten).

Método de Muskat.- Se basa en la solución de la ecuación de difusión considerando al yacimiento cilíndrico y limitado, una vez que se han sentido los efectos de frontera, la ecuación encontrada es :

$$\text{Log}(\bar{P} - P_{ws}) = \text{Log} \left(118.6 \frac{q B_o \mu}{K h} - \frac{K \Delta t}{\mu \phi C_t r_e^2} \right)$$

De la cual, al graficar el $\log (P - P_{ws})$ vs Δt , se obtiene una línea recta cuya pendiente es:

$$b = \frac{0.00168 k}{\mu \phi C_t r_e^2} \text{ ciclos/hora}$$

Y la ordenada al origen es:

$$\beta = 118.6 \frac{q \beta_o \mu}{k h}$$

con los cuales se puede calcular la permeabilidad de la formación y el volumen drenado por el pozo respectivamente.

En la mayoría de los casos no se conoce la presión media (P^-), por lo que debe obtenerse por ensayo y error, hasta que la presión media correcta de por resultado una línea recta.

IV.2.2 Pruebas de decremento

Consisten en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de flujo, en el cual el pozo se cierra para estabilizar la presión en el yacimiento, mientras se

baja el equipo de medición, antes de iniciar el periodo de flujo, con sus subsecuentes mediciones de presión. Ver Fig IV.27

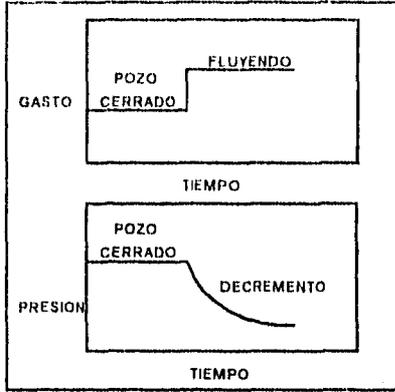


Fig IV.27
Prueba de decremento

En este tipo de pruebas al igual que la de incremento, también se obtiene información acerca de la permeabilidad del yacimiento, el factor de daño y del volumen del yacimiento. Normalmente, estas pruebas se recomiendan en la etapa inicial de explotación del yacimiento, pudiendo tomarse después de una prueba de incremento en yacimientos ya explotados para comprobar los valores de las variables calculadas en dichas pruebas.

Las técnicas de análisis para las pruebas de decremento están basadas en las mismas relaciones de flujo, que en las pruebas de incremento, es decir, la solución de la ecuación de difusión para flujo radial en un medio poroso que se encuentra lleno con un fluido ligeramente compresible

En esta ocasión se tratan los métodos que son aplicables durante los diferentes periodos de flujo (Fig IV.28), que a continuación se mencionan: (26)

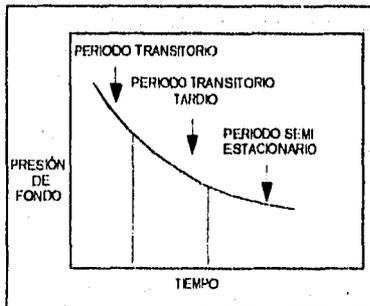


Fig IV.28

Periodo Transitorio.- Comprende desde el momento que se inicia la prueba, hasta que en el fondo del pozo se registra la perturbación reflejada por la frontera externa del pozo, es decir, cuando se deja sentir en los límites de su área de drené, este tiempo se evalúa como:

$$t = \frac{0.1 (\mu \phi C_t r_e^2)}{0.00264 k}$$

El cual se interpreta como el tiempo necesario en el que el pozo debe fluir para considerar terminado dicho periodo.

Para el análisis de cada periodo de flujo se utilizan varias ecuaciones que son aplicables a diferentes tipos de yacimientos, la ecuación para este periodo es :

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 q B_o \mu}{k h} \left(\log \frac{k t}{\mu \phi Q_w^2} \right) - 3.23 + 0.87 S$$

la cual genera una línea recta al graficar **Pwf vs log t** , cuya pendiente es:

$$m = \frac{162.6 q B_o \mu}{k h}$$

con lo que además se puede conocer la permeabilidad **k**, de la formación, a partir de la pendiente de la recta.

El valor del daño "S" se calcula, haciendo **Pwf = P1Hr** , la cual se obtiene extrapolando la línea recta sobre la curva en el papel logarítmico. La formula para obtener el daño es:

$$S = 1.15 \left(- \frac{P_i - P_{1hr}}{m} - \log \frac{k l}{\mu \phi C_t r_e^2} + 3.23 \right)$$

En esta ecuación se involucran los efectos provenientes de las condiciones de flujo inestables que inicialmente prevalecen en la tubería de producción , la expansión y descarga de los fluidos contenidos en el espacio anular, cuando no existe empacador en el aparejo de producción, y la alteración de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la presencia de fluidos extraños en el mismo. La figura IV.29 muestra una curva típica de una prueba de decremento.

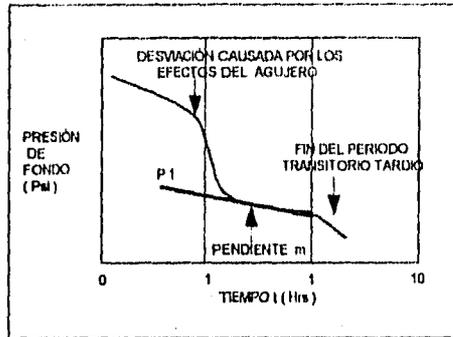


Fig IV.29
Prueba de decremento

En la gráfica anterior, el factor de daño "S", se manifiesta por la curvatura del tramo inicial, posteriormente los datos de presión se ajustan a una línea recta la cual se aprovecha para el análisis de ese periodo. Cuando se presenta un cambio en la pendiente de la recta, es indicativo de la terminación del periodo transitorio.

Periodo Transitorio Tardío.- Este periodo corresponde a un tiempo de transición entre el flujo transitorio y el flujo estacionario o semiestable, evaluando su tiempo de duración con la siguiente ecuación:

$$t = \frac{\mu \phi C_t r_e^2}{0.0088 k}$$

La ecuación que se utiliza para evaluar el comportamiento de la presión durante este periodo de flujo es la siguiente :

$$\text{Log}(P_{wt} - P_m) = \text{Log} \frac{118.6 \mu q}{kh} - 0.0016 \frac{kt}{\mu \phi C_t r_e^2}$$

y

$$P_m = P_1 - \frac{q \mu}{6.2832 kh} \left\{ \ln(r_e/r_w) - \frac{3}{4} + S \right\}$$

Para el análisis de este periodo se construye una gráfica de $\log (P_{wf} - P_m)$ vs t , suponiendo valores de P_m , hasta obtener una recta, para lo cual se deben escoger los valores de P_m más altos de todos aquellos que permitieron ajustar la línea recta. Si al tomar un valor de P_m se obtiene una línea curva cóncava hacia abajo, esto es indicativo de que la P_m supuesta es muy grande, y al contrario si la P_m es pequeña, la curva dará una concavidad hacia arriba. Para lo cual se ejemplifica con la figura IV.30

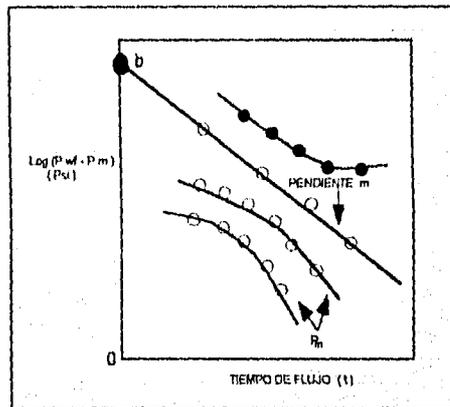


Fig IV.30

Definiendo a m y b como:

$$m = \frac{118.6 q \beta_o \mu}{k h}$$

$$b = 0.00168 \frac{k t}{\mu \phi c_t r_e^2}$$

Con estas ecuaciones se puede calcular el volumen poroso como sigue:

$$V_p = (0.1115 \beta_o q) / (m b c_t)$$

Por otro lado, si de antemano se conoce la presión media del yacimiento, es posible calcular el daño a partir de la ecuación :

$$S = 0.84 \frac{P_i - P_{1hr}}{b} \left(\ln r_e / r_w + 3/4 \right)$$

Mientras que la caída de presión por daño será:

$$\Delta P_s = \frac{b S}{0.84}$$

con la cual se puede determinar la eficiencia de flujo como:

$$E.F. = \frac{\bar{P} - P_{wf} - \Delta P_s}{\bar{P} - P_{wf}}$$

Además si la transmisibilidad ($k h / m$) y el factor de daño calculado con la información derivada del periodo transitorio son similares a los obtenidos en el periodo transitorio tardío, el volumen poroso calculado se puede considerar como correcto.

Periodo Semi-Estacionario.- Cuando una prueba de decremento es realizada con suficiente tiempo en su duración, tal que se alcanza el estado semi-estable en el comportamiento de flujo del pozo, la presión de fondo estática P_{ws} , esta dado por :

$$P_i - P_{wf} = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left(\frac{2 k t}{\mu \phi C_t r_e^2} + \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right) / 4$$

o también:

$$P_i - P_{wf} = \frac{q t}{\pi \phi C_t h r_w^2} + \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left(\ln r_e / r_w + S - 3/4 \right)$$

Como los valores de S y k son desconocidos, en este periodo lo que se puede determinar es el producto $k h$. Otra de las contribuciones de importancia es que permite determinar el volumen del yacimiento que drena hacia el pozo (V_p).

Para obtener el (V_p), se grafican los datos de Pwf vs t , lo que genera una línea recta de pendiente (BL) es igual a:

$$BL = \frac{q}{\pi \phi C_t h r_w^2}$$

Una vez determinada la pendiente es posible calcular el volumen drenado con la siguiente ecuación:

$$V_p = 0.0418 \frac{q \beta_o}{BL C}$$

Cuando estas pruebas son corridas con el propósito de conocer el volumen del yacimiento del yacimiento que drena hacia el pozo, se conocen como " **Pruebas de Límite del Yacimiento** ", y son aplicables en el caso de yacimientos nuevos, en pozos exploratorios, para determinar la forma de explotación del mismo.

IV.2.3. PRUEBAS DE INTERFERENCIA

Cuando en un yacimiento existen varios pozos y uno de ellos es cerrado para monitorear el comportamiento de la presión en el mismo, mientras que los otros permanecen produciendo, a este tipo de pruebas se conocen como pruebas de interferencia, el nombre viene dado de la caída de presión que causa la producción de los demás pozos sobre el pozo de observación.

Estas pruebas proporcionan información (29) acerca de las propiedades del yacimiento, las cuales no pueden ser obtenidas de las pruebas de decremento o incremento ordinarias.

Por principio de cuentas, se puede determinar la conductividad del yacimiento, que corresponde a la porción del yacimiento localizada en el pozo de observación que esta siendo afectado por el área de drene de los demás pozos. Otras aplicaciones a las pruebas de interferencia, es la determinación de los patrones de flujo preferenciales en el yacimiento, que se determinan al abrir selectivamente los pozos alrededor del pozo de observación.

Las bases matemáticas para las pruebas de interferencia fueron presentadas por Theis (1) en 1935. el siguiente método usa las mismas ecuaciones básicas pero difieren en cuanto

a la forma de análisis, el cual esta basado en el efecto de superposición de la producción de cada pozo, sobre el pozo en observación. Usando la solución de la ecuación de línea fuente, se puede obtener que la presión en el pozo en observación, debida a la producción de los otros, esta dada por:

$$P_{ws} = P^* - \frac{q\mu B}{Kh} \text{Log} \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} + \left\{ \frac{q\mu B}{Kh} \right.$$

$$\frac{q_1}{q} \epsilon_i \frac{(-\phi\mu Ca_1^2)}{0.00105Kt_1} + \frac{q_2}{q} \epsilon_i \frac{(-\phi\mu Ca_2^2)}{0.00105Kt_2}$$

$$+ \dots \left. \right\}$$

Donde

q es el gasto del pozo en observación antes del cierre del mismo

q_1 es el gasto del pozo No. 1

q_2 el gasto del pozo No. 2, etc.

t_1, t_2 , son los tiempos totales de producción de los pozos 1 y 2, respectivamente
 a_1 y a_2 , son las distancias respectivas de los pozos 1 y 2 al pozo de observación.

El termino logarítmico en la ecuación representa el efecto de la producción y cierre del mismo pozo de observación, el termino ϵ_i , representa la caída de presión causada por los pozos en producción sobre el pozo en observación, localizados a las distancias a_1 y a_2, \dots del pozo en estudio. En este caso los tiempos de producción también son considerados como :

$$t_p = \frac{N_p}{q}$$

para el caso de t_1 y t_2, \dots

Los cuales tienen mejores aplicaciones cuando los gastos de producción son constantes durante el tiempo que dura la prueba.

La ecuación de P_w es aplicable cuando el pozo produce arriba de la presión de burbuja, en el caso de tener una presión inferior a esta, se deberá incluir en la ecuación la relación de movilidades y la de compresibilidad, la figura IV.31 muestra un ejemplo de una prueba de interferencia.

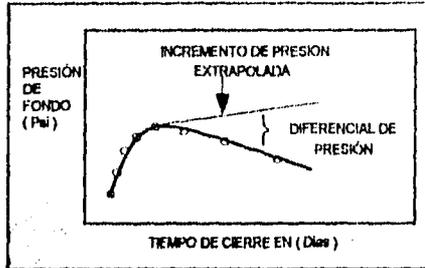


Fig IV.31

Prueba de interferencia

La línea recta que representa la presión, se obtiene por la extrapolación de la porción lineal de la gráfica logarítmica, como lo muestra la figura IV.32 en la cual para el último dato se tiene una diferencial de presión de 148 psi, que corresponden a la diferencial de la línea de presión extrapolada.

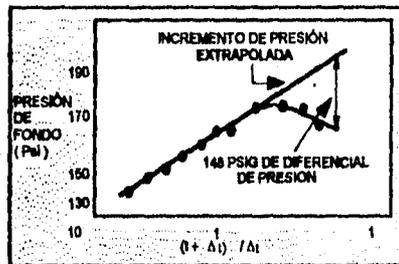


Fig IV.32

Prueba de interferencia

Matemáticamente esa diferencia corresponde a la suma de la función error o e_i como se vio en la ecuación de P_{ws} al inicio de esta sección, en la cual los dos primeros términos de la derecha corresponden a la extrapolación de la línea recta y el término de la izquierda representa la presión observada. Esa ecuación también se puede escribir como:

$$P_{ext} - P_{obs} = \frac{-m}{2.303} \left\{ \frac{q_1}{q} E_i \left(\frac{-\mu C \phi_1^2}{0.00105 k h} \right) + \frac{q_2}{q} E_i \left(\frac{-\mu C \phi_2^2}{0.00105 k h} \right) + \dots \right\}$$

Los términos del lado derecho en esta ecuación, representan la caída de presión calculada en el pozo de observación debido a la producción de los pozos 1,2,etc.

IV.2.4. PRUEBAS A GASTO MULTIPLE

Las pruebas realizadas en pozos de gas, generalmente caen dentro de esta categoría, aunque también son aplicables a pozos de aceite, este método es útil en el caso de pozos fluyentes, donde no es económicamente factible el cierre del pozo, para permitir la estabilización de la presión y efectuar una prueba de incremento o decremento. En estos casos se puede obtener la respuesta de la presión, causada por el cambio en el gasto. La interpretación y análisis de esos datos permite estimar la permeabilidad, el factor de daño y la presión media del yacimiento.

Las ecuaciones generales de análisis para las pruebas a gasto múltiple se basan en el mismo principio que las pruebas de decremento, solo que en este caso se dividen en pequeños intervalos de tiempo en los cuales se considera el gasto constante.

La caída de presión durante el periodo inicial esta dada por la siguiente ecuación

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6 q \mu \beta_o}{k h} (\text{Log } t + S)$$

donde :

$$S = \text{Log} \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} - 3.32 + 0.87 S^*$$

y aplicando el principio de superposición en el tiempo, se tiene que:

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6 \mu \beta_o}{k h} \left\{ (q_1 \text{Log } t + S) + (q_2 - q_1) \text{Log} (t_2 - t_1) + S \right\}$$

en forma general:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} = \frac{162.6 \mu \beta_o}{k h} \sum_{j=1}^n \left\{ \frac{\Delta q_j \text{Log} (t - t_{j-1})}{q_n} \right\} + \left\{ \frac{162.6 \mu \beta_o}{k h} \left(\text{Log} \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} - 3.32 + 0.87 S \right) \right\}$$

Donde:

$$\Delta q_j = q_j - q_{j-1}, \Delta q_1 = q_1, \Delta q_l = q_l \text{ Y to } \infty = 0$$

Si graficamos:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} \text{ vs } \sum_{j=1}^n \left\{ \frac{\Delta q_j}{q_n} \text{ Log} (t - t_{e_j}) \right\}$$

se obtiene una linea recta de pendiente m' .

$$m' = \frac{162.6 \mu \beta_o}{k h}$$

y la intersección de esta con la ordenada al origen proporciona el valor b' ;

$$b' = \frac{162.6 \mu \beta_o}{k h} \left(\text{Log} \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} - 3.32 + 0.87 S \right)$$

Una vez obtenidos los valores de m' y b' es posible determinar los parámetros de permeabilidad, y el daño, siendo este ultimo calculado como:

$$S = 1.151 \left\{ \frac{b'}{m'} - \text{Log} \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.32 \right\}$$

El inconveniente de este método de análisis es el desconocimiento de la presión al inicio de la prueba, siendo su valor estimado por medio de ensaye y error, obteniéndose el valor correcto cuando la gráfica produzca una línea recta como la mostrada en la figura IV.33

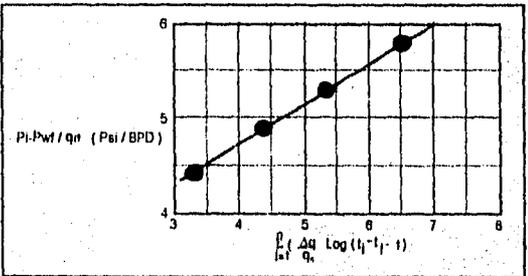


Fig IV.33
Pruebas a gasto multiple

la figura IV.34 que representa el comportamiento de la presión contra el tiempo en una prueba a gasto múltiple se esquematiza a continuación.

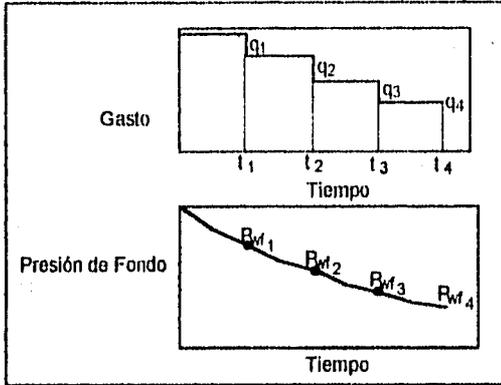


Fig IV.34
Prueba a gasto múltiple

IV.2.5. PRUEBAS FALL OFF

Este tipo de pruebas son aplicables al análisis del comportamiento de la presión en pozos inyectoros, debido a que es de vital importancia estimar las características del yacimiento, como son permeabilidad, daño y presión estática alrededor del pozo, que permitan estimar la relación futura entre el gasto y la presión de inyección.

En pozos inyectoros es natural intentar determinar las propiedades de la formación cercanas al pozo usando los métodos de análisis de incremento de presión.

Las consideraciones básicas para estas pruebas son las mismas que para las pruebas de incremento, en este caso el comportamiento de la presión es descrito por la siguiente ecuación: (29)

$$P_{ws} = P_i + \frac{i \mu}{4 \pi k h} \ln \left(\frac{t_p + \Delta T}{\Delta T} \right) + Cte$$

Es decir, que una gráfica de P_{ws} vs $(t_p + \Delta T) / \Delta T$ da una línea recta, cuya pendiente puede ser interpretada en términos de $k h$, como en una prueba de incremento. El daño se obtiene de la misma forma que en las pruebas de incremento, diferenciándose únicamente

en la manera de calcular la presión media y la eficiencia de flujo, ya que la presión media depende de la distribución de presiones.

para este caso $P_e = P_m$ y considerando al yacimiento circular, el área esta dada por:

$$A = \pi r_e^2$$

En general para ambas condiciones se ha encontrado que el comportamiento de la presión en pozos inyectoros esta dado por:

$$P_{ws} = P_e + b_1 e^{-\beta_1 \Delta t}$$

una vez calculados los valores de la pendiente y la ordenada al origen es posible estimar la permeabilidad como:

$$k = \frac{j \mu}{b_1 h} \left(\frac{1 - C_1 - C_2}{(1 - C_3)^2} \right) f(0)$$

las constantes C_1 , C_2 , C_3 son calculadas como se indica a continuación:

a) Si los efectos de la presión de inyección permanecen después de suspendida esta, utilice las siguientes expresiones:

$$C_1 = 0.0538 \frac{\beta_1 b_1 C_w (P_w - P_i)}{j p}$$

$$C_2 = 0$$

$$C_3 = \frac{(P_w - P_e)}{b_1} C_1$$

b) Si los efectos de la presión de inyección no son considerados, utilice:

$$C_1 = 0.0538 \frac{d^2}{i} \frac{\beta_1 b_1}{p}$$

$$C_2 = \frac{P_1}{b_1} C_1$$

$$C_3 = \frac{(P_w - P_a)}{b_1} C_1$$

y en el caso de q;

$$\theta = \frac{C_1 (1 - C_3)}{2 (1 - C_1 - C_2)}$$

Una vez obtenido el valor de q y utilizando la gráfica IV.35 se obtiene la función f (q), para posteriormente calcular la permeabilidad.

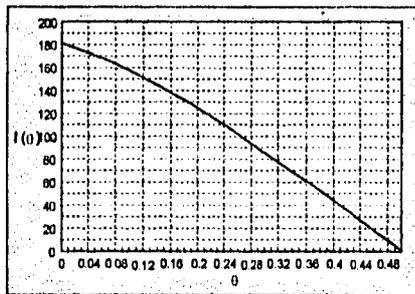


FIG IV.35

Cuando los valores de las constantes C y q son muy pequeños, la función f (q) puede considerarse igual a 181 y la permeabilidad se calcula con la siguiente ecuación:

$$k = 181 \frac{\mu}{b_1 h}$$

La figura IV.36 ilustra una curva típica obtenida al graficar los datos de presión contra tiempo

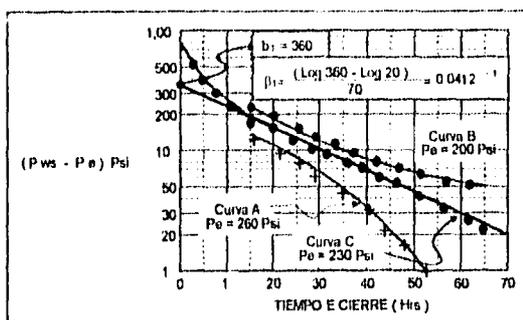


Fig IV.36
Curva de pruebas fall off

La selección del método para la toma de información, dependerá de las condiciones del pozo y estado de producción del mismo.

Nomenclatura empleada:

- a1 y a2 Distancia del pozo productor al de observación (pies).
- b Ordenada al origen para un Δt (ciclos/hr)
- C Es el coeficiente de almacenamiento (Bls / Psi).
- Ct Compresibilidad total (psi -1).
- CD Coeficiente de almacenamiento (adims)
- Cw Es la compresibilidad isotérmica del fluido (Psi -1).
- ΔtD Incremento de tiempo adimensional.
- ΔP_s Caída de presión por daño (psi).
- E.F. Eficiencia de flujo dimensional.
- h Espesor de la formación (pies).
- i Gasto de inyección (BPD).
- k Permeabilidad de la formación (md).
- N_p Producción acumulada (Bls).
- m Pendiente de la sección recta sobre la gráfica logarítmica (Psi / ciclo).
- P_{ws} Presión de fondo estática (psi).
- P_{wf} Presión de fondo fluyendo (psi).
- P_m Presión media del yacimiento (psi).
- P_e Presión de inyección (psi).
- P_i Presión inicial del yacimiento (psi).
- P_{obs} Presión observada en el pozo inyector (psi).
- P_{ext} Presión externa en el pozo inyector (psi).
- q Gasto (BPM).
- re Radio de drene del pozo (pies).
- rw Radio del pozo (pies).
- $r'w$ Radio efectivo del pozo (pies).
- S Factor de daño

- tp Tiempo de producción (horas).
- Vu Volumen del pozo por unidad de longitud (Bls / pie).
- Vw Es el volumen total del pozo (Bls).
- bo Factor de volumen del aceite
- b1 Pendiente de la recta al graficar (Pws-Pe) vs Δt .
- μ_o Viscosidad del aceite (cp).
- ϕ Porosidad de la formación (%).

IV.2.6. PROCEDIMIENTO PARA EFECTUAR UNA PRUEBA DE VARIACION DE PRESION

1. Defina los objetivos específicos que determinen el tipo de prueba a realiza.
2. Elabore un programa por escrito, detallando el desarrollo de la prueba.
3. Actualice el estado mecánico del pozo para identificar posibles anomalías.
4. Verifique las condiciones del pozo :
 - Gasto.
 - Presión.
 - Estrangulador.
 - Conexiones superficiales.
5. Inspeccione la calibración del pozo. El diámetro del calibrador será igual o mayor al de la herramienta que se utilice para la toma de datos.
6. Realice la toma de datos, monitoreando continuamente las condiciones de la herramienta.
7. Analice e interprete los datos obtenidos, utilizando el software disponible y obtenga los parámetros de interés definidos en el objetivo de la prueba (k, S, etc.).
8. Al terminar la prueba, recupere la herramienta utilizada y desmantele las unidades empleadas.
9. Elabore un reporte final, detallando el desarrollo de la prueba.

IV.3. PRUEBAS DE FORMACION "DST"

Una prueba de formación "DST" (32) es un procedimiento que provee una terminación temporal del pozo, con el propósito de evaluar en forma rápida el contenido de fluidos y

las características de la formación para determinar si es comercialmente explotable y optimizar su terminación.

Esta prueba utiliza la tubería de perforación como medio para conducir los fluidos producidos a la superficie. Más adelante se describe el aparejo temporal utilizado.

La interpretación de la variación de presión es la fuente principal de información sobre el comportamiento dinámico de un yacimiento.

En la actualidad, los avances tecnológicos en este renglón son considerables y diversas compañías ofrecen un servicio integral, desde el diseño de la prueba hasta su interpretación. Cualquier prueba de pozo tiene una serie de objetivos, que se ven influenciados por consideraciones técnicas, operacionales, logísticas y por el mismo comportamiento del yacimiento. El satisfacer todas las condiciones puede optimizar los tiempos y costos de operación.

Los servicios integrales incluyen herramientas de fondo, equipos de superficie y sistemas de adquisición de datos.

La adquisición de datos del fondo del pozo y superficie es un paso esencial para la evaluación del yacimiento y la toma de decisiones de carácter económico.

En resumen éstas pruebas deberán ser:

- RAPIDA.- Para la optimización del sistema de producción
- INMEDIATA.- Para la evaluación del yacimiento
- PRECISA.- Para evaluación de las condiciones de producción

Las pruebas " DST " se aplican a pozos en agujero descubierto o entubado, variando únicamente en los accesorios del aparejo de prueba, básicamente en el elemento de empaque y el acondicionamiento inicial del pozo.

IV.3.1. PRUEBAS "DST" PARA POZOS EN PERFORACION

La aplicación de estas pruebas es común durante la perforación de Pozos Exploratorios, para evaluar en forma rápida, zonas que por registros presenten posibilidades de contener hidrocarburos. Una prueba bien dirigida permite obtener una gran cantidad de datos tales como: índice de productividad, daño, permeabilidad relativa, radio de drene, radio de invasión, espesor, saturación, límites del yacimiento, mecanismo de empuje, contenido de fluidos, etc., los cuales son trascendentales en la toma de decisiones, tales como: si la terminación es económicamente rentable, diseñar adecuadamente la estimulación o el fracturamiento en caso necesario, optimizar el diseño

de la terminación, suspender la perforación, no cementar la tubería de explotación e inclusive taponar el pozo.

Factores que se deben considerar antes de realizar una prueba " DST ".

a) Condiciones del pozo:

- Historia de perforación.
- Estado mecánico.
- Verticalidad.
- Compactación de la roca.

b) Condiciones del lodo:

- Tipo de lodo.
- Densidad.
- Viscosidad.
- Filtrado.

c) Tubería del aparejo de prueba:

- Tensión.
- Presión de Colapso

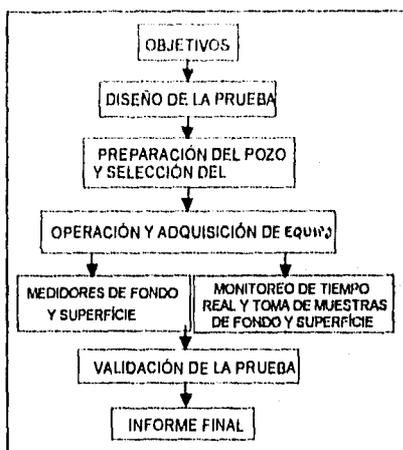
IV.3.2. PRUEBAS "DST" PARA POZOS EN TERMINACION

Las pruebas de producción en la etapa de terminación del pozo, tiene los mismos objetivos que la prueba en agujero descubierto, con la ventaja de tener cementada la tubería de explotación, eliminando con esto riesgos que se presentan al tener agujero descubierto como son; pegaduras por presión diferencial, derrumbes por mala compactación, irregularidades en el diámetro del agujero, etc.

Los cuidados que se deben tener antes de realizar esta prueba son los mencionados anteriormente.

Debido a que tanto las herramientas como los procedimientos para efectuar estas pruebas son muy similares

El siguiente diagrama esquematiza la secuencia que se debe seguir para realizar con éxito una prueba de formación:



Objetivo de la Prueba:

Una prueba exitosa exige un buen diseño y un objetivo bien definido. Aunque no es posible hacer una lista de objetivos que sea suficiente para cada prueba, los más comunes e importantes son:

Evaluación e identificación de los fluidos de la formación.

Medición de la temperatura de fondo, las variaciones de presión y los gastos .

Obtención de la productividad del pozo.

Determinar la eficiencia de la terminación

Obtención de muestras representativas de los fluidos de la formación, para análisis de laboratorio (PVT).

Determinación de parámetros tales como: permeabilidad, índice de productividad, daño, etc, para diseñar en forma óptima la terminación.

Diseño de la Prueba:

Para diseñar de manera óptima una prueba de formación, es necesario analizar los registros tomados durante la perforación y seleccionar adecuadamente el objetivo de la misma, el cual deberá estar relacionado con la productividad del pozo.

La secuencia de la prueba debe simularse primero con el software disponible, para determinar el equipo que se utilizara, los periodos de flujo y cierre, la duración de la misma y estimar los valores que se encontrarán durante la prueba.

Características del Aparejo de Prueba:

El aparejo de prueba seleccionado deberá ser:

Económico, permitiendo la puesta en producción temporal de un pozo sin invertir una gran cantidad de dinero.

Indispensable, ya que es el único medio de obtener datos de presión y temperatura en condiciones dinámicas, además de proporcionar muestras representativas del fluido producido.

Seguro, que permita un control permanente del pozo, para lo cual cuenta con tres elementos de seguridad: En el fondo, en los preventores y en la superficie.

El aparejo debe tener todas las ventajas de un aparejo permanente, como son:

Un empacador para ser utilizado en agujero abierto o entubado.

Válvulas de circulación, que puedan ser operadas de diferentes maneras y sin utilizar la línea de acero.

Válvulas de seguridad subsuperficiales

Cabezal de prueba, que nos permita desviar el flujo hacia el tanque de medición o el quemador.

Además nos debe permitir:

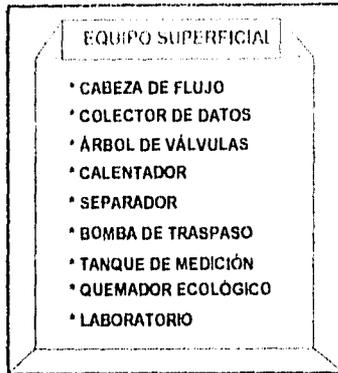
Fluir el pozo, creando una depresión en el aparejo por medio de un colchón (agua, nitrógeno o diesel) en la apertura inicial.

Registrar la presión y la temperatura del fondo.

Adquirir en tiempo real los datos de fondo y tener un control del pozo mediante las válvulas de circulación instaladas en el mismo.

Tomar una muestra de los fluidos producidos a las condiciones de fondo para su análisis PVT.

A continuación se describe el equipo superficial y de fondo comúnmente empleado en las pruebas de formación.



EQUIPO SUPERFICIAL

- * CABEZA DE FLUJO
- * COLECTOR DE DATOS
- * ÁRBOL DE VÁLVULAS
- * CALENTADOR
- * SEPARADOR
- * BOMBA DE TRASPASO
- * TANQUE DE MEDICIÓN
- * QUEMADOR ECOLÓGICO
- * LABORATORIO

Descripción del Equipo Superficial:

1. **Cabezal de control**, consta generalmente de cuatro válvulas:
Válvula maestra, permite aislar el equipo superficial de la sarta de fondo.
Válvula de sondeo, permite la introducción y recuperación de herramienta.
Válvulas laterales, una de ellas permite conectar una línea de matar para control permanente del pozo y en la otra se conecta la línea de flujo del pozo.
2. **Colector de datos**, es un tramo de tubería equipado con varias tomas para registrar los siguientes parámetros: Presión y Temperatura en la cabeza del pozo, producción de arena, etc.
3. **Árbol de estrangulación**, consiste de varias válvulas y accesorios dispuestos de tal manera que el flujo puede dirigirse en una o dos direcciones. Esta característica permite el flujo a través de uno o varios estranguladores. También está equipado con varias tomas para monitorear las presiones y temperaturas antes y después del estrangulador, así como la toma de muestras o la inyección de productos. Generalmente se instala sobre la rotatoria.
4. **Calentadores e intercambiadores de calor**, son utilizados para elevar la temperatura de los fluidos producidos para prevenir la formación de hidratos, reducir la viscosidad y romper emulsiones.
5. **Separadores**, es la herramienta utilizada para separar los fluidos producidos y poderlos medir, estos deben poder trabajar con gas, condensados, aceite ligero, pesado y espumoso, así como con aceite que contenga agua e impurezas como lodo o partículas sólidas.

6. **Tanques de medición**, es un recipiente no presurizado utilizado para medir bajos volúmenes de producción o calibrar medidores, lo constituyen dos compartimientos. El tanque de medición nunca se usa cuando exista H₂S, ya que el gas liberado se descarga a la atmósfera y pondría en peligro a todo el personal. Cuando se sospeche la presencia de H₂S en el fluido producido se deberá utilizar un tanque de medición presurizado.
7. **Bombas de traspaso**, son utilizadas para vaciar un compartimiento del tanque de medición mientras el otro se llena y se conectan a la salida del tanque. Si el aceite del separador debe ser inyectado a una línea de flujo existente, se utiliza una bomba de traspaso de alta capacidad y presión,
8. **Quemadores**, el propósito de los quemadores es eliminar el aceite o gas excedente cuando se tienen problemas de almacenamiento y evitar con esto derrames. En la actualidad el empleo de quemadores esta muy restringido y solo se utilizan en casos especiales.

Equipo de fondo.



A continuación se describen las partes integrantes de un aparejo temporal para realizar una prueba de formación. La descripción se inicia por la parte inferior

1. **Tapón guía**, es el primer componente del aparejo y sirve como guía durante la introducción.
2. **Tubería espaciadora**, es utilizada para proporcionar longitud al aparejo y llegar al objetivo.

3. **Tubería perforada**, permite el flujo de los fluidos del yacimiento al pozo y actúa como filtro. Puede ser de perforación o de producción.
4. **Registadores**, se han desarrollado sistemas de registradores de presión y temperatura de alta resolución. Estos miden de manera confiable las variaciones de presión tan pequeñas como de 0.01 psi y para ser utilizadas en ambientes hostiles (H₂S).
5. **Empacadores**, existen básicamente dos tipos: Los utilizados en agujero abierto y en agujero entubado.

Hay una gran variedad de empacadores para ser utilizados en los casos mencionados, dependiendo su elección de las características del pozo y de la finalidad de la prueba. Factores que se deben tomar en cuenta para la selección del empacador:

- Temperatura máxima
- Presión máxima de trabajo
- Duración de la prueba
- Diámetro del agujero
- Características de la T R
- Litología

6. **Sello de seguridad**, esta herramienta es utilizada para evitar un anclaje prematuro del empacador, en los empacadores para agujero abierto puede formar parte del mismo empacador.
7. **Junta de seguridad**, esta herramienta es la comúnmente empleada en las sargas de perforación y se utiliza solo si el martillo no puede liberar las herramientas atoradas.
8. **Martillo hidráulico**, es una herramienta importante que se debe utilizar en cualquier tipo de prueba " DST " para recuperar la sarga. Si el empacador se atora, se puede utilizar el martillo para proporcionar golpes hacia arriba y liberar la sarga.
9. **Herramienta by-pass**, minimiza la compresión de los fluidos en la formación, los efectos de pistoneo durante los movimientos de la tubería e iguala la presión a través del empacador al final de la prueba. La herramienta consta de dos sistemas de by-pass y esta acoplada directamente debajo de la válvula evaluadora de flujo múltiple. El by-pass principal se utiliza al bajar y salir del pozo; el by-pass auxiliar esta abierto sólo al bajar.
10. **Válvula evaluadora de flujo**, es la principal válvula de cierre de fondo, puede actuar como muestrero y estrangulador de fondo. Se opera con tensión para cerrar y con peso para abrir
11. **Válvulas de circulación inversa**, al finalizar la prueba, el contenido de fluidos de la sarga es circulado en inversa para su recuperación y control del pozo. Las herramientas

de circulación deben ser colocadas lo más cerca posible de la válvula de cierre de fondo, apenas separadas por un tramo de lastrabarrena para evitar la depositación de sedimento o basura sobre la válvula de cierre de fondo. Usualmente se colocan dos válvulas de circulación con sistemas de operación diferente de manera que si una fallara, la otra estaría disponible. Existen válvulas que pueden ser abiertas y cerradas a voluntad para permitir el desplazamiento de fluidos desde la superficie hasta el empaque.

12. Lastrabarrenas, es la herramienta que proporciona el peso necesario para anclar el empacador. La longitud dependerá del peso requerido.

En la actualidad existen muchas compañías que realizan estas pruebas, utilizando para ello diseños propios en el equipo empleado, de ahí que exista una gran variedad en cuanto a equipo se refiere, pero todos con el mismo objetivo de realizar las pruebas de formación con calidad, seguridad y economía.

Adquisición de Datos

La adquisición de datos de calidad es un paso esencial para la evaluación del yacimiento y la toma de decisiones de carácter económico. Para cumplir con lo anterior, se han desarrollado sistemas de registradores de presión y temperatura de alta resolución, que miden de manera confiable variaciones de presión tan pequeñas como 0.01 psi.

En la actualidad, los parámetros de prueba son monitoreados continuamente por sistemas de computación en tiempo real y se utilizan modelos de verificación (Curvas Tipo, Horner, MDH, etc.) para asegurar que los resultados obtenidos sean correctos.

Validación de la Prueba

Actualmente existen en el mercado varios paquetes de software para evaluar continuamente la validez de los datos registrados durante la prueba.

FALTA PAGINA

No. 110

Y

111

V MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCION EN EL INTERVALO PRODUCTOR

V.1 DAÑO A LA FORMACION

El daño a una formación productora de hidrocarburos, es la pérdida total o parcial de productividad o inyectividad, natural o inducida de un pozo, como resultado de la alteración de las condiciones naturales del yacimiento, las cuales provocan el obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso de producción.

V.1.1. ORIGEN DEL DAÑO

Las fuentes principales (33) de daño a la formación son; la invasión y contacto de materiales extraños con el yacimiento, tales como los provenientes de las operaciones de perforación, terminación y reparación e inclusive de los propios tratamientos de limpieza. La otra fuente se origina por el proceso original de producción de los pozos al alterarse las características originales de los fluidos producidos, o por la interacción de estos y los materiales sólidos que constituyen la roca.

Operaciones durante las cuales se puede ocasionar daño.

1. En la perforación,

Desde que la barrena inicia a perforar hasta que se alcanza el objetivo, la zona productora está expuesta a la presión diferencial ejercida por el fluido de control y por el fluido contenido en la formación. El daño que esto puede ocasionar y su efecto en la productividad del pozo, resultan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca, y de la invasión de sólidos tanto del fluido de perforación como de los recortes de la barrena.

El lodo de perforación contiene entre otros materiales arcillas, agentes densificantes y aditivos químicos, muchos de ellos pueden ser incompatibles con la formación, lo que ocasionará hinchamiento de arcillas o cambios en la mojabilidad de la roca. La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control en la pérdida del filtrado y del tamaño de los sólidos. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios pies.

Durante la introducción y cementación de la tubería de explotación se produce un aumento en la presión diferencial contra la zona productora, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de fluido. Aunado a esto, las lechadas de cemento y los baches lavadores y espaciadores utilizados en la cementación tienen un alto filtrado que puede acarrearse sólidos adicionales y aguas no compatibles con la formación. Por ejemplo, los filtrados de lechadas con un PH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas y al entrar en contacto con salmueras de la formación producen precipitación de sales.

2. En la terminación.

En la terminación del pozo se realizan varias operaciones como son: disparos, estimulaciones, pruebas de admisión, introducciones, tratamientos de limpieza, etc.

Para minimizar el daño ocasionado al disparar el intervalo, se deben utilizar presiones diferenciales a favor del yacimiento, baches de soluciones no-ácidas y ácidos orgánicos, fluidos de control libres de sólidos que sean compatibles con la formación, evitando así la creación de emulsiones, bloqueos por agua, hinchamiento de las arcillas y cambios en la mojabilidad de la roca.

Si el pozo es terminado en agujero descubierto, o ha sido disparado, antes de meter el aparejo de producción (con empacador integral) pueden ocurrir pérdidas del fluido de control, que agravan el daño a la formación.

La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados, dejen residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidad con los fluidos de la formación. Una selección inadecuada de estos fluidos, causará daños severos y en ocasiones permanentes, ya que están constituidos por productos químicos que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, etc.

3. En la reparación del pozo

El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que en la terminación del pozo, aunque en esta etapa, el daño por invasión de material extraño es mas severo debido a que el yacimiento se encuentra depresionado y las pérdidas de fluido son mayores.

4. En la etapa de producción.

Durante la vida productiva del pozo y como consecuencia del depresionamiento del yacimiento, pueden ocurrir cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, dando origen a precipitaciones orgánicas (asfaltenos y / o parafinas) o inorgánicas (sales) que obturan en forma parcial o total el espacio poroso y los canales de flujo del yacimiento. Aunado a la necesidad de efectuar una serie de operaciones especiales para mantener la producción, tales como: limpiezas del aparejo de producción, tratamientos de limpieza (ácidos y no- ácidos), inyección de agua y gas, etc; en las cuales se emplean productos químicos por lo que es necesario efectuar las pruebas de compatibilidad respectivas para evitar el daño a la formación.

V.1.2. MECANISMOS DEL DAÑO

Los mecanismos de daño (34) se clasifican de acuerdo con la alteración que se ocasiona a las características de flujo de la formación y sus fluidos. Considerando la forma más simple de la Ley de Darcy para flujo radial:

$$q = \frac{k A}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}$$

Donde se aprecia que la disminución de la producción depende básicamente de la reducción de la permeabilidad de la formación a los fluidos, o de un incremento en la viscosidad de los mismos. El término (k), se refiere a una permeabilidad equivalente efectiva a los fluidos del yacimiento esto depende de la heterogeneidad de la formación, de la permeabilidad absoluta de la misma y de la permeabilidad efectiva a los fluidos.

Los mecanismos que gobiernan el daño en una formación son:

a) Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.-

Una roca reduce o pierde su permeabilidad absoluta cuando existe una disminución del espacio vacío libre al flujo de fluidos. Esto se presenta cuando partículas sólidas son depositadas en tales espacios o aún aumento en el volumen del material sólido que compone la roca. Las formaciones están constituidas por miles de poros, que se encuentran interconectados y su diámetro varía entre 10 a 100 micrones. La barita tiene partículas que miden menos de 75 micrones, las de cemento alcanzan los 80 y muchos de los sólidos dispersos en el lodo tienen partículas que alcanzan los 60 micrones. Dependiendo de su tamaño, las partículas sólidas pueden invadir los conductos porosos. Cuando estas tienen un diámetro mayor a la tercera parte del diámetro del poro, presentan la tendencia a puentearse, debido a los cambios de velocidad y dirección, forzando a los fluidos a buscar otros conductos.

La movilidad de las partículas se ve afectada por la mojabilidad y las fases de fluidos en el sistema. Se sabe que las zonas de hidrocarburos contienen agua y aceite y normalmente la roca está mojada por agua, fluyendo el aceite por el centro de los poros hacia el pozo. Si las partículas que se mueven dentro de la roca están mojadas por agua, estas son atraídas y sumergidas en la envoltura de agua, sin embargo, si las partículas están mojadas por aceite, estas se moverán con el flujo de aceite y la tendencia a la formación de puentes dará como resultado un taponamiento de los conductos de flujo.

Independientemente de cómo se cause la reducción del espacio vacío, esta afecta considerablemente la permeabilidad absoluta de la roca.

b) Reducción de la permeabilidad relativa.

Esta reducción es ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación o digitación del agua de formación. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, resultando en una reducción en la permeabilidad relativa al aceite.

La figura V.1 muestra las permeabilidades relativas al aceite y al agua en un núcleo mojado por agua con permeabilidad absoluta medida con aire de 214 mD. En ella se observa que un incremento en la saturación de agua de 30 a 50 % reduce la permeabilidad relativa al aceite de 135 a 28 mD.

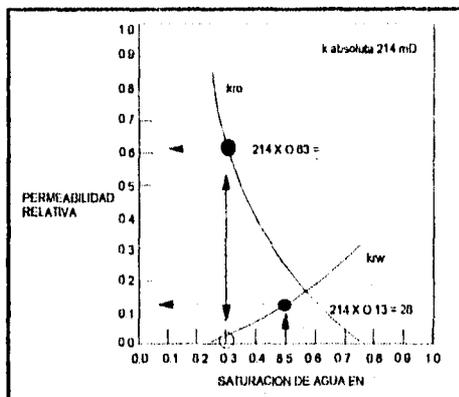


Fig V.1

c) Alteración de la Viscosidad de los Fluidos del Yacimiento.

Esta alteración ocurre cuando los fluidos que invaden la roca son incompatibles con los fluidos contenidos por la formación propiciando la creación de emulsiones estables. Las emulsiones se forman cuando el filtrado o fluidos extraños son inyectados a la formación y se mezclan con los fluidos contenidos en ésta. Los surfactantes en unión con sólidos finos, tienen la tendencia a estabilizar las emulsiones. Se sabe que las emulsiones de agua en aceite (fase continua el aceite) son más viscosas que las de aceite en agua. además la mojabilidad del yacimiento y de las partículas transportadas son factores importantes que influyen en la estabilidad de dichas emulsiones.

Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos, la presión y la temperatura del yacimiento disminuye, produciéndose cambios en la composición de los hidrocarburos, por la pérdida de componentes ligeros o precipitación de material parafínico o asfáltico, lo

que ocasiona un aumento en la viscosidad de los fluidos y depósitos semisólidos alrededor de la pared del pozo.

V.1.3. TIPOS DE DAÑO

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de ésta con fluidos extraño, siendo los más comunes: el fluido de control utilizado durante la perforación, terminación y reparación del pozo, así como los empleados en la preparación de lechadas, baches de limpieza y en la estimulación.(42)

El daño puede ser causado por los siguientes procesos:

a) Por invasión de fluidos.- El radio de invasión de un fluido en la formación, depende del volumen perdido, de la porosidad y permeabilidad de la formación. La penetración de fluidos extraños a la formación comúnmente es de 2 pies, aunque en muchos casos ésta puede llegar a los 10 pies o más. La severidad del daño que ocurre por la invasión de fluidos depende de la composición y la sensibilidad de la formación a los mismos. La invasión de fluidos en la formación causa los siguientes tipos de daño:

Daño por hinchamiento de arcillas. -Las arcillas en forma natural son parte componente de muchas rocas, principalmente de areniscas y lutitas. Las arcillas frecuentemente encontradas en las rocas productoras son: montmorillonita, illita, kaolinita y chlorita. Algunos tipos de arcillas son capaces de dispersarse al contacto con aguas extrañas alterando su estabilidad ionica, propiciando su migración y subsecuente obturamiento de los poros de la roca.

Las arcillas son placas delgadas que están cargadas negativamente y sus cargas predominan en las superficies de cada placa. La densidad de las cargas negativas se conoce como intercambio catiónico, siendo la montmorillonita, la de mayor capacidad de intercambio y por lo tanto son las únicas susceptibles de hincharse al absorber agua entre cada placa.

El grado de hinchamiento de las arcillas depende del catión absorbido y de la cantidad de sales disueltas en el agua. Así, cuando el calcio es el catión intercambiable, la arcilla absorberá únicamente unas pocas moléculas de agua, sin embargo cuando el sodio es el catión intercambiable se absorberá más agua propiciando mayor hinchamiento de la arcilla. La montmorillonita de calcio en contacto con agua de baja concentración de iones de sodio propicia la defloculación.

Adicionalmente la dispersión de arcillas es afectada al contacto con fluidos cuyo PH sea mayor de 8 (la mayoría de los fluidos de control presentan ésta característica PH mayor de 8).

De lo anterior, tenemos que la perturbación de las arcillas naturales es la causa más importante de daño causado a la formación

Daño por migración de finos.- El contacto de las arcillas de formación, principalmente agregados de montmorillonita, con aguas de alto PH, propicia que las partículas puedan dispersarse y por lo tanto migrar. Esta movilidad ocasiona que con el flujo puedan llegar a obturar los canales de flujo que comunican a los poros de la roca, ocasionando pérdidas en su permeabilidad absoluta.

Daño por bloqueo de agua.- La invasión de los fluidos base agua propicia que localmente (en la vecindad del pozo) se promueva una alta saturación de la misma con la consecuente disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. Este bloqueo de agua no debe considerarse como el mismo daño ocasionado por el hinchamiento de arcillas, aún cuando los dos pueden ocurrir simultáneamente. Este bloqueo se ve favorecido por la presencia en el sistema poroso de arcillas como la illita, ya que su forma propicia una mayor área mojada por agua, incrementando la adsorción de ésta a las paredes de los poros.

Daño por bloqueo de aceite.- Cualquier fluido base aceite que invada yacimientos de gas, especialmente en zonas de baja permeabilidad, causarán reducciones considerables en la permeabilidad relativa del gas. Este problema es más grave que en el caso de bloqueo por agua, dado que cuenta con la mayor viscosidad del fluido que invade la formación.

Daño por bloqueo de emulsiones.- La invasión de fluidos, ya sean filtrados de lodos de perforación, de lechadas de cemento, fluidos de terminación, reparación o estimulación, pueden intermezclarse con los fluidos de la formación pudiendo formar emulsiones. Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones de agua en aceite. Estas emulsiones si no son estables no generan daño a la formación. Sin embargo algunas emulsiones son estables por la presencia de agentes activos de superficie (surfactantes y partículas finas contenidas en los fluidos de invasión o en los del yacimiento)

Las emulsiones estables pueden llegar a reducir la permeabilidad relativa al aceite o al gas a valores casi nulos.

Daño por cambios de mojabilidad.- Está comprobado que un medio poroso mojado por agua facilita el flujo (34) del aceite. Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite, lo cual redundaría en una disminución en la permeabilidad relativa al mismo. Esto es causado generalmente por surfactantes de tipo catiónico o no iónico contenidos en los fluidos de perforación, terminación, reparación y estimulación. Este efecto puede producir una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, hasta en un 50 % incrementándose éste porcentaje en las rocas de baja permeabilidad.

Daño por precipitación secundaria.- La invasión a la formación de fluidos incompatibles que contienen iones solubles que reaccionan y precipitan sólidos, cuando se

mezclan con el agua de la formación, conduce al obturamiento de los canales porosos por partículas sólidas precipitadas que pueden llegar a ser significantes si las concentraciones de iones incompatibles son altas

Por otro lado, durante un tratamiento con ácido a la formación, óxidos y sulfuros de hierro solubilizado en agua es acarreado a la matriz de la formación, y una vez gastado el ácido si este alcanza un pH inferior a 4, el hierro puede precipitarse como un gel de hidróxido de hierro reduciendo la permeabilidad de la formación. Otro precipitado secundario que se puede generar al contacto de ácidos y algunos aceites de formación con alto contenido de material asfáltico, son los lodos asfálticos. Este material es altamente viscoso y prácticamente irremovible del medio poroso, causando uno de los más severos daños a la formación.

b) Daño por invasión de sólidos.- Uno de los más comunes tipos de daño se debe a los componentes sólidos de los fluidos de perforación, terminación o reparación. Estos fluidos forman un enjarre en la cara de la formación penetrando una fracción de pulgada dentro de la misma. Dependiendo del tamaño de los sólidos, estos pueden removerse por contra flujo, sin embargo muchas veces no es posible alcanzar ciertas presiones diferenciales y el daño puede ser más severo.

Si los sólidos que invaden la formación son pequeños como arcillas y óxidos, pueden tener penetraciones más profundas, sobre todo en formaciones más permeables ocasionando obturamientos más difíciles de remover.

c) Daño por obturamiento natural asociado con la producción.- Como ya se menciono, la producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura en el pozo. Estos cambios pueden conducir a un desequilibrio de los fluidos contenidos en la formación, con la consecuente precipitación y depósito de sólidos orgánicos (asfaltenos o parafinas) y/o sólidos inorgánicos (sales). Obviamente estos sólidos generan obturamientos de los canales porosos de la formación y aún en el aparejo de producción.

En algunos pozos productores de gas y condensado, los cambios en la presión y la temperatura pueden originar condensación retrógrada y por ende una reducción de la permeabilidad relativa al gas, asimismo una severa reducción en la cantidad de hidrocarburos recuperables, mismos que quedan atrapados en el medio poroso

Otra fuente común de daño asociado con el flujo de fluidos, de la formación al pozo, es la migración de los finos (principalmente silicatos), sobre todo en formaciones poco consolidadas o mal cementadas, esto propicia el obturamiento de los canales porosos conduciendo al daño a la formación. Este daño generalmente se localiza en la formación cercana al pozo y en los túneles de los disparos.

V.1.4 EFECTOS DEL DAÑO (33)

Con la finalidad de entender el grado en que el daño afecta la productividad de un pozo, o su inyectividad, es conveniente analizar dos condiciones: La primera concerniente a la suposición de la existencia de una zona dañada alrededor del pozo, considerándolo como si estuviese terminado en agujero descubierto y la segunda tomando solo en cuenta el daño en los túneles de los disparos.

Supóngase una geometría circular de un pozo perforado en el centro de su área de influencia, tal como se muestra en la fig V.2.

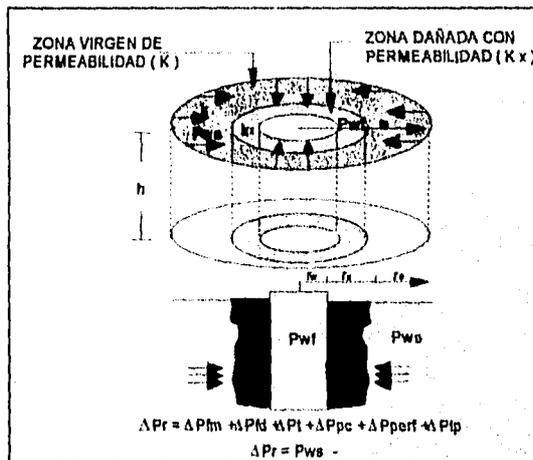


Fig V.2 Sistema de flujo de un pozo

Donde:

- ΔP_{fm} = Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la formación en la zona no alterada
- ΔP_{fd} = Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la zona alterada
- ΔP_t = Caída de presión causada por la turbulencia del fluido al entrar al pozo
- ΔP_{pc} = Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora y/o el efecto de inclinación relativa de la formación con el eje del pozo
- ΔP_{perf} = Caída de presión asociada con las perforaciones (penetración, defasamiento y densidad)
- ΔP_{tp} = Caída de presión asociada con el flujo de fluidos a través de los túneles de las perforaciones

Aplicando la ecuación de Darcy para los diferentes fluidos se puede estimar el potencial ideal y natural del pozo con las siguientes ecuaciones:

$$q_o = \frac{0.007082 k_o h (P_{ws} - P_{wf_{ideal}})}{\beta_o \mu_o \ln(r_e / r_w)}$$

$$q_g = \frac{0.000704 k_g h (P_{ws}^2 - P_{wf_{ideal}}^2)}{Z \mu_g \ln(r_e / r_w)}$$

$$q_w = \frac{0.007082 k_w h (P_{wf_{ideal}} - P_{ws})}{\beta_w \mu_w \ln(r_e / r_w)}$$

Donde:

- q_o** : Producción de aceite en (BPD)
- q_g** : Producción de gas en (MPCD)
- q_w** : Inyección de agua en (BPD)
- k_o** : Permeabilidad al aceite en (mD)
- k_g** : Permeabilidad al gas en (mD)
- k_w** : Permeabilidad al agua en (mD)
- h** : Espesor neto de la formación (pies)
- P_{ws}** : Presión de fondo estática (Psi)
- P_{wf}** : Presión de fondo fluyendo (Psi)
- P_{wi}** : Presión de fondo inyectando (Psi)
- B_o** : Factor de volumen del aceite (adm)
- B_w** : Factor de volumen del agua (adm)
- μ_o** : Viscosidad del aceite (cp)
- μ_g** : Viscosidad del gas (cp)
- μ_w** : Viscosidad del agua (cp)
- T** : Temperatura de fondo (R)
- Z** : Fact. de comp. a una P_{wf} y una T
- r_e** : Radio de drene (pie)
- r_w** : Radio del pozo (pie)

En condiciones ideales, es posible con estas ecuaciones estimar el potencial natural. Sin embargo, cuando se tiene un agujero revestido y disparado, el flujo que puede aportar el pozo, debe converger hacia los túncles de los disparos y el gasto deberá estimarse por la Ley de Darcy para flujo lineal.

$$q_p = \frac{0.001127 k A \Delta P}{\beta_o \mu_o L}$$

Donde :

q : Producción a través del túnel (BPD)

k : Permeabilidad del túnel (mD)

A : Área de flujo del túnel (pie²)

Δ P:Caída de presión del túnel (psi)

β_o : Factor de vol. del aceite (ad)

μ_o: Viscosidad del fluido (cp)

L : Longitud del túnel (pie)

El túnel de la perforación se logra por la detonación de cargas explosivas que generan muy altas presiones y a su vez lanza un chorro (jet) a velocidades de 15,000 a 30,000 pie por segundo. Este impacto hace que se perfore la tubería, el cemento y llegue hasta la formación, la cual se compacta alterando sus características físicas y propiciando el inicio de los problemas asociados con la restricción al flujo a través de las perforaciones.

La eliminación de las restricciones en los túneles de los disparos y su conexión con la formación, a través de la zona compactada, constituyen el objetivo inmediato de la primera estimulación a un pozo. Esto obliga en lo general a estimular el pozo inmediatamente después de efectuar las perforaciones para facilitar la inducción del pozo.

Considérese un pozo con geometría radial circular, con una zona dañada de radio r_x y permeabilidad k_x , diferente a la permeabilidad de la formación k_f haciendo un balance de presiones tenemos:(35)

$$(P_{ws} - P_{wf}) = (P_{ws} - P_{wx}) + (P_{ws} - P_{wf})$$

$$(P_{ws} - P_{wf}) = \frac{\beta_o \mu_o q_o \text{Ln} (r_e / r_w)}{0.007 K_e h}$$

Donde K_e es una permeabilidad equivalente a las permeabilidades K_x y K_f . Sustituyendo y acomodando términos:

$$K_e = \frac{\text{Ln} (r_e / r_w)}{\frac{1}{K_f} \text{Ln} \frac{r_e}{r_x} + \frac{1}{K_x} \text{Ln} \frac{r_x}{r_w}}$$

Considerando el índice de productividad para las dos condiciones naturales y de daño:

$$\frac{J_x}{J_0} = \frac{q_x}{q_0} = \frac{k_e}{k_f} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln \frac{r_e}{r_x} + \frac{k_f}{k_x} \ln \frac{r_x}{r_w}}$$

Con esta ecuación se puede calcular teóricamente la relación de índices de productividad conociendo: r_e , r_w , r_x y la relación K_f / K_x .

En la fig V.3 se presenta en forma esquemática la pérdida de productividad debido a la penetración del daño.

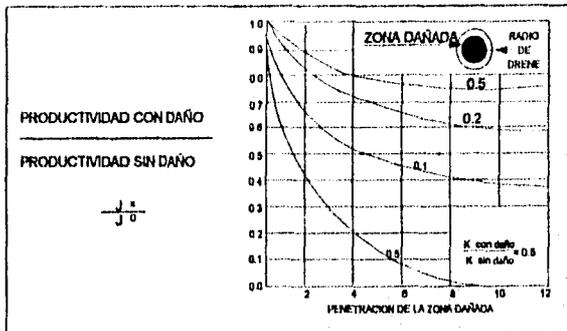


Fig V.3 Pérdida de productividad debida a una somera penetración de daño alrededor del pozo.

V.1.5. EVALUACION DEL DAÑO

Todo pozo al inicio de su explotación o posteriormente, se encuentra en menor o mayor grado dañado, por lo que se hace imprescindible la remoción del daño, lo que permitirá restituir las condiciones naturales de producción o inyección. La remoción del daño resulta difícil y costosa, por lo que el enfoque básico debe ser su prevención. Para remover un daño es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones.

a) Revise cuidadosamente las operaciones previas a la situación actual del pozo.

Esta revisión se basa fundamentalmente en las condiciones en las que se perforó y terminó la zona productora; poniendo especial atención en las características y tipo de fluido de perforación utilizado, pérdidas del mismo y aportaciones del yacimiento. También reviste gran importancia analizar la cementación de la tubería de revestimiento en la zona de interés, incluyendo las características de la lechada, de los fluidos espaciadores

utilizados y de las condiciones finales de la cementación (pérdidas), los tipos de disparos efectuados, limpiezas, estimulaciones, etc.

Es de especial interés tener la información de los fluidos que han invadido el medio poroso. Esta información debe incluir, el tipo de fluido, el PII del sistema, los tipos de surfactantes contenidos, etc.

b) Efectúe un análisis del comportamiento de la producción.

Este debe abarcar desde la terminación del pozo hasta sus condiciones actuales, debiendo incluir los análisis de las pruebas de formación y producción realizadas, así como el análisis de los fluidos producidos. Adicionalmente es conveniente comparar el comportamiento de producción del pozo en estudio con pozos vecinos.

c) Realice pruebas de laboratorio. La información recopilada y analizada en los puntos a) y b) servirá de base para realizar pruebas de laboratorio con núcleos y fluidos representativos de la formación que permitan definir la mineralogía y la distribución de minerales de la roca y reproducir las condiciones de daño. Los procedimientos y tipos de pruebas recomendables se analizan ampliamente en capítulos anteriores. Esto conducirá a determinar el tipo de tratamiento requerido para su remoción.

d) Finalmente cuantifique el daño.

Para cuantificar el daño a la formación, se deben tomar pruebas de variación de presión, cuyos datos serán analizados por procedimientos establecidos tales como el siguiente.

Considérese la figura V.4 que representa esquemáticamente un pozo con una zona dañada en un intervalo productor.

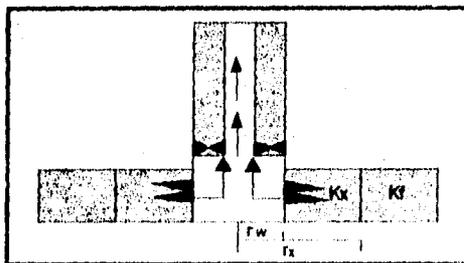


Fig. V.4

Pozo con zona dañada en un intervalo productor

Cuando la caída de presión del yacimiento al pozo es mayor que la calculada con esta expresión, es debido a que la vecindad del pozo se encuentra dañada. Para evaluar esta

caída de presión Van Eweidingen (28) introdujo el concepto de " Efecto Skin " o " Factor de Daño (S). Introduciendo este factor en la ecuación anterior de Pws-Pwf y utilizando unidades de campo tenemos que:

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{162 q \beta \mu}{k h} 2.303 \left(\log \left(\frac{k t}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 S \right)$$

Donde:

Pws : Presión de fondo estática (psi)

Pwf : Presión de fondo fluyendo (psi)

k : Permeabilidad de la formación (md)

t : tiempo (hora)

μ : Viscosidad del fluido producido (cp)

β : Fact. de vol. del fluido (adm)

φ : Porosidad (fracc.)

Ct : Compresibilidad de la formación (psi⁻¹)

rw : Radio del pozo (pie)

rx : Radio de la zona dañada (pie)

h : Espesor de la formación (pie)

S : Factor total del daño (adm)

Para evaluar esta expresión se toma un registro de variación de presión, lo que permite definir la variación de la presión al momento de cerrar el pozo después de un periodo previo de producción.

Si **Dt** representa el tiempo en que el pozo se ha cerrado y **t** el tiempo que el pozo estuvo produciendo antes del cierre, se puede graficar **Pwf vs t** y determinar el factor de daño con la siguiente ecuación:(33)

$$S = \left(\frac{P_{1 \text{ hora}} - P_i}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu C_t} \right) \right) + 3.2275$$

donde: $m = \frac{162.69 \mu \beta}{K h}$

Analizando las ecuaciones anteriores, se demuestra que:

$$S = \left(\frac{k_f}{k_x} - 1 \right) \ln \frac{r_x}{r_w}$$

De éste análisis se observa que:

- Si $K_x < K_f$, $S > 0$ pozo dañado
- Si $K_x = K_f$, $S = 0$ pozo sin daño
- Si $K_x > K_f$, $S < 0$ pozo estimulado

El factor de daño total " S ", es el que se obtiene mediante las fórmulas anteriores y es la combinación del daño mecánico y los pseudo daños. El daño mecánico se define como una zona infinitamente delgada que origina una caída de presión en estado estacionario en el fondo del pozo y se origina durante las operaciones de perforación, terminación, reparación o producción del pozo y se asocia con la formación cercana al pozo.

Los pseudo daños comprenden situaciones tales como fracturas, penetración parcial de la zona productora o de los disparos, efectos multifásicos y grietas que interceptan al pozo. El valor del factor de daño da indicaciones en cuanto al estado existente alrededor del pozo y estas indicaciones son las siguientes:(35)

VALOR DE "S"	CONDICIONES DEL POZO
$S = +10$	DAÑO SEVERO
$S > 0$	DAÑADO
$S = 0$	SIN DAÑO
$-3 < S < -1$	ACIDIFICADO
$-4 < S < -2$	FRACTURADO
$S < -5$	MASIVAMENTE FRACTURADO

PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR EL DAÑO A LA FORMACION.

- 1.- Revise cuidadosamente las operaciones previas a la situación actual del pozo.
- 2.- Efectúe un análisis del comportamiento de la producción desde su terminación hasta las condiciones actuales.
- 3.- Realice pruebas de laboratorio con núcleos y los fluidos producidos para reproducir las condiciones de daño.

- 4.- Cuantifique el daño mediante pruebas de variación de presión.
- 5.- Clasifique la magnitud del daño en base al valor obtenido en el punto anterior.
- 6.- Seleccione el método más adecuado para remover el daño.

Recuerde que el daño mecánico es el único que puede ser removido mediante la estimulación.

V.2. ESTIMULACIONES

Entre las contribuciones más significativas a la industria petrolera está la Estimulación de Pozos (36). A través de ella es posible mejorar la producción de aceite y gas y aún más, incrementar las reservas recuperables.

La estimulación ha llegado a ser una práctica estándar, y se puede asegurar que actualmente no existe pozo productor o inyector que no haya sido estimulado cuando menos una vez. A través de los años la tecnología asociada con la estimulación se ha incrementado significativamente, desarrollándose métodos, materiales y equipos para estimular todo tipo de yacimientos.

Los avances tecnológicos son resultado de la experiencia e investigación llevada a cabo desde fines del siglo pasado; sin embargo, los conocimientos sobre la estimulación de pozos aún no han sido del todo desarrollados. Consecuentemente, la aplicación del conocimiento actual para optimizar técnica y económicamente los diseños, es algunas veces incierto y puede conducir a fracasos, por lo que la investigación en este campo continúa ininterrumpidamente.

Definición.

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de éste a la formación.

Objetivo.

Es restituir o crear un sistema extensivo de canales de flujo en la roca productora, que faciliten el flujo de los fluidos de la formación al pozo, o de este hacia la formación, es decir, remover el daño en la vecindad del pozo, o crear nuevos canales de flujo para incrementar la productividad del pozo.

Las causas de baja o nula productividad en los pozos , se deben en lo general, a obturamientos alrededor del pozo y del intervalo disparado, ocasionados durante las operaciones de perforación, cementación, terminación y reparación lo cual evita que el pozo se manifieste a su potencial natural

Los métodos de estimulación se dividen en:

1. Estimulación de Limpieza.
2. Estimulación Matricial.
3. Estimulación por Fracturamiento.

Estimulación de limpieza.- El objetivo principal de esta estimulación, es eliminar las restricciones en los túneles de los disparos y su conexión con la formación, a través de la zona compactada. Esto obliga en lo general a estimular el pozo inmediatamente después de efectuar las perforaciones, para facilitar la inducción del mismo.

La estimulación de limpieza se caracteriza por la inyección de pequeños volúmenes de solución reactiva o no-reactiva a bajo gasto (de 1/4 a 2 bls / min) y sin rebasar la presión de fractura.

Estimulación matricial.- Se caracteriza por la inyección de mayores volúmenes de solución reactiva o no-reactiva, suficientes para restaurar el daño causado a la matriz de la formación, a bajo gasto (de 2 a 6 bls / min) y sin rebasar la presión de fractura. Esto permitirá una penetración del fluido a la matriz, en forma radial circular, con un consecuente mejor contacto de la zona dañada cercana a la pared del pozo con el fluido de estimulación.

Estimulación por fracturamiento.- Es utilizado cuando la formación no presenta daño y se requiere incrementar la productividad del pozo. Se caracteriza por utilizar grandes volúmenes de solución de estimulación, a altos gastos y rebasando la presión de fractura de la formación.

Estos tipos básicos de estimulación se diferencian por los volúmenes utilizados, los cuales son inyectados a gastos inferiores a las presiones de fractura de la formación. Para definir los parámetros de presión y gasto, es necesario realizar una prueba de admisión en el intervalo productor, definiendo el comportamiento de la presión al incrementar el gasto de inyección.

El procedimiento de prueba consiste en inyectar a la formación un fluido inerte (agua tratada) a gastos muy bajos (1/2 bl / min), midiendo la presión de inyección. A continuación se incrementa el gasto de bombeo por etapas, registrando la presión de inyección a gasto estabilizado en cada etapa. Al continuar con incrementos de gasto se registrará un cambio brusco de la pendiente de la curva.

Al inicio de su explotación los pozos requieren de una estimulación, debido al daño ocasionado durante la perforación y la terminación. Es obvio que la condición de daño debe ser removida antes de que el pozo produzca a su potencial natural. Esta remoción es el objetivo principal de las estimulaciones de limpia y matriciales.

Dependiendo de las soluciones empleadas y del tipo de daño presente en la roca, las estimulaciones se dividen en dos grandes grupos:

1. Estimulaciones no Reactivas.
2. Estimulaciones Reactivas.

Ambos grupos incluyen estimulaciones de limpia y matriciales. En lo sucesivo, nos referiremos únicamente a los tratamientos Matriciales.

V.2.1. ESTIMULACIONES NO REACTIVAS (NO ACIDAS)

Son aquellas (35) en las cuales los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la formación. En este caso se utilizan en forma general soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes neutros y principalmente los surfactantes; siendo éstos últimos los productos químicos más utilizados, son empleados para emover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; por invasión de lodo, por depositación orgánica, etc.

El éxito de toda estimulación depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. El proceso de selección es muy complejo, debido a muchos parámetros involucrados que varían ampliamente, como son el tipo de daño, las características de la formación, condiciones del pozo, criterio económico, etcétera; siendo el primero el más importante a considerar. Cuando no se logre identificar plenamente el tipo de daño, la estimulación no- reactiva no deberá aplicarse. Lo anterior debido a que existe una gran posibilidad de utilizar fluidos de estimulación contraindicados, corriendo el riesgo no sólo de no remover el daño, sino de agravarlo.

El flujo de fluidos a través de medios porosos está fuertemente afectado por fenómenos de superficie, que representan fuerzas retentivas de los fluidos en la roca. La acción de la estimulación no- reactiva concierne principalmente con la alteración de estas fuerzas, manifiestas en los fenómenos de tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad. Los agentes activos de superficie (surfactantes) son los productos químicos que principalmente se utilizan en la estimulación no reactiva, debido a su eficiente acción que permite alterar los fenómenos de superficie.

Fluidos para la estimulación no-reactiva.- Dependen principalmente del tipo de daño y consisten básicamente de un fluido base y los aditivos que le dan las propiedades requeridas, llamados surfactantes.

Surfactantes o agentes activos de superficie.- Son compuestos de moléculas orgánicas caracterizados por formar dos grupos químicos, uno soluble en agua (hidrofílico), y otro soluble en aceite (lipofílico). Estos productos, mezclados con fluidos acuosos u oleosos pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Por lo que es de gran importancia, considerar su acción durante los procesos de perforación, terminación, reparación y estimulación.

Para entender la acción de los surfactantes, es necesario analizar la estructura de sus moléculas. Para ello se acostumbra representarlos en forma esquemática como se muestra en la fig V.5

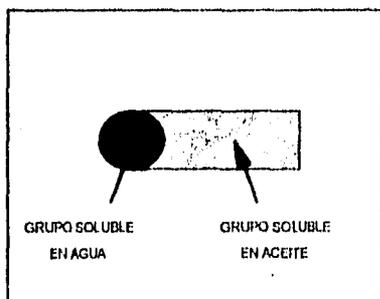


Fig V.5 Representación de un surfactante

Dada la estructura de los surfactantes, estos tienden a orientarse en la interfase del liquido buscando el acomodo mostrado en la fig V.6

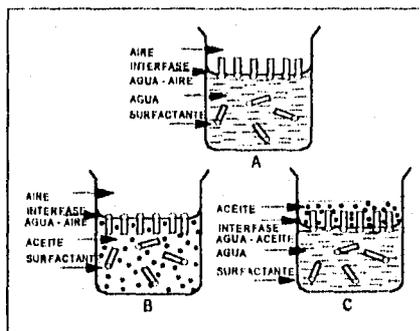


Fig V.6 Orientación de los surfactantes

Puesto que el grupo hidrofílico es más soluble en agua que el grupo lipofílico, las moléculas de surfactante se orientarán en la interfase agua - aire con el grupo afin al aceite en el aire y con el grupo afin al agua en el agua(caso A). Esto altera la naturaleza de la interfase aire - agua y dependiendo de la efectividad del surfactante, la interfase se convierte en una combinación de aire - agua y surfactante. Como el aceite tiene menor tensión superficial que el agua, entonces la tensión superficial del agua con surfactante será

menor que la del agua pura, y quizá tan baja como la del aceite. En los casos (B y C) se produce un efecto semejante

El fenómeno de mojabilidad es de gran importancia para el flujo de aceite en un medio poroso, se ha demostrado que si la roca se encuentra mojada por agua, la permeabilidad al aceite es mayor que en el caso de estar mojada por aceite.

La mayor parte de las formaciones son arenas, areniscas, calizas y dolomias. Las arenas y areniscas tienen una carga eléctrica de superficie negativa, mientras que las calizas y dolomias tienen su carga positiva y debido a que el grupo soluble en agua del surfactante puede tener carga eléctrica, se alteran las condiciones de mojabilidad de la roca o sólidos de la formación.

Clasificación de los surfactantes.

Debido a que la acción de los surfactantes se debe a fuerzas electrostáticas, éstos se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua. En esta forma los surfactantes se dividen en:(34)

- Aniónicos.
- Catiónicos.
- No iónicos.
- Anfotéricos.

Como ya se mencionó, por sus características los surfactantes se adsorben en las interfases entre líquidos y gas, líquidos inmiscibles y líquidos - gas - sólido. Así, los surfactantes en general funcionan por el mecanismo de adsorción, creando efectos diferentes dependientes del tipo de surfactante y de las características del gas, líquido y sólido.

La tabla V.1 muestra la clasificación anterior incluyendo su descripción esquemática, las características de carga del grupo soluble en agua, los grupos químicos más importantes y sus usos principales.

CLASIFICACION	DESCRIPCION	CARGA SOLUBLE EN AGUA	GRUPO QUIMICO	APLICACIONES
ANIONICO		NEGATIVA	SULFATOS FOSFATOS SULFONATOS FOSFONATOS	NO RETARDADORES NO LIMPIADORES
CATIONICO		POSITIVA	COMPUESTOS DE AMINAS	NO INHIBIDOS DE CORROSION BACTERICIDAS
NO-IONICO		SIN CARGA	POLIMEROS	NO INHIBIDOS DE CORROSION ESPUMANTES
ANFOTERICO		LA CARGA DEPENDI DEL PH DEL SISTEMA	SULFATO DE FOSFATO DE	VISCOSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION

Tabla V. I

Clasificación de los surfactantes

Utilización de los surfactantes en la estimulación no reactiva.

Los surfactantes generalmente se emplean mezclados entre sí con un solvente, ejemplos de ellos son; los surfactantes aniónicos- aniónicos, aniónicos-no iónicos, catiónico-catiónico, catiónico-no iónico y no-iónico-no iónico. Las mezclas de aniónicos-catiónicos, en lo general no es recomendable debido a que reaccionan entre sí formando precipitados.

El uso de los surfactantes en las estimulaciones, se ha hecho imprescindible, específicamente en las estimulaciones no reactivas, donde la acción del surfactante se manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos:(35)

Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso. La acción bajo tensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares responsables del atrapamiento de los fluidos en el medio poroso. Este efecto es de mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad, donde las fuerzas retentivas son las causantes de que los hidrocarburos no fluyan con la energía disponible.

Cambios de mojabilidad en la roca. Cuando la roca llega a ser mojada por aceite, éste se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca (capa límite) con la consecuente disminución del área libre al flujo de aceite y/o gas, lo que ocasiona una reducción considerable en la permeabilidad a los hidrocarburos, que varía del 15 al 85 % en relación de aquella que tuviese la roca si estuviera mojada por agua.

Rompimiento de emulsiones. Como se mencionó anteriormente, la formación de una emulsión en el medio poroso restringe considerablemente el flujo de fluidos al pozo, por lo que será siempre necesario romper tales emulsiones. Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la rigidez de la película, o neutralizar los efectos del agente emulsificante. Adicionalmente el cambio de mojabilidad también puede ayudar en el rompimiento de la emulsión.

El éxito de una estimulación no reactiva depende principalmente de la selección de los surfactantes para la remoción del daño específico. Por tanto es conveniente indicar la acción normal de los diferentes tipos de surfactantes.

Acción de los surfactantes aniónicos.

Mojarán de agua la arena, la lutita o la arcilla cargadas negativamente.

Mojan de aceite la caliza o dolomia, cuando su PH es menor de 8.

Mojan de agua la caliza o dolomia cuando su PH es mayor o igual a 9.5.

Rompen emulsiones de agua en aceite.

Emulsifican el aceite en agua.

Dispersan las arcillas o finos en el agua.

Acción de surfactantes catiónicos.

Mojan de aceite la arena, lutita o arcilla.

Mojan de agua la caliza o dolomia, cuando su pH es menor a 8.

Mojan de aceite la caliza o dolomia, cuando el pH es de 9.5 o mayor.

Rompen emulsiones de aceite en agua.

Emulsifican el agua en aceite.

Dispersan las arcillas o finos en agua.

Acción de los surfactantes no-iónicos.

Estos surfactantes son probablemente los más versátiles ya que sus moléculas no se ionizan. En combinación con otros productos químicos, proporcionan otras características tales como alta tolerancia al agua dura y al pH ácido. La mayoría son derivados de óxido de etileno o mezclas de éste con propileno.

Acción de los surfactantes anfotéricos.

Son moléculas conteniendo grupos ácidos y básicos. En un pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula. En un pH básico, la parte ácida de la molécula se "neutraliza" y por lo general tiene menos actividad superficial que a otros valores de pH.

Tipos de daños susceptibles de removerse con una estimulación no reactiva.

- Cambio de Mojabilidad.
- Bloqueo por Agua.
- Bloqueo por Emulsión.
- Bloqueo por Aceite.
- Bloqueo por Membranas interfaciales.
- Bloqueo por Depósitos Orgánicos.
- Perdidas de Lodo.
- Bloqueo por Finos.

Requerimientos de los surfactantes:

Un surfactante utilizado para prevenir o remover el daño, deberá reunir las siguientes características:

- Reducir la tensión superficial e interfacial.
- Prevenir la formación de emulsiones y romper las previamente formadas.
- Mojar de agua la roca del yacimiento, considerando la salinidad y el PH del agua utilizada.
- No alterar las arcillas de la formación.
- Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento.
- Ser soluble en el fluido base de acarreo a la temperatura del yacimiento.
- Ser compatible con salmueras o fluidos de la formación.

Fluidos Base.

Los fluidos base utilizados en los tratamientos no reactivos son generalmente aceite y agua. Cuando se utiliza aceite como fluido acarreador del surfactante, generalmente se emplea diesel, xileno, aromáticos pesados o kerosina con un 2 ó 3 % de surfactante miscible o dispersable en aceite.

Si se utiliza agua como fluido acarreador, ésta deberá ser limpia con el 2 % de HCL o una salmuera con el 2 o 3 % del surfactante soluble o dispersable en agua.

V.2.2. ESTIMULACIONES REACTIVAS (ACIDAS)

Son aquellas donde los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y parte de la propia roca.⁽³⁵⁾ El objetivo principal es remover el daño en la vecindad del pozo. Adicionalmente, en formaciones de alta productividad la acidificación matricial estimula la productividad natural del mismo. Esto se

logra disolviendo parte de los sólidos de la roca, con el consecuente mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación

Así como en el caso de la estimulación no reactiva, los surfactantes son los productos activos, en la estimulación reactiva los constituyen el elemento básico.

Ácidos.

Los ácidos son sustancias que se ionizan en iones hidrógeno y un catión, cuando están en solución en el agua. Los iones hidrógeno son los elementos activos que reaccionan con minerales disolviéndolos. Entre los ácidos comúnmente utilizados en la estimulación de pozos están los:

Ácidos inorgánicos: Como el Clorhídrico y el Fluorhídrico

Ácidos orgánicos: Como el Acético y el Fórmico.

Con excepción del ácido fluorhídrico, los demás se usan básicamente para estimular formaciones calcáreas. El fluorhídrico es el único que disuelve minerales silíceos.

No todos los ácidos que se conocen son susceptibles de ser utilizados en la estimulación de pozos. Un ácido para que pueda ser utilizado debe cumplir con las siguientes características:

Que los productos de reacción sean compuestos solubles en agua y removibles de la formación.

Sus efectos dañinos deben ser controlables.

Deben ser de fácil manejo.

Deben estar disponible en grandes cantidades.

De bajo costo.

A continuación se presentan las características de los ácidos antes mencionados.

Ácido clorhídrico (HCl).- Es el más utilizado en la estimulación de pozos, consiste de una solución de cloruro de hidrógeno en agua, puede alcanzar una concentración de hasta el 43% en peso a condiciones estándar, sus productos de reacción son solubles en agua pero es altamente corrosivo a las tuberías del pozo, su nombre comercial es ácido muriático.

Ácido fluorhídrico (HF).- Es el único ácido que permite la disolución de minerales arcillosos como feldespato y arena (cuarzo). Además de atacar estos compuestos de sílice, también reacciona con los minerales calcáreos y con los iones positivos de la salmuera de formación. Sin embargo, los productos de reacción en estos casos resultan en precipitados insolubles, lo cual deberá evitarse en todo lo posible.

Este ácido se utiliza en la estimulación de pozos mezclado con ácido clorhídrico o ácidos orgánicos, siendo la mezcla más común aquella que contiene el 3 % de HF y el 12 % de HCl. La acción corrosiva de estas mezclas son comparables con las del HCl, por lo que debe ser utilizado con inhibidores de corrosión.

En general el uso del ácido fluorhídrico conlleva a serios inconvenientes, como son:

La reacción del HF origina productos de baja solubilidad y en algunos casos su precipitación es inevitable, lo que puede ocasionar taponamiento de los conductos de flujo.

Debido a la gran área de contacto de las arcillas, se tiene un rápido gastado del ácido, lo que conduce a una pobre penetración (alrededor de 30 cm), especialmente a altas temperaturas.

El HF disuelve gran cantidad de minerales silíceos, principalmente aquellos que funcionan como material cementante, dejando sueltos gran cantidad de finos, los cuales son la causa de una rápida declinación de la productividad después de la estimulación.

Al disolver parte de la estructura sólida de la roca, la debilita, creando un problema crítico si se utiliza un exceso de ácido, ya que se puede propiciar el colapso de la formación en la vecindad del pozo.

Ácido acético.- Fue el primer ácido de tipo orgánico empleado para un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y ocurre lentamente. Se utiliza generalmente como ácido de reacción retardada. Aprovechando su menor corrosividad son recomendados para pozos de alta temperatura. Dadas estas características el ácido acético es empleado como fluido de terminación antes del disparo. Además es de uso obligado cuando el ácido estará en contacto con partes de aluminio o cromo.

Este ácido se puede usar sólo o mezclado con HCl y generalmente está disponible en soluciones acuosas al 10 % en peso. En estas condiciones cuesta el doble que una solución de HCl al 15 % y disuelve aproximadamente la tercera parte de carbonato de calcio. Su utilización se restringe a rocas calcáreas.

Acido fórmico.- Es más fuerte que el ácido acético, pero más débil que el HCL, se emplea en combinación con el HCl o el HF en concentraciones hasta del 10 %. La tabla V.2 presenta el poder de disolución comparado con el de los otros ácidos.

Roca	Ácido	5%	10%	15%	30%
Caliza	HCL	0.026	0.053	0.083	0.175
	Fórmico	0.020	0.041	0.062	0.129
	Acético	0.016	0.031	0.047	0.096

Roca	Ácido	5%	10%	15%	30%
Dolomia	HCL	0.023	0.046	0.071	0.157
	Fórmico	0.018	0.036	0.054	0.112
	Acético	0.014	0.027	0.041	0.083

Tabla V.2

Su empleo principal es en la estimulación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura y a la concentración mencionada disuelve la misma cantidad de caliza que el ácido clorhídrico al 8 % . A concentraciones mayores del 10 % los productos de reacción son gelatinosos.

Existen otros tipos de ácidos que se utilizan en casos muy especiales como lo son ácidos en polvo sulfámico y cloro acético, que son sólidos fácilmente solubles en agua, con la ventaja de ser transportables a localizaciones remotas. Así mismo se han llegado a utilizar para aplicaciones muy particulares el ácido cítrico, láctico, y tratando de obtener mayor penetración del ácido fluorhídrico, se ha utilizado un sistema de autogeneración del mismo a través del uso de formato de metilo, agua y fluoruro de amonio.

Finalmente la elección del sistema de ácido depende del tipo de daño identificado. A continuación se presenta el procedimiento para el diseño de un tratamiento reactivo o ácido.

Velocidad de reacción del ácido.

La velocidad de reacción se puede definir como el número de moléculas que reaccionan por unidad de tiempo y por unidad de volumen.

La reacción entre un ácido y una roca es heterogénea. Para que la reacción tome lugar, los iones de hidrógeno del ácido deben ser transportados y alcanzar la superficie sólida de la roca.

Factores que afectan la velocidad de reacción:

Se han realizado estudios experimentales con el objeto de evaluar los diferentes parámetros que afectan o influyen en la velocidad de reacción, habiéndose identificado los siguientes:

- Relación área - volumen.
- Temperatura.
- Tipo y concentración de ácido.
- Tipo y concentración de aditivos.
- Velocidad de flujo.
- Composición de la roca.

Viscosidad.
Presión

Relación área volumen. - Este factor es el que más afecta a la velocidad de reacción entre los ácidos, siendo directamente proporcional a esta relación, ya que a mayor área expuesta, el ácido se gastará más rápidamente.

La figura V.7 muestra los datos experimentales obtenidos, para diferentes relaciones área volumen.

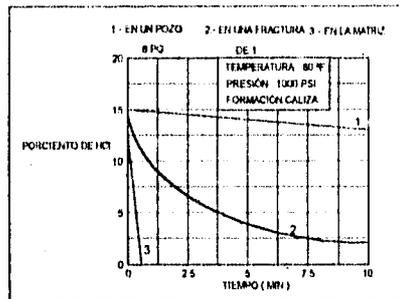


Fig V.7 Relación área volumen

Temperatura. - Cuando la temperatura se incrementa el ácido reaccionará más rápidamente con la roca. Esto se debe a dos efectos principales:

- A mayor temperatura los efectos de difusión son más acentuados y por lo tanto los iones de hidrógeno tienen mayor movilidad y alcanzarán la superficie del sólido más rápidamente.
- Así mismo, a mayor temperatura la viscosidad de la solución disminuirá facilitando el transporte de los iones hidrógeno

Tipo y concentración de ácido. - Como ya se mencionó, la velocidad de reacción es directamente proporcional a la concentración del ácido, disminuyendo ésta a medida que exista mayor cantidad de productos de reacción. Por ejemplo, el ácido clorhídrico tiene una velocidad de reacción mayor que los ácidos orgánicos en las rocas calcáreas. La figura V.8 nos ejemplifica lo descrito:

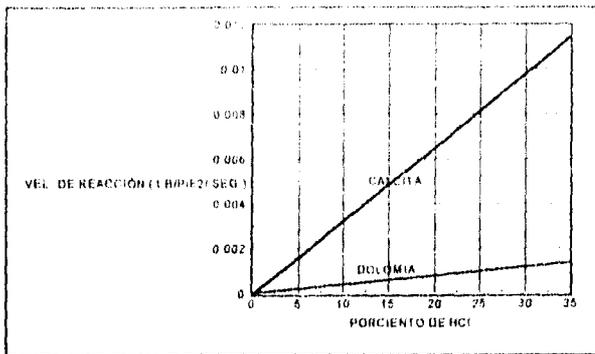


Fig V.8 Concentración de ácido

Velocidad de flujo.- El efecto de incrementar la velocidad de flujo generalmente disminuye el tiempo en que el ácido se gasta. Esto se debe principalmente a que a mayores velocidades de flujo se removerán más rápidamente los productos de reacción de la superficie de la roca, incrementándose el área de contacto.

Composición de la roca.- La composición física y química de la roca influye en la reacción del ácido. Por ejemplo, el ácido clorhídrico reacciona generalmente más lento en dolomías que en calizas.

Viscosidad.- La viscosidad afecta el transporte de los iones hidrógeno hacia la interfase líquido-roca y por lo tanto disminuye la velocidad de reacción. Este efecto se ve disminuido al aumentar la temperatura.

V.2.3. ADITIVOS EMPLEADOS EN LA ESTIMULACION DE POZOS

Todos los ácidos utilizados en la estimulación de pozos requieren de un acondicionamiento para ser utilizados con seguridad y evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad con la formación y o sus fluidos.(37)

Los aditivos deben seleccionarse para las condiciones de cada pozo por cuanto a tipo y concentración de los mismos. Esta selección se lleva a cabo en el laboratorio debiendo ser cuidadosa, ya que representan el mayor costo de la estimulación y por otra parte la ausencia de ellos puede propiciar inseguridad en el manejo de los ácidos.

La mayor parte de los procedimientos de laboratorio para la selección y concentración del aditivo son los recomendados por el American Petroleum Institute en su API-RP-42.

Los problemas más comunes ocasionados por la utilización de ácido son:

1. Corrosión del equipo subsuperficial y superficial del pozo y de bombeo.
2. Daño de la formación por emulsiones, alteración de la mojabilidad, precipitaciones secundarias etc.

Además de los aditivos requeridos para evitar los problemas de corrosión y daño, en ocasiones es necesario la utilización de otros aditivos para adecuar el sistema ácido, a las condiciones del pozo y la formación, como: anticorrosivos, desviadores de flujo, etc.

En general, tanto los ácidos como sus aditivos deben de manejarse siguiendo las normas de seguridad especificadas en cada uno de ellos, para evitar accidentes y un mal uso de los mismos.

A continuación se describen los aditivos más empleados en la industria petrolera, así como sus principales propiedades para una mejor aplicación:

Inhibidores de corrosión.

Los inhibidores de corrosión son utilizados para retardar temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos. Son compuestos que se adsorben a las superficies metálicas formando una película que actúa como una barrera entre el ácido y dicha superficie. Los inhibidores no suspenden la corrosión solo la disminuyen considerablemente.

La velocidad de reacción del ácido sobre el metal depende de:

- Tipo y concentración del inhibidor.
- temperatura.
- Tiempo de contacto.
- Tipo de ácido.
- Tipo de metal.

Tipo y concentración del inhibidor.- La concentración no puede ser incrementada ilimitadamente, dado que dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, el tipo de acero, tipo y concentración del ácido, se llega a una concentración del inhibidor en donde, a mayor concentración no se logra mayor protección.

Temperatura.- A mayor temperatura es más difícil proteger la superficie metálica. A temperaturas altas, será necesario utilizar mayor cantidad de inhibidor y se tendrá menor protección aún con el uso de intensificadores.

Tiempo de contacto.- A medida que el tiempo de contacto entre el ácido y la superficie metálica es mayor, la protección con inhibidor es más difícil.

Tipo de ácido.- Entre más fuerte sea el ácido y mayor su concentración los inhibidores son menos efectivos.

Tipo de metal.- Generalmente entre más dureza tenga el metal es más difícil inhibir la acción corrosiva.

Agentes no emulsificantes.

Debido a que los aceites crudos contienen surfactantes naturales, la inyección de ácido a la formación promueve la mezcla de ácido vivo y/o gastado con el crudo, propiciándose emulsiones estables de agua en aceite o aceite en agua que forman un bloqueo al flujo de hidrocarburos. Por lo que es importante prevenir estas emulsiones durante la estimulación y al recuperar el ácido gastado.(35)

Para evitar este problema se usan surfactantes específicos llamados agentes no-emulsificantes que se solubilizan o dispersan en el ácido.

Agentes antilodos asfálticos.

Cuando el ácido es inyectado a la formación y se pone en contacto con algunos aceites de alto contenido de asfaltenos, estos se pueden precipitar propiciando la formación de lodos asfálticos. Una vez precipitados los asfaltenos sólidos no son redisueltos en el aceite, acumulándose en la formación y reduciendo su permeabilidad. Para combatir la formación de lodos asfálticos se utilizan surfactantes, los cuales se adsorben en la interfase aceite-ácido evitando la precipitación de los asfaltenos.

Agentes suspensores.

Cuando un ácido reacciona con la roca, disolviendo parte del material, se liberan muchos finos insolubles en ácido. Cuando el ácido gastado se remueve de la formación, los finos liberados pueden depositarse y/o puentearse en los canales de flujo, reduciendo la permeabilidad de la formación. Por lo que es importante su remoción, para lo cual se utilizan dos tipos de aditivos.

El primero es un surfactante que se adsorbe en la superficie de los finos y los mantiene en suspensión por repulsión electrostática.

El segundo es un polímero que a nivel molecular crea un efecto de atrapamiento de los finos y los mantiene en suspensión.

Agentes de mojabilidad.

En general se ha demostrado que el aceite y el gas fluyen más fácilmente a través de formaciones mojadas por agua. De aquí la importancia de considerar las propiedades de mojabilidad de los surfactantes que se adicionan al ácido.

Agentes secuestrantes de fierro.

En muchos casos las tuberías del pozo tienen una delgada cubierta de fierro, como óxidos o sulfuros. Al inyectar el ácido, este disuelve los depósitos y minerales de fierro transformándolos en cloruros de fierro solubles en los productos de reacción mientras el ácido está vivo. Al gastarse el ácido se precipitan compuestos de fierro, que son insolubles y se depositan en los canales de flujo restringiendo la permeabilidad de la formación. Para evitar esto, al ácido se le agregan secuestrantes de fierro o una mezcla sinérgica de agente secuestrante y controlador de PH.

Agentes penetrantes.

En formaciones poco permeables, principalmente productoras de gas, es deseable que el ácido penetre y deje la roca mojada en agua. Para esto se utilizan surfactantes denominados agentes penetrantes, que promueven una severa reducción de la tensión superficial del ácido, minimizando los efectos de las fuerzas retentivas y propiciando un mayor contacto entre la roca y el ácido.

Agentes reductores de fricción.

En ocasiones es necesario bombear el ácido por tuberías de diámetro pequeño y gran longitud, lo que ocasiona altas pérdidas de presión por fricción y para reducirlas se adicionan al sistema ácido polímeros estables en ácido y compatibles con otros aditivos, logrando reducciones del orden del 65 al 85 %.

Agentes emulsificantes.

En algunos tipos de estimulación matricial puede ser deseable el uso de sistemas ácidos emulsionados, sobre todo en formaciones calcáreas de alta permeabilidad. Estos sistemas permiten penetraciones mayores y para su empleo se utilizan agentes emulsificantes que son surfactantes que permiten la formación de emulsiones estables de ácido en una fase oleosa.

Agentes retardadores de reacción.

Estos aditivos se utilizan para retardar la acción del HCl en las rocas calcáreas. Son surfactantes que se adsorben en la superficie de la roca, dejándola mojada en aceite, lo que permite generar una película entre la roca y el ácido.

Agentes espumantes.

Este tipo de aditivos permiten la formación de espumas estables de ácido y nitrógeno. Se emplean en sistemas de ácido espumado.

Solventes mutuos.

Son aditivos que tienen apreciable solubilidad tanto en agua como en aceite, reducen la tensión interfacial y actúan como solventes para solubilizar aceite en agua y son capaces de remover materiales oleosos que mojan la superficie de los poros. Adicionalmente mejoran la acción de los surfactantes.

El uso principal de estos solventes es en la estimulación de areniscas, aunque también se ha utilizado con éxito en rocas calcáreas.

Alcoholes.

El uso de alcoholes en el ácido, acelera y mejora la limpieza del ácido gastado, siendo de gran utilidad en pozos de gas seco. No se recomienda utilizarlo a temperaturas mayores de 180 °F por la precipitación de cloruros orgánicos y pueden tener efectos negativos en la acción de los inhibidores.

Agentes desviadores.

Estos productos pueden ser sólidos o líquidos que temporalmente taponan zonas de alta permeabilidad.

V.2.4. SELECCION DE LOS FLUIDOS PARA LA ESTIMULACION

La selección de fluidos de tratamiento (38) es el paso previo más importante en el diseño de una estimulación. El proceso de selección es complejo, ya que depende de muchos factores. El fluido seleccionado deberá eficientemente remover el daño y de ser posible incrementar la permeabilidad natural de la formación.

Factores a considerar en la selección.

Evaluación del daño.- El primer factor básico a considerar es el tipo y magnitud del daño por remover, mismos que son tratados en las Secciones 2.2 y 3.1.

Sensibilidad de la formación al fluido de estimulación.- Debe considerar todos los efectos que puedan ocurrir cuando el fluido se pone en contacto con la roca, es decir realizar las pruebas de compatibilidad entre la roca y sus fluidos.

Mineralogía de la formación.- El conocimiento del contenido, tipo, posición y distribución de los minerales en la roca es importante, ya que por ejemplo, la solubilidad de éstos a un ácido, depende fuertemente de su posición en la estructura de la roca.

Propiedades petrofísicas.- El tipo y distribución de la porosidad y la permeabilidad de la formación, tienen una fuerte influencia en la extensión del daño y en la penetración de ácido.

Temperatura y presión de la formación.- Estos factores deben considerarse en la selección de los fluidos, ya que la temperatura afecta notablemente la eficiencia de los inhibidores de corrosión y la velocidad de reacción de los ácidos y la presión del yacimiento influye decididamente en la remoción de los fluidos de formación y productos de reacción.

Fluidos de la formación.- Estos, invariablemente deben considerarse, para evitar incompatibilidades con los fluidos de tratamiento y agravar el daño en lugar de removerlo.

Condiciones del pozo y del intervalo en explotación.- El estado mecánico del pozo, la profundidad del intervalo y las características del mismo, deben tomarse en cuenta, dado que el fluido deberá ajustarse a las limitaciones de presión, geometría, componentes metalúrgicos de las tuberías.

A continuación se presenta una guía general para seleccionar el fluido de estimulación:

Tipo de Daño Fluido Recomendado

Bloqueo por Agua	En pozos de gas: agua o ácido con alcoholes y surfactantes En pozos de aceite: agua o ácido y surfactantes Si la T > 250 °F utilizar ácido acético no acuoso y surfactantes.
Incrustaciones de sales.	CaCO ₃ Si T > 250 °F utilizar, ácido acético o fórmico y surfactantes Si T < 250 ° F utilizar HCl y surfactantes. CaSO ₄ utilizar EDTA. BaSO ₄ utilizar EDTA. SrSO ₄ utilizar EDTA FeCO ₃ utilizar, HCl con secuestrantes, reductor de Ph y surfactantes. FeS utilizar, HCl con secuestrantes, reductor de Ph y surfactantes. Fe ₂ O ₃ utilizar, HCl más EDTA NaCl utilizar, agua, HCl del 1 al 3 % y surfactantes. Mg(OH) ₂ utilizar, HCl y surfactantes. Ca(OH) ₂ utilizar HCl y surfactantes. Silice utilizar HCl-HF y surfactantes.
Depósitos Orgánicos	Solventes aromáticos o sin solventes mutuos y surfactantes.
Mezclas Dep. Organ. e Inorgánicos	Solventes dispersor en ácidos y surfactantes.
Invasión de Sólidos	
Arcillas y finos	En Rocas Silíceas: T ≤ 300 °F utilizar ácido fluobórico. Si T < 300 °F utilizar solución no-ácida con estabilizadores y floculantes. En Rocas Calcáreas: T ≤ 300 °F utilizar HCl del 15 al 28 % y aditivos y HCl ≤ 20% para dolomias. Si T > 300 °F usar ácidos orgánicos más aditivos.

V.2.4. TECNICAS DE DISEÑO PARA UNA ESTIMULACION.(35)

La estimulación normalmente se utiliza bajo las tres técnicas siguientes:

1. Tratamientos de limpieza.
2. Estimulación matricial en areniscas.
3. Estimulación matricial en rocas calcáreas.

En cada una de ellas los fluidos de estimulación pueden ser reactivos o no-reactivos a la formación.

Procedimiento de diseño de una estimulación.

1. Evalúe e identifique el tipo de daño, en caso de no lograr su identificación no es recomendable aplicar los tratamientos no-reactivos.
2. Seleccione el fluido de tratamiento junto y sus aditivos, de acuerdo con las pruebas de compatibilidad y análisis de núcleos descritos previamente.
3. Realice una prueba de admisión o inyectividad para determinar los gastos y presiones a manejar, además de los requerimientos de potencia.
4. Determine el volumen de tratamiento de acuerdo a la longitud del intervalo a tratar y el radio de penetración de la zona dañada, en general se recomienda una penetración de 2 a 5 pies, y en el caso de intervalos con longitudes mayores a 50 pies emplear desviadores de flujo para que el tratamiento se realice de manera selectiva.

Emplear la siguiente fórmula, tanto para tratamientos reactivos como no reactivos cuando estos sean de limpieza.

$$V_t = 23.5 \times \phi \times hf (r_x^2 - r_w^2)$$

En estos tratamientos es común utilizar mezclas de HCL-HF, siendo el ácido fluorhídrico el único que reacciona con el sílice. En pozos con alta temperatura, se recomienda el uso de ácido fluorhídrico en combinación con ácidos orgánicos. Asimismo, la utilización de técnicas especiales para producir HF, como el uso de ácido fluobórico es recomendable.

Dadas las características de la reacción del HF, estos tratamientos están limitados a penetraciones de 1 a 3 pies de la pared del pozo.

Debido a las reacciones indeseables que se tienen con los carbonatos y salmueras de la formación, esta técnica propone la inyección de cuando menos tres tipos de fluidos: el de prelavado, el de estimulación y uno de desplazamiento.

Fluido de prelavado.- El objetivo de este fluido, es crear una barrera física entre el HF y el agua de la formación, previniendo la precipitación de fluosilicatos y fluoaluminatos de sodio y de potasio. El volumen dependerá del contenido de material calcáreo y del desplazamiento del agua congénita de la vecindad del pozo. El fluido de prelavado consiste generalmente de un ácido clorhídrico o un ácido orgánico.

El volumen requerido para disolver el material soluble en HCl a una distancia r_x está dado por:

$$V_{HCl} = \frac{23.5 (1 - \phi) hf X_{HCl} (r_x^2 - r_w^2)}{\beta}$$

Donde:

V_{HCl} :Volumen requerido en (gal).

X_{HCl} :Fracción en peso del material soluble en HCl.

β : Poder de disolución del ácido.

Los cálculos anteriores deben ajustarse a reglas deducidas de la experiencia de campo, ya que no existen fórmulas exactas para su obtención.

Fluido de estimulación.- El objetivo de este fluido es remover el daño y la mezcla más común es 3% de HF y 12 % de HCl. Esta mezcla debe ser debidamente inhibida y formulada de acuerdo a pruebas de laboratorio. Existen varios métodos de simulación para determinar el volumen óptimo de acuerdo con los minerales de la formación y su distribución. A continuación se presenta el más sencillo:

a) Calcule (ver fig V.9) la penetración del sistema ácido con la siguiente gráfica:

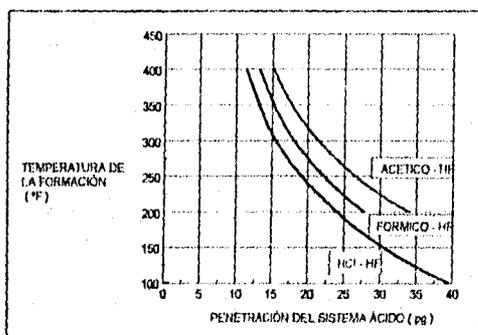


Fig V.9

Grafica para calcular la penetración del sistema ácido

b) El valor obtenido de la penetración debe ser corregido por el gasto de inyección y el contenido de silicatos, mediante las siguientes gráficas: (ver fig V.10 y V.11)

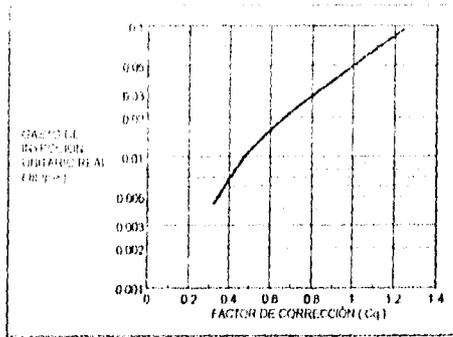


Fig V.10 Gasto de inyección

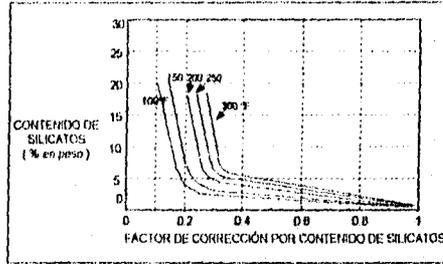


Fig V.11 Contenido de silicatos

c) Finalmente se obtiene el volumen del fluido de estimulación mediante la siguiente gráfica: (ver fig V.12)

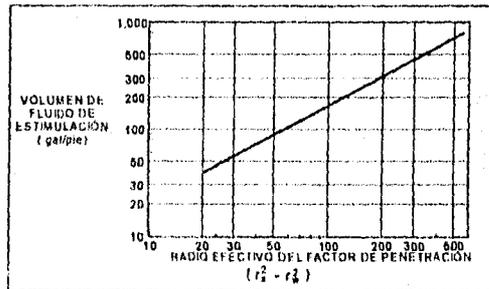


Fig V.12 Volumen de fluido de estimulación

Fluido de desplazamiento.- El propósito de este fluido es desplazar los precipitados dañinos de la vecindad del pozo, asegurar la reacción total del HF y facilitar la remoción de los productos de reacción. Para obtener el volumen de este fluido, se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_f = 23.5 \times \phi \times h_f (r_i^2 - r_w^2)$$

Donde r_x toma un valor de 4 pies aproximadamente. El volumen calculado debe estar en un rango de 50 gal/pie ó 1.5 veces el volumen de fluido de estimulación.

Estimulación matricial en rocas calcáreas.

En estas acidificaciones, normalmente se utiliza HCl al 15 %, pudiéndose tener mejores resultados con ácidos de mayor concentración hasta del 28 %, siempre y cuando la temperatura permita la inhibición del mismo. Los ácidos concentrados permitirán mayor penetración de la solución reactiva y en formaciones de alta permeabilidad se pueden emplear con el mismo objetivo ácidos retardados. A altas temperaturas se puede usar ácido acético o fórmico, o mezclas de HCl y ácidos orgánicos.

Dado que la velocidad de reacción del ácido en formaciones calcáreas es controlada por la velocidad de transporte del ión H^+ a la superficie del mineral calcáreo, cuando el ácido es inyectado a la matriz de la roca y/o a través de fisuras naturales, reacciona rápidamente con las paredes de los poros, aumentando considerablemente su diámetro, formando lo que se conoce como " agujeros de gusano."(43)

Estudios experimentales recientes en calizas y dolomías, indicaron que del gasto de inyección y de la velocidad de reacción depende la estructura de los agujeros de gusano. En general se ha aceptado que en la estimulación de calizas, la eficiencia aumenta cuando se incrementa el gasto de inyección, debido a que se generan agujeros de gusano de mayor longitud.

En dolomías donde la velocidad de reacción es menor, la eficiencia de la estimulación disminuye al incrementar los gastos de inyección. Asimismo la penetración tiende a reducirse, la disolución es más uniforme y hay menos tendencia a formar agujeros de gusano.

En cualquier caso este es un proceso aleatorio y no permite predecir el número, tamaño, estructura y longitud de dichos agujeros. Debido a lo impredecible del proceso de acidificación matricial en rocas calcáreas, su diseño se basa más en estadísticas de campo que en modelos matemáticos o experimentales.

A continuación se presenta una tabla de recomendaciones generales para seleccionar el tipo de tratamiento en base al daño identificado.

Tipo de Daño	Fluido base mas Surfact. de uso gral. 1%	Fluido base con surfct. especial p/remover lodo 1 a 5%	HCl del 5 al 15% mas surfact. al 3%	Mezcla de HCl - HF	Acido regular HCl al 15%	Acido de baja tens. HCl + surfact.
Bloque de Agua	SI	SI	NO	NO	NO	NO
Hinchamiento de Arcillas	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Migración de Finos	NO	NO	SI en Calizas	SI en Calizas	SI en Cal. y Dolomitas	SI en Cal. y Dolomitas
Invasión de Lodo	SI	SI	SI	NO	NO	NO
Emulsiones	SI	SI	PROBABLE	NO	NO	NO
Invasión de solidos solubles en Acido	NO	NO	SI	NO	NO	SI
Invasión de Particulas Organicas	SI	SI	NO	NO	NO	NO
Incrustación de sales	NO	NO	SI	PROBABLE	NO	SI

Tabla V.3 Tipo de tratamiento en base al daño

V.3. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

En las últimas décadas el fracturamiento hidráulico(44), ha presentado una manera efectiva para incrementar la productividad o inyectividad en pozos petroleros.

Actualmente el fracturamiento se encuentra en pleno auge, especialmente en yacimientos de baja permeabilidad ($\leq 0,1$ mD).

La baja productividad de un pozo puede ser causada por varios factores, tales como:

1. Zona dañada alrededor del pozo.
2. Baja permeabilidad del yacimiento.
3. Baja presión del yacimiento.

El fracturamiento puede ser efectivo en los casos 1 y 2, no así en el tercer caso, donde la productividad sólo se verá incrementada mediante procesos de recuperación secundaria.

Otros factores que afectan en gran medida al fracturamiento son:

Daño causado por el fluido fracturante.
Baja conductividad de la fractura.
Longitud de la fractura.
Cierre de la fractura

La orientación de la fractura es otro aspecto de gran relevancia en los proyectos de recuperación secundaria, ya que el desconocimiento de la misma podría llevar al fracaso dicho proyecto, debido a la canalización de los fluidos desplazantes.

En la actualidad, se acepta que la orientación de la fractura creada, depende del estado de esfuerzos de la formación, o sea que el plano de la fractura es perpendicular a la dirección del menor esfuerzo de la formación. El estado de esfuerzo de una formación depende de la profundidad, por lo tanto se pueden crear fracturas horizontales, y verticales, siendo estas últimas las más comunes.

Definición:

Un fracturamiento hidráulico puede definirse como el proceso mediante el cual se genera el rompimiento de una formación hidráulicamente, al inyectar a alta presión y alto gasto un fluido, llamado " fluido fracturante "

Objetivo:

El fracturamiento tiene como objetivo incrementar la productividad y la inyectividad, mediante la creación de canales altamente conductivos, que conduzcan los fluidos del yacimiento al pozo, o del pozo al yacimiento. De aquí que una fractura inducida (gravada o sustentada), tendrá una marcada influencia en el patrón de flujo y en la distribución de presiones en la formación.

Mediante un fracturamiento bien diseñado, se pueden lograr incrementos en la productividad hasta del 400 %.

Las principales aplicaciones del fracturamiento hidráulico se efectúan en:

- Formaciones de baja permeabilidad.
- Formaciones con daño.
- Formaciones con sistemas permeables aislados.
- En procesos de recuperación secundaria.

V.3.1. MECANISMOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Se han escrito muchos artículos técnicos sobre los mecanismos del fracturamiento de las rocas al ser sometidas a la presión interna por un fluido. Howard y Fast (45) revisaron once teorías para predecir el fracturamiento de una formación y para calcular los esfuerzos principales en la roca. Estos investigadores concluyeron que aún existe desacuerdo sobre la forma en que la roca es fracturada al aplicarle presión hidráulica.

En relación al cálculo de la geometría de la fractura, existen también múltiples procedimientos y controversias sobre su validez. A continuación se desarrollarán los métodos y procedimientos más aceptados para predecir y optimizar un fracturamiento hidráulico.

1. Propiedades Mecánicas de las Rocas.

Antes de exponer a detalle el mecanismo de un fracturamiento hidráulico, es importante conocer las propiedades mecánicas de la roca que la afectan directamente, así como los esfuerzos ejercidos en el yacimiento a los cuales están sujetas las formaciones.

En la mayoría de los procedimientos se suponen las siguientes consideraciones.

La formación es isotrópica, elástica y homogénea. Bajo estas condiciones las características de esfuerzo-resistencia de la roca pueden expresarse en función del módulo de Young y su relación de Poisson.

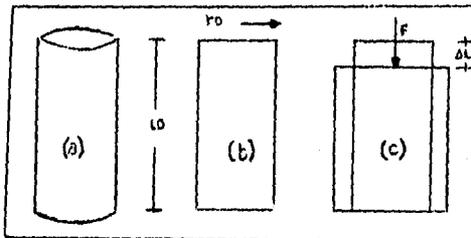
La fractura se inicia en un agujero descubierto de diámetro uniforme.

Se crea una fractura que se extiende en ambos lados del pozo.

La altura de la fractura se estima considerando las condiciones de la formación.

a).- Modulo de Young y Relación de Poisson.(46)

Considérese la siguiente figura, donde (a), representa un núcleo de radio r_0 y longitud L_0 , cuya sección transversal se esquematiza por la sección (b). Este núcleo es sometido a una fuerza F , produciéndose una deformación, como se muestra en la sección (c).



Sea δ la deformación unitaria (adimensional), definida por:

$$\delta = \frac{\text{Dimensión final} - \text{Dimensión inicial}}{\text{Dimensión inicial}}$$

Bajo esta definición y para este caso se tiene:

$$\frac{(L_0 - \Delta L) - L_0}{L_0} = \frac{\Delta L}{L_0}$$

En general si:

$\delta < 0$ existe disminución.

$\delta > 0$ existe aumento.

Ahora supóngase que el mismo núcleo se somete a diferentes fuerzas, para las cuales obviamente se tendrán correspondientes deformaciones unitarias. Si se grafican en un sistema cartesiano los valores experimentales medidos, se obtiene lo que se llama " Comportamiento ESFUERZO-DEFORMACIÓN " del material. Si este comportamiento se ajusta al indicado en la figura V.13 se dice que el material sigue la LEY DE HOOKE:

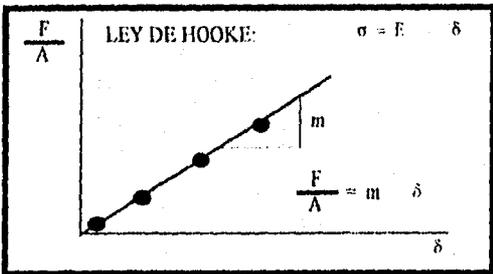


Fig V.13 Ley de Hooke

Donde la constante de proporcionalidad m (pendiente de la curva) se le llama MODULO DE YOUNG o de ELASTICIDAD (E) del material, cuyas dimensiones serán (F / L^2). a F/A se le llama esfuerzo (σ). Para cada material se tiene un valor diferente de E , por lo que el modulo de Young es una propiedad intrínseca del material.

No todos los materiales siguen el comportamiento Esfuerzo - Deformación antes indicado, por lo que se tienen básicamente dos casos:

Material ELÁSTICO que siguen la Ley de Hooke.

Material PLÁSTICO que no la sigue.

Estos casos se presentan en la figura V.14

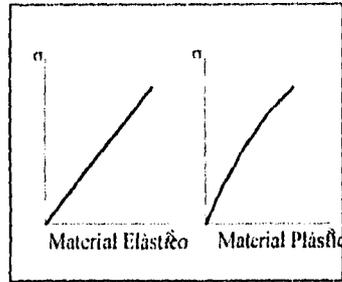


Fig V.14 Comportamiento esfuerzo-deformación

Para los materiales elásticos y dentro de ciertos límites, al eliminar la fuerza que los deforma, estos tienden a recuperar sus dimensiones originales. Sin embargo, si la fuerza se incrementa paulatinamente se alcanzará un valor (dependiendo del material) para el cual ya no se recupera su forma original. Para este valor corresponde lo que se llama LÍMITE ELÁSTICO, si se continúa aumentando la fuerza aplicada, el material falla (se rompe) y ha esta valor se le denomina LÍMITE DE RUPTURA.

La falla del material puede presentarse inmediatamente después del límite elástico, caso en el cual se le llama FALLA FRÁGIL, o puede tolerar mayor esfuerzo después del límite elástico, denominándose FALLA DÚCTIL, como se observa en la figura V.15

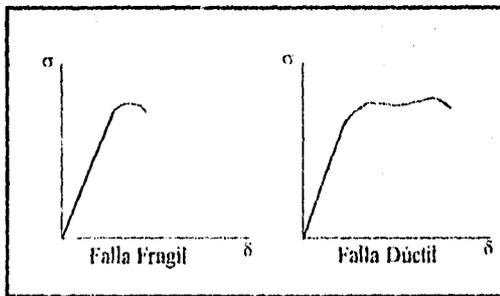


Fig V.15 Tipos de fallas

Regresando al caso del núcleo, se observa que éste se deforma en ambos sentidos longitudinal y radial. Esto propicia la existencia de dos deformaciones unitarias, una

longitudinal δ , y otra radial que se denominará ϵ . Para este caso y bajo las mismas definiciones la deformación radial se expresa así:

$$\epsilon = \frac{(r_0 - \Delta r) - r_0}{r_0} = \frac{\Delta r}{r_0}$$

A la relación entre la deformación radial (horizontal) y la longitudinal (vertical), se le conoce como RELACIÓN DE POISSON (α) siendo otra propiedad intrínseca del material.

$$\alpha = \frac{\epsilon}{\delta}$$

A continuación se presentan valores típicos del Módulo de Elasticidad (E), de la relación de Poisson y de la compresibilidad (Cf) para rocas de interés en el fracturamiento hidráulico:

TIPO DE ROCA	VALORES DE "E" (kg / cm ²)
Arena poco consolidada	10,000 - 50,000
Arenisca arcillosa	50,000 - 100,000
Marga y caliza suave	60,000 - 100,000
Arenisca consolidada	200,000 - 300,000
Arenisca consolidada	300,000 - 500,000
Caliza dura y muy dura	500,000 - 1,000,000

TIPO DE ROCA	α (adimensional)
Areniscas	0.15 - 0.25
Calizas	0.20 - 0.30
Margas	0.40 - 0.45
Roca de sal	0.30 - 0.40

TIPO DE ROCA	Cf (10 ⁻⁶) (cm ² / kg)
Arenisca consolidada	
Caliza dura y Marga	3 - 6
Areniscas no consolidadas	

b).- Resistencia a la compresión (Rc).- Es la resistencia que presentan a la ruptura bajo un esfuerzo compresional y esfuerzos de confinamiento nulos.

A continuación se muestran valores de esta propiedad para diferentes rocas. En ella se observa una relativa dispersión, la cual se acentúa al estar el núcleo o roca sometida a esfuerzos de confinamiento.

TIPO DE ROCA	Rc (kg / cm ²)
Margas	25 - 50
Calizas suaves	100 - 200
Areniscas poco consolidadas	300 - 400
Areniscas consolidadas	600 - 700
Areniscas muy consolidadas	>= 1000
Calizas duras y muy duras	1500 - 2000

c).- Resistencia a la tensión (Rt).- Es la resistencia que presenta la roca a la ruptura bajo esfuerzo de tensión. Los valores están sumamente influenciados por la fisuración de la roca, mostrando siempre una dispersión importante. A continuación se presentan algunos valores típicos:

TIPO DE ROCA	Rt (kg / cm ²)
Arenisca consolidada	30 - 50
Caliza suave	10 - 15
Caliza dura	100 - 150

2. Esfuerzos ejercidos en el yacimiento.

Hubbert y Willis (47) demostraron que la orientación de la fractura inducida depende de las condiciones geológicas y no puede controlarse por procedimientos mecánicos o hidráulicos. Los esfuerzos que actúan sobre la formación, pueden representarse por tres esfuerzos normales entre sí, que son equivalentes al sistema de esfuerzos del cual han sido derivados. Estos esfuerzos se muestran en figura V.16

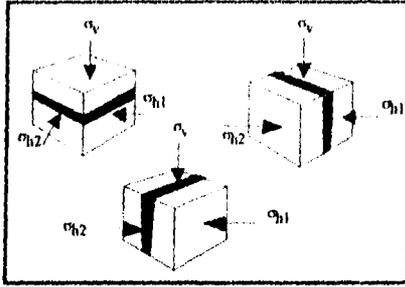


Fig V.16

Como la formación está saturada con fluidos a presión, constituye un sistema de esfuerzos roca-fluido, el conjunto de esfuerzos existentes en este sistema puede dividirse en dos esfuerzos parciales:

La presión que prevalece en el fluido y actúa sobre los componentes sólidos del sistema.

Un esfuerzo adicional que actúa exclusivamente sobre la parte sólida de la formación.

El esfuerzo total es la suma de los dos.- Si en estas condiciones se aplica localmente presión dentro de la roca, los esfuerzos en la matriz se reducirán proporcionalmente en sus tres direcciones principales.

Cuando se exceda la resistencia a la tensión de la roca, ésta se partirá a lo largo del plano perpendicular a su mínimo esfuerzo principal.

Los esfuerzos ejercidos en el yacimiento son:

a).-Esfuerzos totales principales.

Las condiciones naturales de formación de las capas terrestres, conllevan a la generación de un ESTADO DE ESFUERZOS natural, el cual se crea por el peso de los sedimentos.

Considérese un elemento cualquiera, como el indicado en la figura V.17

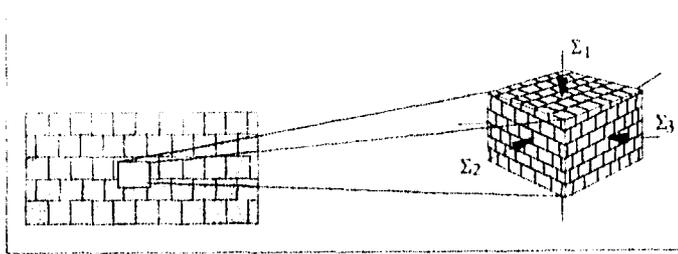


Fig V.17 Esfuerzos totales principales

El cual estará sujeto a una carga geostática Σ_1 , o sea el esfuerzo total vertical, también denominado " presión de sobrecarga ", debida al peso de los sedimentos superpuestos. Este esfuerzo, genera otros dos esfuerzos totales pero en el sentido horizontal, perpendiculares entre sí y que en condiciones naturales serán iguales a Σ_2 y Σ_3 .

A cada uno de estos esfuerzos Σ_1 , Σ_2 y Σ_3 le corresponde una reacción de igual magnitud pero de sentido contrario. Si el peso específico promedio de los estratos (γ), se proporciona en (gr / cm^3) y la profundidad a la que se encuentra el elemento considerado (D), en (m), se tiene:

$$\Sigma_1 \text{ (kg/cm}^2\text{)} = \frac{1}{10} \gamma \text{ (gr/cm}^3\text{)} D \text{ (m)}$$

$$\Sigma_2 = \Sigma_3 = \Sigma_1 \frac{\alpha}{1 - \alpha}$$

En forma general y para rocas comunes, el valor de γ varia entre 2 y 2.6 gr / cm^3 , dependiendo este valor de la profundidad a la que se encuentren. Bajo éste estado natural de esfuerzos se tiene que, $\Sigma_2 = \Sigma_3$, el cual puede calcularse por medio de la Ley de Hooke:

donde α es la relación de Poisson.

El estado natural de esfuerzos así definido, raramente se tiene en el subsuelo, debido a la evidencia que presentan las formaciones de estar o haber estado sujetas a fuerzas tectónicas (presencia de plegamientos, fallas, etc.), distorsionando los valores de Σ_2 y Σ_3 . Tomando en cuenta lo anterior y en lo general:

$$\Sigma_1 \neq \Sigma_2 \neq \Sigma_3$$

Solo en el caso que la región geológica este tectónicamente en reposo: $\Sigma 2 = \Sigma 3$, siendo $\Sigma 1$ calculable en cualquier caso.

b).-Esfuerzos Principales Efectivos.

Las formaciones de interés son porosas, permeables y contienen fluidos a presión. Bajo estas condiciones se presenta un ejemplo muy simple para determinar el esfuerzo vertical efectivo con los datos que se muestran en la fig V.18

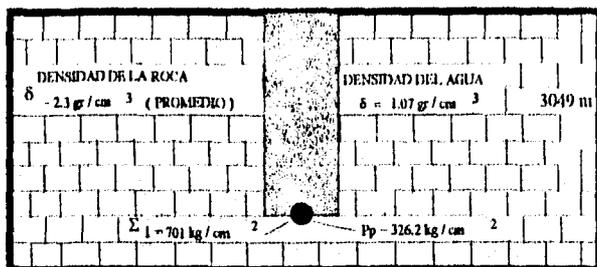


Fig V.18 Esfuerzo vertical efectivo

Definiendo como σ_1 al esfuerzo principal vertical efectivo, tenemos que:

$$\sigma_1 = \Sigma_1 - P_p$$

donde P_p es la presión del fluido en el medio poroso.

En general:

$$\sigma_i = \Sigma_i - \alpha P_p \quad i = 1, 2, 3$$

donde α es un parámetro experimental aproximado a la unidad (para las calizas $\alpha \cong 1.0$ y para areniscas $0.85 \leq \alpha \leq 1.0$).

Para el caso que se analiza:

$$\Sigma_1 = \frac{2.3 \times 3049}{10} = 702 \text{ kg/cm}^2$$

$$\sigma_1 = \Sigma_1 - P_p = 702 - 326 = 376 \text{ kg/cm}^2$$

Del ejemplo anterior se concluye que

El esfuerzo efectivo vertical podrá calcularse estimando la densidad media de los estratos y la presión del yacimiento.

Los esfuerzos efectivos horizontales solo podran estimarse, si se considera que la zona geológica se encuentra tectónicamente en reposo, lo que significa que $\sigma_2 = \sigma_3$. Para el caso en estudio y aplicando la ley de Hooke en tres dimensiones:

$$\sigma_2 = \sigma_3 = \frac{\alpha}{1 - \alpha} \sigma_1$$

El valor así obtenido del esfuerzo horizontal, deberá utilizarse con reserva, dado que en general $\sigma_2 \neq \sigma_3$, ya que si éste es el caso, es posible determinar el esfuerzo efectivo horizontal mínimo (σ_3) a través del fracturamiento hidráulico.

c).- Estado de Esfuerzo en la Vecindad del Pozo.

La perforación de un pozo modifica el estado natural de esfuerzos. Para determinar estas modificaciones, considere al pozo como un cilindro isotrópico, homogéneo y elástico. Una sección transversal se muestra a continuación en la fig V.19

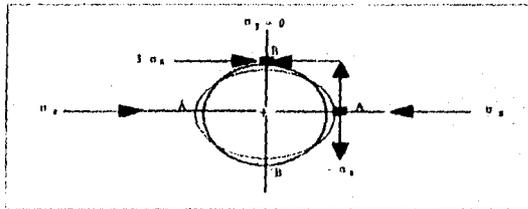


Fig V.19

Primero considere la deformación del pozo bajo la influencia del esfuerzo σ_x , la cual se representa mediante la esfera deformada. Un análisis cuidadoso nos determina que las partículas del material donde se aplica el esfuerzo σ_x , son compactadas hacia A y A' por efecto de tensión y en los puntos B y B' estarán sometidas a esfuerzos de compresión

Matemáticamente el esfuerzo inducido en A, es igual a $-\sigma_x$ y tiene la dirección mostrada en la figura, mientras que el esfuerzo compresivo en los puntos B y B' será igual a $3\sigma_y$.

Como se sabe, las rocas son más frágiles a los esfuerzos de tensión que a los de compresión, por lo tanto si el pozo es fracturado, la fractura se iniciará en los puntos A y Á. Viendo los esfuerzos principales, se nota que σ_x tiene un valor positivo, mientras que σ_y implícitamente se ha considerado como cero. El análisis anterior muestra, que el mayor esfuerzo de tensión es inducido en los puntos A y Á, los cuales son perpendiculares a la dirección del mínimo esfuerzo principal σ_y .

En condiciones similares se puede demostrar que σ_y es positivo cuando σ_x valga cero. La deformación ocurrida en esta caso es mostrada en la fig V.20, donde el punto B y B' están sometidos a un esfuerzo de tensión $-\sigma_y$ y los puntos A y Á a un esfuerzo compresivo igual a $3\sigma_y$.

Un caso general se presenta en la figura V.21 en la cual σ_x toma un valor mayor que σ_y . Para este caso, los esfuerzos en cada punto pueden ser calculados mediante la suma de los componentes inducidos debidos a σ_x y σ_y .

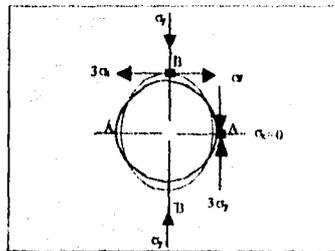


Fig V.20

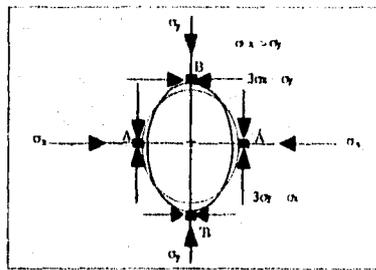


Fig V.21

Así, en los puntos A y Á un esfuerzo igual a $3\sigma_y - \sigma_x$ esta presente y en el punto B y B' será igual a $3\sigma_x - \sigma_y$. Ya que σ_x es mayor que σ_y , los esfuerzos en el punto A y Á son menores que los del punto B y B', por lo tanto una fractura hidráulica iniciaría en los puntos A y Á, siendo perpendicular al mínimo esfuerzo principal.

Como regla general, para iniciar la fractura, el esfuerzo máximo de tensión alrededor del pozo deberá exceder el esfuerzo de tensión de la formación. Si σ_x y σ_y son tal que $3\sigma_y - \sigma_x$ excedan los esfuerzos de tensión de la roca, la fractura hidráulica iniciará alrededor del pozo. Si $3\sigma_y - \sigma_x$ no es suficiente para iniciar la fractura, una fuerza adicional será requerida (Presión de bombeo) sin que cambie el inicio de la misma. Matemáticamente esta condición se expresa así:

$$-P_{wh} + 3\sigma_y - \sigma_x = \sigma_T$$

En donde:

P_{wh} Es la presión hidrostática en el fondo del pozo.

σ_T Es el esfuerzo de tensión de la formación.

V.3.2. GEOMETRIA DE LA FRACTURA

El resultado de un fracturamiento hidráulico dependerá de la geometría de la fractura(48) creada, quedando definida por su altura, longitud y su amplitud.

Existe una serie de factores físicos que ocurren durante un fracturamiento, siendo los más importantes:

1. La inyección de fluido en la fractura.
2. El flujo del fluido a lo largo de la fractura.
3. La pérdida de fluido (filtrado) en la pared de la fractura.

Inyección de fluido en la fractura.

El volumen de fluido inyectado en la fractura (V_t), se define como el gasto de inyección (q) por el tiempo de inyección (t). Matemáticamente se expresa como:

$$V_t = q t$$

El valor de V_t , es de los pocos parámetros que se conocen con exactitud durante el fracturamiento. De éste volumen, parte entra en la fractura y se le denomina (V_f) y parte se pierde en la pared de la fractura como filtrado (V_l). Así :

$$V_t = V_f + V_l$$

La eficiencia del fluido de tratamiento (EF), se define como la fracción del volumen inyectado que entra a la fractura. Por lo tanto se recomienda mantener valores bajos de EF, disminuyendo al máximo el volumen que se pierde por filtración en la pared de la fractura (V_l). La ecuación que define la eficiencia del fluido de tratamiento es:

$$E_f = \frac{V_f}{V_t} = 1 - \frac{V_l}{V_t}$$

Aunado al volumen de tratamiento, es necesario conocer las propiedades reológicas de los fluidos empleados. Las pruebas de laboratorio indican que los fluidos usados en los tratamientos tienen un comportamiento complejo y no pueden ser descritos por modelos simples, sin embargo y para simplificar dichos modelos, se considera que todos los fluidos empleados en un fracturamiento tienen un comportamiento Newtoniano y en casos especiales la Ley de Potencias.

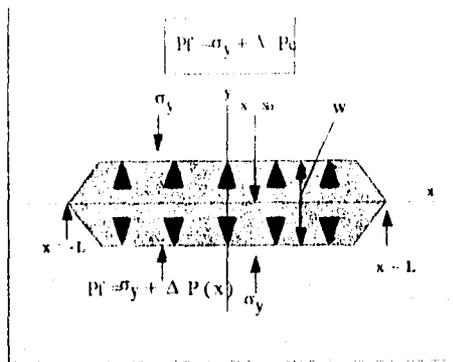
Flujo de Fluido a lo largo de la fractura.

El fluido bombeado al pozo viaja a lo largo de la fractura, ocupando el volumen creado por la misma. Las pérdidas por fricción debidas al flujo del fluido crean una caída de presión entre el extremo de la fractura y la boca del pozo (ΔP_c), la magnitud de esta caída de presión juega un papel importante en la determinación de la fractura.

El extremo de la fractura tiene forma de cuerno y esta parte no contiene fluido de tratamiento, por lo tanto si x_0 es la longitud mojada en una fractura vertical, la caída de presión puede ser calculada de la siguiente manera :

$$\Delta P_c = 2 \left(\frac{2n' + 1}{3n'} \right) K' \int_{x_0}^0 \frac{\{6q(x)\}}{w(x)^{2n'+1}} dx$$

Donde qx y wx denotan el gasto y la amplitud de la fractura respectivamente. considerando que s_y es , el mínimo esfuerzo principal la presión de tratamiento puede calcularse como:



Por lo tanto, la presión de tratamiento en la formación o presión de propagación de la fractura será igual a la presión de tratamiento en la superficie menos las presiones por fricción en la tubería y los disparos.

La ecuación que nos relaciona estas presiones es la siguiente:

$$P_{tw} = P_{ts} + \Delta P_s - (\Delta P_f + \Delta P_p)$$

Donde:

P_i .- Presión inicial

P_{ts} .-Presión de propagación de la fractura.

P_{tw} .-Presión de tratamiento en la superficie.

ΔP_f .-Pérdida de presión en las tuberías.

ΔP_p .- Pérdida de presión en los disparos.

ΔP_s .- Presión hidrostática.

La presión de cierre instantánea, es la presión registrada inmediatamente después de parar el bombeo y corresponde a la presión de inyección para un gasto dado menos las pérdidas por fricción en la tubería y las perforaciones. Al suspender el bombeo $q = 0$ y $\Delta p_f = \Delta P_p = 0$

$$P_{ts} = P_i \text{ luego } P_{tw} = P_i + \Delta P_s$$

$$\text{Por lo tanto } P_{ts} = P_i + \Delta P_f + \Delta P_s$$

La gráfica V:22 muestra la variación de la presión registrada en la superficie, durante un fracturamiento.

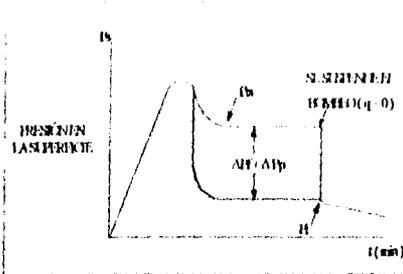


Fig V.22 Variación de presión en la superficie por un fracturamiento

El gradiente de fractura (G_f), es otro parámetro de interés para el diseño de un fracturamiento y es diferente de la presión de fractura. Su expresión matemática es la siguiente:

$$G_f = \frac{P_{tw}}{D} = \frac{P_i + \Delta P_s}{D}$$

Otro parámetro de importancia es la presión de confinamiento (P_c) o el esfuerzo que tiende a cerrar la fractura y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P_c = P_{tw} - P_f$$

Donde P_f es la presión en el fondo del pozo.

Pérdida de fluido (filtrado) en la pared de la fractura.

Durante un tratamiento, parte del fluido que esta en contacto con las paredes de la fractura entra al medio poroso de la roca y se pierde (como filtrado). Para disminuir éste volumen perdido, se agregan aditivos al fluido de tratamiento (controladores de filtrado). Estos aditivos tienen la propiedad de formar un enjarre en la pared de la fractura minimizando la pérdida de fluido

Las propiedades del fluido fracturante que intervienen en el cálculo de la geometría de la fractura se reflejan sólo a través del "coeficiente de pérdida de filtrado", éste debe ser calculado para todo diseño de fracturamiento.

En un sistema de flujo, el coeficiente de pérdida de filtrado del fluido fracturante depende de las características del fluido usado, de la roca y de los fluidos del yacimiento, un coeficiente bajo significa una fractura mayor para un gasto de inyección y un volumen dado.

El coeficiente del fluido fracturante esta influenciado por los tres tipos de mecanismos de flujo lineal que se encuentran al fracturar una formación, estos son:

1. La resistencia al flujo debida a la viscosidad del fluido fracturante y su permeabilidad relativa.
2. La resistencia al flujo debida a la viscosidad de los fluidos del yacimiento y a los efectos de compresibilidad de la formación, generados al ser desplazados de la cara de la fractura.
3. La resistencia que ofrece el enjarre formado por el fluido fracturante sobre la cara de la fractura.

El primer mecanismo esta controlado por las propiedades del fluido fracturante, tales como: la viscosidad y la permeabilidad efectiva de la formación al fluido. Para cuantificar este efecto, se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_1 = 0.0469 \left(\frac{K_{ff} (P_1 - P_2) \phi_e}{1000 \mu_{ff}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$\phi_e = \phi (1 - S_x - S_r)$$

La permeabilidad efectiva al fluido fracturante (K_{ff}), se obtiene directamente en el laboratorio.

El segundo mecanismo tiene lugar cuando los efectos de la viscosidad y de la compresibilidad de los fluidos del yacimiento son los que controlan la pérdida del fluido fracturante. La ecuación utilizada para calcular este coeficiente se define como:

$$C_2 = 0.0374 (P_1 - P_{ws} \chi \frac{K_r \phi C_1}{1000 \mu_r})^{\frac{1}{2}}$$

En esta ecuación, los parámetros K_r , C_1 y μ_r se determinan con las siguientes expresiones:

$$K_r = \frac{(S_o - S_{or})K + (S_w - S_{wr})K_w + S_g K_g}{(S_o - S_{or}) + (S_w - S_{wr}) + S_g}$$

$$C_1 = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f$$

$$\mu_r = \frac{(S_o - S_{or}) \mu_o + (S_w - S_{wr}) \mu_w + S_g \mu_g}{(S_o - S_{or}) + (S_w - S_{wr}) + S_g}$$

La utilización de aditivos para evitar la pérdida del fluido, origina el tercer mecanismo que controla dicha pérdida. La evaluación de éste coeficiente se basa en pruebas de laboratorio (en un filtro prensa).

La figura V.23 muestra los resultados de una prueba de laboratorio, en la que se gráfica el volumen acumulado de fluido perdido por unidad de área contra la raíz cuadrada del tiempo de flujo:

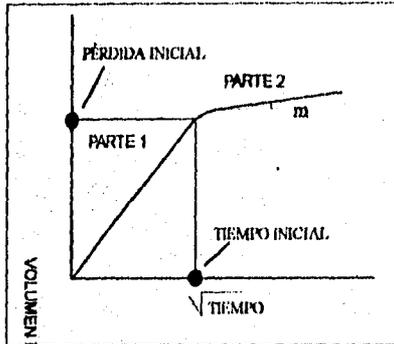


Fig V.23 Resultados de una prueba de laboratorio

La primera parte corresponde al periodo inicial, o sea, a la formación del enjarre y depende de la concentración de aditivos, la viscosidad del fluido, la presión de poro y compresibilidad de la formación.

En la segunda parte de la curva, el enjarre ha sido formado y controla la pérdida de fluido, obteniéndose de esta sección el coeficiente de pérdida de fluido con la siguiente ecuación:

$$C_{3 \text{ exp}} = \frac{0.0164 m}{a}$$

Donde:

- a Es el área transversal expuesta al flujo.
- m Es la pendiente de la recta.

El valor de $C_{3 \text{ exp}}$ puede corregirse, de condiciones experimentales a reales, utilizando la siguiente ecuación:

$$C_3 = C_{3exp} \sqrt{\frac{(P_1 - P_{ws}) K_{ff} T_s}{\Delta P_{exp} K_{exp} T_{exp}}}$$

La prueba experimental mediante la cual se obtiene el valor de C3, debe efectuarse siguiendo los lineamientos propuestos por Howard y Fast.(45)

En un fracturamiento, los mecanismos mencionados, actúan simultáneamente, en tal forma que la combinación de los mismos se complementa para incrementar la efectividad del fluido. Sin embargo, la ecuación en que se utiliza este concepto, para el cálculo del área de la fractura, considera aisladamente cada mecanismo; por lo que se selecciona, como coeficiente total del fluido fracturante, el menor valor obtenido de los tres coeficientes. En el caso de no disponer de datos suficientes para calcular los coeficientes C1 y C2, el valor que se considera es el determinado experimentalmente.

Métodos para calcular la geometría de la fractura.

Como ya se menciona, la geometría de la fractura, queda definida por su altura, su longitud y su amplitud. Para predecir o calcular dicha geometría estas dimensiones se relacionan con las propiedades de la formación y el fluido fracturante. La mayoría de los procedimientos de cálculo combinan las soluciones analíticas de tres problemas interdependientes que describen el desarrollo de la fractura cuando se resuelven simultáneamente. Esto incluye ecuaciones que describen lo siguiente:

La geometría de la fractura: Estas ecuaciones relacionan la longitud de la fractura y su amplitud con el volumen de la fractura, interviniendo el módulo de Young y la relación de Poisson de la formación tratada, la presión en la fractura, y el esfuerzo de la formación que debe de vencerse para predecir la fractura.

El volumen de la fractura: Las ecuaciones que relacionan el volumen de fluido perdido a la formación con las propiedades de la formación y el fluido, permiten predecir el volumen de la fractura conocida su longitud.

La presión promedio dentro de la fractura: La fuerza que mantiene abierta la fractura es generada por la resistencia al flujo del fluido fracturante a lo largo de la fractura. Esta presión se calcula usando una ecuación que relaciona el gradiente de presión con la viscosidad del fluido fracturante, la velocidad del fluido, y la longitud y amplitud de la fractura.

Existen varios modelos para calcular o predecir el comportamiento de los parámetros mencionados y están ligados entre si mediante las siguientes suposiciones comunes:

La formación es isotrópica, homogénea y linealmente elástica.

El comportamiento reológico del fluido se determina en base al modelo matemático empleado, Newtoniano o Ley de Potencias .

La altura de la fractura estimada se considera constante.

Sin embargo, la diferencia de los modelos radica en las consideraciones particulares que emplean para resolver los algoritmos matemáticos.

V.3.3.-Características de los fluidos fracturantes.

El fluido fracturante (49) es el que permite transmitir presión hidráulica a la formación hasta lograr su ruptura. Después el fluido fracturante penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura.

Las funciones básicas de los fluidos fracturantes son:

- a).- Crear y extender la fractura (en amplitud y longitud).
- b).- El acarreo del sustentante y su distribución en la fractura.

Para que el fluido fracturante cumpla su función en forma óptima, deberá cumplir con las siguientes propiedades:

Pérdida de filtrado.- Debido a las características de la formación, el fluido fracturante en su fase líquida, tiende a penetrar a la formación en forma de filtrado mediante la diferencial de presión que se establece entre la presión hidráulica del mismo y la presión de la formación. Si el fluido fracturante no se trata con un aditivo reductor de filtrado, esta propiedad ocurrirá inevitablemente, provocando una baja eficiencia en el fracturamiento.

Poder de acarreo.- Para mantener abierta la fractura es necesario introducir a la misma un agente sustentante y el fluido fracturante debe ser capaz de acarrearlo y depositarlo en la fractura.

No dañar la formación.- El fluido fracturante debe ser inerte a los fluidos de la formación y a la matriz de la misma, es decir, no debe existir interacción química o fisicoquímica que provoque el consecuente daño a la formación. Esto es deseable cuando el objetivo es crear una fractura empacada con un agente sustentante, pues se debe aclarar que existe el fracturamiento con ácido, cuyo principio básico es diferente.

Debe ser bombeable.- Que su poder tixotrópico sea mínimo y su viscosidad apropiada para permitir su bombeabilidad.

De fácil preparación.- Se considera la disponibilidad de los productos y su facilidad para prepararlos en el campo.

Removibles de la fractura.- Esta propiedad es muy importante, pues si el fluido fracturante queda " atrapado " en la fractura no habrá flujo de fluidos de la formación hacia el pozo.

Causar bajas pérdidas de presión por fricción.- Esta propiedad nos permite aprovechar al máximo la capacidad del equipo superficial de bombeo. El hecho de poder controlar esta propiedad ha dado como resultado el poder lograr mayores velocidades de bombeo, y consecuentemente , mayor eficiencia en el tratamiento.

No peligrosos.- En algunas ocasiones se han usado productos tóxicos e inflamables que ponen en peligro la integridad física del personal, por lo que son poco deseables en su uso, aunque sus propiedades sean excelentes.

De bajo costo.- El costo del fluido fracturante determina la ECONOMIA de la operación. Se pueden obtener buenos resultados de productividad en el fracturamiento, pero el costo de la operación puede hacer antieconómico el tratamiento.

V.3.4 .-Tipos de Fluidos Fracturantes

Los fluidos fracturantes se clasifican en tres grupos que son:

1.Fluidos base aceite.

Los primeros fluidos usados en las operaciones de fracturamiento fueron precisamente fluidos base aceite, preparados con gasolina y Napalm (una sal ácido-grasa de aluminio); la kerosina, el diesel o aceite crudo fueron la base de estos fluidos. Posteriormente se uso una gama de aceites viscosos como base del fluido fracturante.

Aceites refinados.- Los aceites refinados ofrecieron una serie de ventajas en el fracturamiento y por muchos años fueron el medio de fracturar más común. Las especificaciones típicas de este tipo de aceites son:

Grados API	de 6 a 25 °
Viscosidad	de 50 a 300 cp a 100 ° F
Filtrado API	de 25 a 100 ml en 30 min.
Velocidad de caída del sustentante	< de 7 pies/min
Asfáltenos	< de 0.75 %
Tiempo de ruptura de la emulsión	< de 30 min.

Las principales ventajas de estos fluidos son:

a) Su disponibilidad.

- b) Bajo costo.
- c) Su fácil remoción de la fractura.

Aceite crudo.- Tiene la propiedad de ofrecer una óptima viscosidad de acareo y su filtrado se controla fácilmente. Las principales ventajas son:

- a) Su disponibilidad en caso de que se produzca en el área.
- b) Bajo costo.
- c) De fácil remoción.
- d) Es recuperable y no causa problemas en la batería de separación.

2. Fluidos base agua

La tendencia, en los últimos años, se ha orientado hacia el uso de los fluidos base agua. Esto a pesar de que se considera inapropiado bombear agua hacia las formaciones productoras, sobre todo cuando la formación es sensitiva al agua. Sin embargo, se usa el agua por varias razones, entre ellas la económica.

En la actualidad las dos terceras partes de los pozos se fracturan con fluidos base agua, debido al gran desarrollo de aditivos que pueden controlar sus propiedades. Además se tienen algunas ventajas, entre las que se pueden mencionar:

- a).- Seguridad en su manejo.
- b).- Su disponibilidad.
- c).- Su bajo costo.
- d).- Su efectividad para reducir las pérdidas por fricción.
- e).- Su baja viscosidad, que hace posible el bombeo a altos gastos.

3. Fluidos base ácido

Los fluidos fracturantes base ácido, en general siguen los patrones que los de base aceite; es decir, los factores importantes que se consideren son la pérdida de presión por fricción y la pérdida de filtrado. Otra característica importante en este tipo de fluidos es la concentración de ácido y la reacción obtenida con los aditivos. En este grupo tenemos dos tipos de fluidos fracturantes:

Ácidos viscosos.- La preparación de estos ácidos se realiza adicionando goma natural o polímeros sintéticos. La principal desventaja que presentan es su alto costo, sin embargo son utilizados por tener buenas propiedades en el control de filtrado y reducción de pérdidas por fricción.

Ácidos emulsionados.- Las emulsiones ácidas, aunque no muy populares, son de gran utilidad en formaciones con altas temperaturas, debido a su estabilidad y a su baja velocidad de reacción entre el ácido y la formación. Las principales desventajas son su alto costo, altas pérdidas de presión por fricción y la dificultad de bombeo.

Productos químicos para los fluidos fracturantes

Existe una gran cantidad de productos químicos que son adicionados a los fluidos fracturantes, con la finalidad de incrementar o disminuir sus propiedades reológicas, según se requiera y hacerlos más eficientes en los tratamientos. Los más comunes se describen a continuación:

1.- Aditivos para fluidos base aceite.

a) Reductores de pérdidas de presión por fricción.- Se usa un aceite ácido-graso que aunque aumenta la viscosidad reduce la fricción de los fluidos que son bombeados a alta velocidad. Otro aditivo comúnmente empleado es un polímero de cadenas moleculares largas, que viaja en sentido laminar reduciendo así los choques de turbulencia.

b) Reductores de filtrado.- Un aditivo reductor de filtrado debe ser:

- 1) Efectivo a bajas concentraciones.
- 2) De fácil remoción
- 3) Inerte y compatible con los fluidos de la formación.
- 4) Aceptable en la línea de producción.

La concentración de este aditivo se debe determinar por pruebas de laboratorio y de ser posible con núcleos de la formación por tratar, bajo condiciones de temperatura y presión diferencial similares a las del pozo.

2 Aditivos para Fluidos Base Agua.

a) Reductores de fricción.- El uso del agua en sí implica reducir las caídas de presión en comparación con otros fluidos. Los agentes reductores de fricción que se usan en agua son esencialmente poliacrilamidas. Otros materiales como la goma guar actúan en forma similar, pero no en forma efectiva, aunque ésta última se prefiere por su bajo costo. Con el uso de aditivos se puede reducir hasta en un 75 % las pérdidas de presión por fricción.

b) Viscosificantes.- Son empleados para incrementar la viscosidad, los más comunes son:

- 1).- Goma guar.
- 2).- Hidroxietil celulosa

Siendo altamente efectivos a temperaturas de 200 °F o más.

c).- Reductores de filtrado.- Los viscosificantes, al mismo tiempo que dan " cuerpo " al fluido, ayudan a disminuir su pérdida de filtrado. Si además se agregan pequeñas cantidades de sólidos inertes como la harina de sílice, el filtrado se reduce notablemente. Los más comunes son:

- 1) Harina de sílice.

- 2) Polímeros.
- 3) Resinas, etc.

d) Bactericidas.- Generalmente son utilizadas para proteger la degradación de los polímeros. Los más empleados son:

- 1) Fenoles clorinados.
- 2) Aminas cuaternarias.

e) Surfactantes .- Son utilizados para reducir las tensiones superficiales y presiones capilares en los poros; prevenir emulsiones, promover emulsiones estables, promover espumas estables y alterar las características de mojabilidad.

f) Alcoholes.- Incrementan la estabilidad del gel con la temperatura

g) Controladores de PH.- Permiten la hidratación del polímero, aumentan la estabilidad reológica a altas temperaturas, controlan el rompimiento del gel y ayudan a la estabilidad de las arcillas. Los más empleados son:

- 1) Fosfato monosódico.
- 2) Acetato de sodio.
- 3) Ácido cítrico, fórmico y acético.
- 4) Bicarbonato de sodio y óxido de magnesio.

h) Rompedores de gel.- Reducen la viscosidad del gel, lo que permite minimizar el retorno del sustentante y maximizar el retorno del fluido.

3 Aditivos para fluidos base ácido

a) Retardadores de la acción química del ácido.- Los retardadores químicos del ácido clorhídrico tienen ciertas ventajas sobre otros retardadores ácidos, como son bajo costo, reacción lenta, etc. Los más comunes son:

- 1).- Alkil fosfato, torato y sulfato.

V.3.5 Selección del Fluido Fracturante.

Con el conocimiento que se tiene de los diferentes tipos de fluidos fracturantes de que se dispone, se puede establecer una guía para escoger el fluido apropiado en cada caso particular. La selección del fluido fracturante depende de:

a) Las propiedades de la formación.- Se deben considerar las propiedades físicas y químicas de la formación a ser fracturada y la influencia de ésta en los fluidos fracturantes. Si la permeabilidad de la formación es alta y no ha sido dañada, se tienen muy pocas posibilidades de incrementar la productividad con un tratamiento de fractura. Otro factor

importante es el contenido de arcilla de la formación, si el contenido es alto se recomienda un fluido base aceite para reducir la hidratación de la arcilla, o utilizar controladores de arcilla si se utiliza un fluido base agua.

En formaciones carbonatadas que contienen agua con sal en solución, se puede usar agua dulce para disolver el cloruro de sodio y ácido clorhídrico para disolver los carbonatos e incrementar así la permeabilidad de la formación. Si la formación a ser fracturada tiene un alto contenido de carbonatos, se recomienda el uso de fluidos base ácido.

b- De la presión y temperatura de fondo.- La temperatura debe ser considerada cuidadosamente en la selección del fluido fracturante, así como en la selección de los aditivos. Como se ha visto, la eficiencia de los fluidos base agua, aceite y ácido es función directa de la temperatura a la que serán sometidos. Por lo que es necesario efectuar las pruebas de laboratorio de los fluidos, con sus aditivos, a las condiciones de operación esperadas

La presión de fondo es otra variable que debe tomarse en cuenta, ya que influye en la viscosidad de los fluidos y por otra parte, se debe considerar en el cálculo hidráulico. Si la presión es baja se debe pensar en un fluido de fácil remoción y si es alta, se debe pensar en aditivos surfactantes reductores de la tensión interfacial.

c) De los fluidos de la formación.- Otro factor que debe ser considerado en la selección del fluido fracturante es el tipo de fluido que contiene la formación. Por ejemplo, si una formación contiene aceite pesado (asfaltenos y parafinas) sería incorrecto utilizar un fluido base aceite ya que provocaría precipitación del material pesado.

Durante la selección del fluido fracturante se deben efectuar pruebas de compatibilidad con los fluidos de la formación, para evitar la formación de emulsiones inestables y precipitados de material orgánico e inorgánico difíciles de remover y que afectarían considerablemente la productividad del pozo.

V.3.6. Agentes sustentantes

La efectividad de un fracturamiento hidráulico con sustentante(50), esta fuertemente influenciado por la capacidad de flujo o conductividad del sustentante empleado y de su distribución en la fractura.

Las principales funciones del sustentante son:

Prevenir el cierre de la fractura, al término del tratamiento.

Crear un canal de flujo de alta conductividad.

El primer sustentante utilizado en los fracturamientos fue la arena de río, pero debido a su forma heterogénea, muchas veces no entraba a la fractura y formaba puentes o arenamientos dentro del pozo o en las herramientas superficiales.

Actualmente, las compañías de servicio han avanzado mucho en este renglón y la variedad de sustentantes existentes se pueden dividir en:

Sustentantes elasto - frágiles. - Son aquellos cuyo comportamiento es elástico, o sea que la deformación es proporcional al esfuerzo aplicado. Dentro de este grupo tenemos los siguientes:

- Arenas (naturales).
- Partículas de vidrio (sintéticas).
- Partículas de óxido de Aluminio (Bauxita sintética).
- Partículas de óxido de Circonio.

Sustentantes elasto - plásticos. - Como su nombre lo indica, son aquellos que tienen un comportamiento plástico al aplicarles una fuerza exterior. En este grupo se incluyen los siguientes:

- Cáscara de nuez.
- Polímeros.
- Partículas de Aluminio.
- Partículas de Acero.

Los principales requerimientos que deben cumplir los sustentantes son:

- Ser resistentes.
- Su tamaño debe ser tal que, permita su manejo y colocación en la fractura.
- Las partículas deben ser esféricas y uniformes.
- El material debe ser inerte y libre de impurezas.
- Su densidad no debe ser muy elevada.
- Disponibles en grandes cantidades.
- De bajo costo.

Propiedades del agente sustentante

Granulometría. - Se refiere al tamaño de la partícula siendo los más comunes: 6/12, 8/16, 12/20, 16/30, 30/50, 20/40, 40/70 y 70/140. Lo anterior indica que una partícula de tamaño 6/12 pasa a través de una malla 6 pero no pasa una malla 12.

Forma. - La forma se refiere a la redondez y esfericidad de la partícula. La redondez está definida por la relación del radio promedio de las aristas y el radio máximo de un círculo inscrito en la misma, para que el sustentante sea aceptado, esta relación debe ser mayor o

igual a 0.6. La esfericidad es la relación entre el área superficial de la partícula y el área de una esfera del mismo volumen, esta relación debe ser mayor o igual a 0.6.

Solubilidad en ácido.- Es la porción soluble de un sustentante en ácido. Los valores aceptados son los siguientes:

Tamaño (malla) (% en peso)	Solubilidad Máxima
6/12 a 30/50	2.0
40/70 a 70/140	3.0

Contenido de finos y arcillas.- Se refiere al contenido de impurezas (en porciento) aceptables en un sustentante, el cual no debe ser mayor del 1%.

Densidad del sustentante.- No debe ser muy elevada ya que podría causar problemas en su transporte al interior del pozo y a la fractura, por asentamiento prematura (arenamiento).

Sustentante	Densidad (gr/cm ³)
Arenas	2.65
Partículas de vidrio	2.55 a 2.60
Partículas de óxido de aluminio	3.50 a 3.70
Cáscara de nuez	1.30

Propiedades Mecánicas del Sustentante

Las propiedades mecánicas más importantes del sustentante son las siguientes:

Carga crítica o trituramiento.- Es la resistencia que presenta el material a ser triturado. Esta propiedad es muy importante (es usual de los materiales elasto-frágiles), ya que si el material se tritura al retirar la presión que mantiene abierta la fractura, ésta se cerrara disminuyendo significativamente la conductividad de la fractura. La expresión matemática que relaciona esta propiedad es la siguiente:

$$\text{Carga crítica} = \frac{\text{Esfuerzo a la ruptura}}{(\text{Diámetro de la partícula})^2}$$

Deformación .- Es la resistencia del material a ser deformado y es característica de los sustentantes elasto-plásticos.

Presión de incrustación. - Esta propiedad depende de la dureza de la formación y del sustentante y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P_i = \frac{\text{Carga aplicada}}{\text{Area proyectada de la impresión}}$$

A continuación se presenta un criterio de selección del sustentante basados en la presión de incrustación:

Presión (kg/cm ²) de incrustación	Criterio
Pi < 100	Conductividad muy pobre
100 < Pi < 180	Sustentante ideal
Pi > 180 a 200	Propensión al trituramiento o a la deformación

Conductividad. - Es la capacidad de flujo del sustentante y depende de:

- Tipo y tamaño del sustentante.
- Distribución y concentración en la fractura.
- Esfuerzo de cierre de la fractura.
- Incrustación en la formación.
- Obturamiento por residuos del fluido fracturante.

En la figura V:24 se ejemplifica el flujo de fluido a través de una fractura sometida a los esfuerzos de la formación:

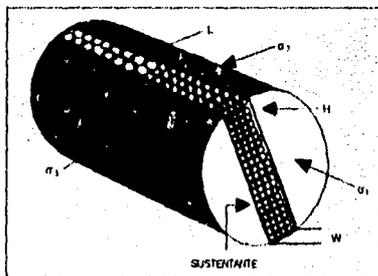


Fig V.24

Flujo de fluidos a través de una fractura

Si la conductividad en la formación es igual a $C_f = HK_f$ la conductividad de la fractura se expresa como $C_f = WK_f$ y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$C_f = WK_f = \frac{q \text{ (m}^3 \text{/seg)} \mu \text{ (poise)} L \text{ (cm)}}{\Delta P \text{ (atm)} H \text{ (cm)}}$$

El movimiento del sustentante es afectado por los siguientes factores:

- Tamaño del sustentante.
- Densidad del sustentante.
- Velocidad del fluido fracturante.
- Pérdida del fluido.
- Densidad del fluido fracturante.
- Forma del sustentante.
- Concentración del sustentante.

La figura V:25 puede ser utilizada para determinar la concentración del sustentante:

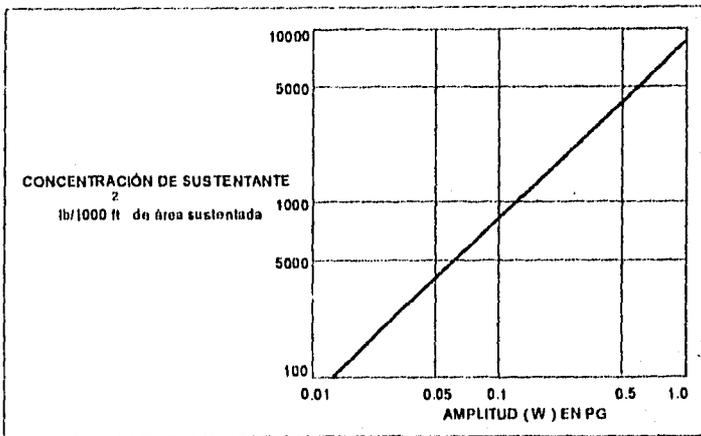


Fig V.25 Concentración de sustentante

La velocidad de asentamiento del sustentante depende de la velocidad del fluido. Considerando que se tiene una partícula esférica, el flujo laminar y el fluido fracturante es Newtoniano, la siguiente ecuación expresa la velocidad de asentamiento del sustentante:

$$u = \frac{18.486 d_p^2 (\rho_p - \rho)}{\mu}$$

Donde:

- u Es la velocidad de asentamiento en ft/seg.
- d_p Es el diámetro de la partícula en pg.
- r_p Es la densidad de la partícula en lb/ft³.
- r Es la densidad del fluido en lb/ft³.
- μ Es la viscosidad del fluido en cp.

V.3.7. FRACTURAMIENTO CON ACIDO

Consiste en la inyección de ácido a la formación(51), a una presión suficientemente alta para fracturar la formación o abrir fracturas existentes. El fracturamiento se logra cuando después del tratamiento permanece abierto un canal o serie de canales altamente permeables. Esta canal se forma por la reacción del ácido sobre las paredes de la fractura solubles en ácido.

La fractura puede existir después del tratamiento si las caras de la fractura quedan grabadas cuando se libera la presión. La longitud de la fractura depende de una combinación del ritmo de inyección (gasto), de la velocidad de reacción del ácido, de la pérdida de fluido y de la temperatura.

Su principal aplicación es en yacimientos carbonatados (dolomías y calizas), cuya solubilidad de la roca al HCL sea mayor del 65 %, ya que para solubilidades menores , la probabilidad de éxito en el fracturamiento disminuye.

Las principales razones para efectuar un fracturamiento con ácido son:

1. La baja permeabilidad de la formación.
2. Cuando el daño no se restituye con un tratamiento matricial.

Para que un fracturamiento ácido tenga éxito, la geometría de la fractura debe proveer el área de flujo adecuada. Para efectuar un buen diseño, es necesario:

- a. Definir la geometría de la fractura.
- b. Conocer la temperatura del fluido.
- c. Determinar la penetración del ácido en la fractura a las condiciones obtenidas en los puntos 1 y 2.
- d. Calcular el incremento de la productividad originado por la reacción del ácido con las paredes de la fractura.

Los procedimientos para obtener la geometría de la fractura y el incremento de la productividad, son comunes al fracturamiento con sustentante, por lo tanto, solamente

trataremos los temas de interés para complementar los cálculos relativos al diseño de un fracturamiento con ácido.

Los factores que afectan la geometría de la fractura son:

La Temperatura del fluido.

La temperatura del fluido fracturante dentro de la fractura, durante el tratamiento, es mucho menor que la temperatura del yacimiento. Por esta razón las fracturas son de mayor amplitud de lo esperado. Los ritmos de reacción del ácido son menores, especialmente cuando se inyecta un bache de fluido antes del ácido, lo cual ayuda a obtener una penetración mayor. La gráfica V.26 nos muestra la variación de la penetración con la temperatura :

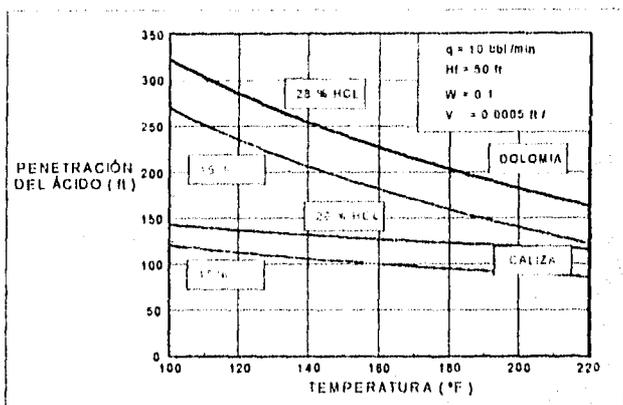


Fig V.26 Variación de la penetración con la temperatura

Para calcular la temperatura del fluido en la fractura, es necesario primero determinar la temperatura correspondiente en el fondo del pozo. El procedimiento desarrollado por el profesor Romero Juárez es adecuado y se describe a continuación mediante las siguientes ecuaciones:

$$\beta = 0.281 \left(\frac{d_i}{d_{ci} - d_{to}} \right)$$

$$F = 1.688 \frac{1 + \beta f(t)}{\beta}$$

$$A = 0.000394 F^2 q$$

$$T(Z,t) = g_e Z + T_{es} - g_e A + (T_{fs} + g_e A - T_{es}) e^{-ZA}$$

Donde:

- d_{ti}** Diámetro interior de T.P. en pg.
- d_{te}** Diámetro exterior de T.P. en pg.
- d_{ci}** Diámetro interno de T.R. en pg.
- q_i** Gasto de inyección en bbl / min.
- g_e** Gradiente geotérmico (°F / pie).
- z** Profundidad en (pies).
- T_{fs}** Temperatura del fluido en (°F).
- T_{es}** Temperatura superficial en (°F).

La función $f(t)$ se obtiene mediante la gráfica V.27

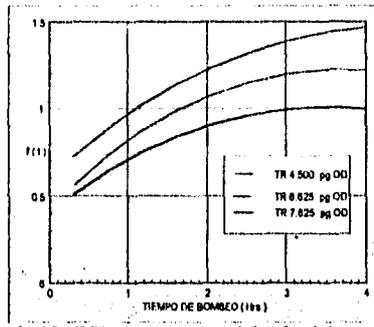


Fig V.27 Temperatura e el fondo del pozo

La Pérdida de filtrado.

El control de filtrado es un factor importante para crear una adecuada geometría de la fractura. Como lo confirma la tabla V.4.

EFECTO DE LA PÉRDIDA DE FLUIDO EN LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA						
TIPO DE FLUIDO HCL	COEF. DE PÉRDIDA ft / min ^{1/2}	H ft	W pg	L ft	q _i bbl/min	EF. DEL FLUIDO %
SIN ADTVOS.	0.005	75	0.036	136	15	4.6
50	0.001	75	0.082	501	15	38.4
100	0.0001	75	0.120	811	15	91.0

Tabla V.4

La Viscosidad del Fluido.

A mayor viscosidad mayor amplitud de la fractura. La tabla V.5 siguiente muestra este efecto:

EFECTO DE LA VISCOSIDAD EN LA AMPLITUD DE LA FRACTURA	
VISCOSIDAD cp	AMPLITUD DE FRACTURA pg
1	0.038
1	0.068
10	0.12
100	0.21

Tabla V.5.

Penetración del ácido en la fractura.

Existen varios modelos experimentales y teóricos, para predecir la distancia que el ácido activo penetra en una fractura inducida hidráulicamente. El modelo formulado por Nerode y Williams es uno de los más representativos del proceso por lo que se desarrolla a continuación.

La solución se presenta graficamente en la fig V.28 la cual permite obtener la posición adimensional que un nivel dado de concentración relativa (C / C_0) alcanza, en función del Número de Peclet.

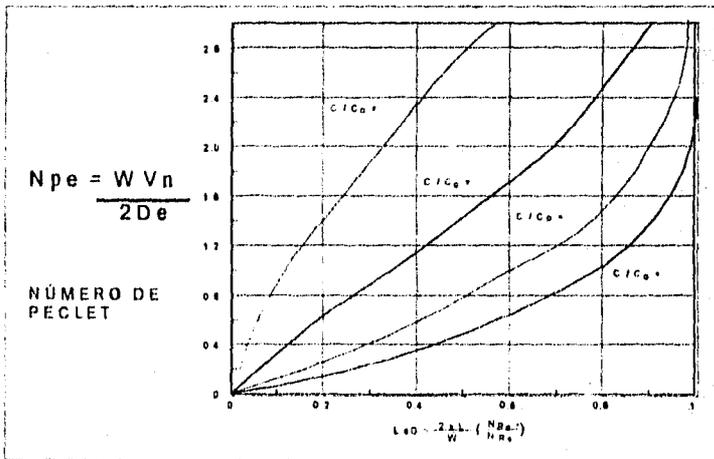


Fig V.28

Con excepción del coeficiente efectivo de difusión (De), los demás parámetros se pueden obtener de las características de la formación o de las dimensiones de la fractura. Los grupos adimensionales que intervienen en la correlación son:

El Número de Reynolds para la pérdida de fluido (N_{Re^*}).

$$N_{Re^*} = \frac{2 \bar{W} \bar{V}_N \rho}{\mu}$$

El Número de Reynolds para el flujo a lo largo de la fractura (N_{Re}).

$$N_{Re} = \frac{2 \bar{W} \bar{V}_A \rho}{\mu}$$

El Número de Peclet para la pérdida de fluido (N_{Pe}).

$$N_{Pe} = \frac{\bar{W} \bar{V}_N}{2 De}$$

Donde:

W Amplitud promedio de la fractura en (pies).

V_N Velocidad promedio de pérdida de fluido en (pies / min).

V_A Velocidad axial promedio en (pie / min).

μ Viscosidad del fluido (lb/pie-min).

ρ Densidad del fluido (lb/pie³).

De Coeficiente efectivo de difusión (pie-min). De , es un parámetro ajustable cuyo valor debe obtenerse experimentalmente.

Otros factores que afectan la penetración del ácido en la fractura se muestran a continuación:

Concentración del ácido. - La figura V.29 muestra que a mayor concentración del ácido, mayor será su penetración. Por lo que un ácido de mayor concentración tardará más en gastarse.

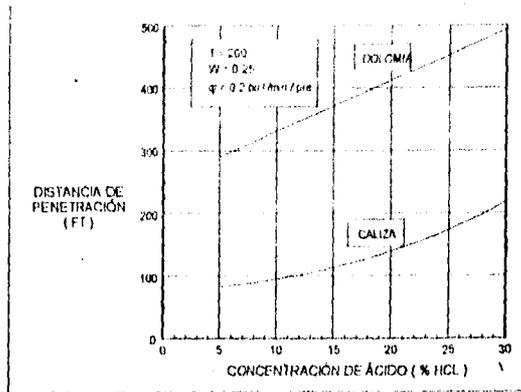


Fig V.29 Concentración de ácido

Amplitud de la fractura. - A continuación se muestra en la fig V,30 como la penetración del ácido varía con la amplitud de la fractura. Lo anterior se basa a que a mayor área, se requiere mayor volumen de ácido.

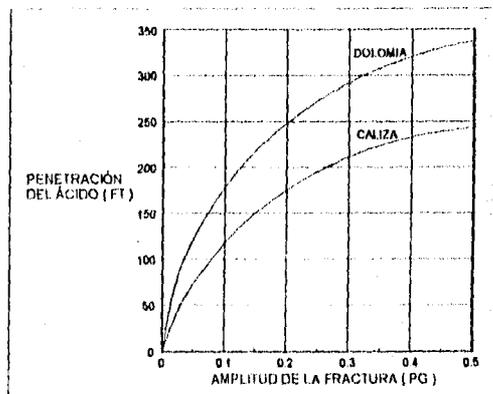


Fig V.30 Amplitud de la fractura

Velocidad o ritmo de bombeo. - El ritmo de bombeo es otro factor que afecta la penetración del ácido, ya que la velocidad de reacción depende del tiempo de contacto del ácido con la formación. El tipo de flujo también afecta la penetración y este está influenciado por el ritmo de bombeo y se dice que a flujo turbulento la penetración disminuye esto lo vemos en la fig V.31.

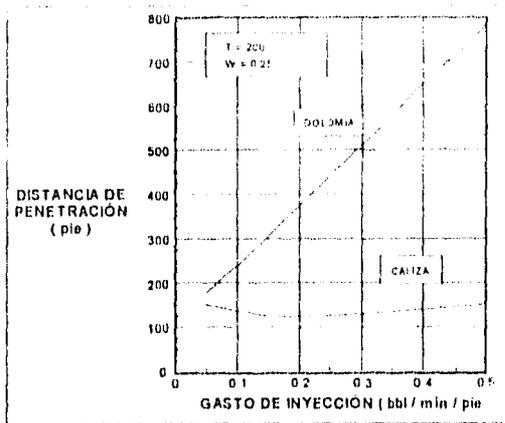


Fig V.31 Velocidad de bombeo

La Viscosidad. - También afecta la velocidad de reacción del ácido, debido a su influencia en el transporte de hidrógeno a las paredes de la roca. A viscosidad más altas, es más difícil obtener el flujo turbulento, consecuentemente el transporte de hidrógenos a la superficie de la roca se reduce y la penetración del ácido aumenta. Lo anterior se visualiza mejor en la gráfica V.32

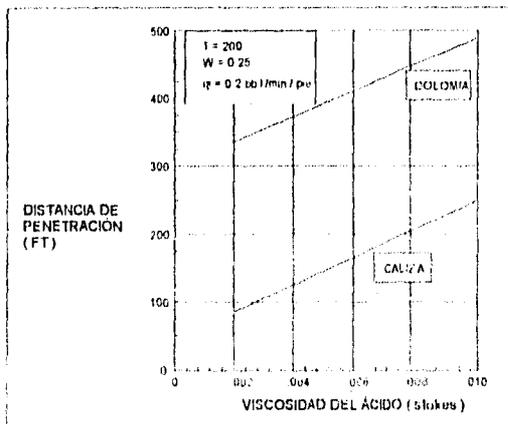


Fig V.32 Velocidad de reacción debido a la viscosidad

Conductividad de la Fractura Acidificada.

La conductividad de una fractura originada por la reacción de un ácido es probablemente imposible de predecir, debido a que es una función que depende de las heterogeneidades presentes en la roca, su resistencia, el volumen de roca disuelto y su distribución, etc. La cantidad de roca disuelta es controlada por la naturaleza de la roca y por el volumen y tipo de ácido utilizado.

% de HCL	Tipo de Roca	VolumenDisuelto
15	Caliza	1843 gal.
15	Dolomia	1700 gal.

La conductividad puede estimarse suponiendo que las paredes se disolvieron uniformemente, proporcionando un canal abierto con amplitud W_a Definida por:

$$W_a = \frac{X q_i t}{2 \alpha L h (1 - \phi)}$$

En esta ecuación X es el poder de disolución del ácido, cuyos valores se muestran en la siguiente tabla: V.6.

PODER DE DISOLUCIÓN DE LA CALIZA (pie ³ x pie ³)				
TIPO DE ÁCIDO	CONCENTRACIÓN (%)			
	5	1	1	30
CLORHIDRICO	0.026	0.053	0.082	0.17
ACÉTICO	0.020	0.04	0.062	0.12
FORMICO	0.01	0.03	0.047	0.098

Tabla V.6.

la penetración del ácido activo es $Y \alpha L$, . Por lo tanto la conductividad de la fractura se obtiene con la ecuación:

Donde W_a esta en pg y WK en md-pg.

$$WK = 9.36 \times 10^3 \left(\frac{W_a}{12} \right)^3$$

V.3.8. INCREMENTO EN LA PRODUCCION

El incremento de productividad se obtiene a partir de la relación de los índices de productividad del pozo, antes y después del fracturamiento (j / j_0). La determinación de esta relación es esencial para establecer el análisis económico de un fracturamiento. El incremento de productividad depende principalmente de la capacidad de flujo de la fractura, de las dimensiones de la fractura, del espesor de la formación, del radio de drenaje del pozo, de la permeabilidad de la formación y del radio del pozo.

La capacidad de flujo de la fractura esta determinada por su amplitud y permeabilidad ($C_f = WK_f$). Su valor depende de las características de la formación y del agente sustentante, de las presiones de confinamiento y de la concentración del sustentante en la fractura. El único procedimiento que garantiza una determinación confiable de la capacidad de flujo de la fractura es mediante pruebas de laboratorio que simulen condiciones de la fractura en el yacimiento.

En caso de carecer de los medios requeridos para su evaluación experimental, se puede obtener este parámetro mediante las siguientes correlaciones:

Para obtener el incremento de productividad en una fractura horizontal se utiliza la siguiente ecuación:

$$\frac{q_f}{q} = \frac{\frac{\ln(r_e / r_w)}{(k h)}}{\frac{\ln(r_f / r_w)}{(k h)} + \frac{\ln(r_e / r)}{(k h)}}$$

Donde:

q_f/q Es el incremento de productividad.

r_e Es el radio de dren.

r_f Es el radio de la fractura.

r_w Es el radio del pozo.

(kh) Capacidad de flujo de la formación.

(kh_f) Capacidad de flujo de la fractura.

A continuación se presenta la gráfica V.33 donde se visualiza el incremento de productividad en una fractura horizontal.

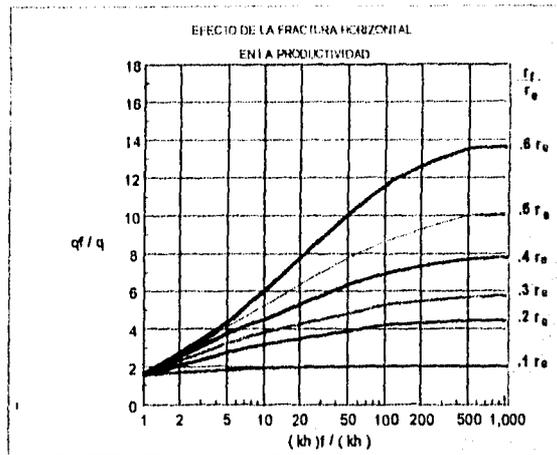


Fig V.33 Efecto de fractura horizontal en la productividad

Los trabajos realizados por Prats pueden ser utilizados para medir la efectividad de una fractura vertical.

Para valores de $r_e D > 2$ $r_e D = r_e / X_f$ el mejoramiento de la producción para fracturas infinitas se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\frac{q_f}{q} = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\ln(r_e / r'_w)}$$

Donde:

r'_w Es el radio efectivo del pozo y puede ser encontrado mediante la figura: V.34

X_f Es la longitud de la fractura en ft.

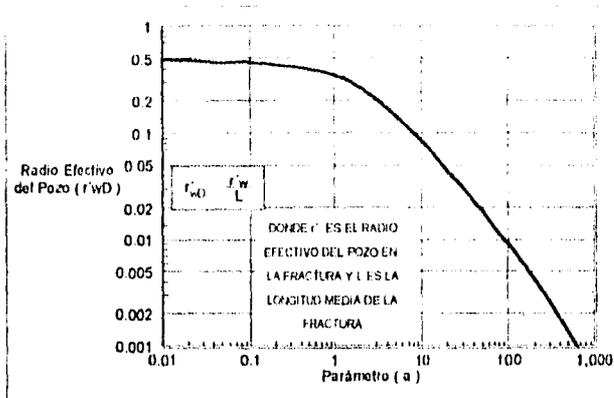


Fig V.34 Gráfica que determina el radio efectivo del pozo

El valor de (a) se obtiene con la siguiente relación:

Donde:

- k** Es la permeabilidad de la formación e
- k_f** Es la permeabilidad de la fractura en md.
- w** Es la amplitud de la fractura en pg

$$a = \frac{\pi k x_f}{2 (k w)_f}$$

Lo anterior es aplicable para las siguientes condiciones:

1. Fracturas cortas donde $x_f < r_e / 2$.
2. Se considera fluidos incompresibles.
3. El valor de $a <= 1$.
4. La altura de la fractura es igual al espesor de la formación.

Si la capacidad de la fractura es finita, la ecuación anterior se corrige introduciendo la caída de presión en la fractura p_w , la cual esta en función del parámetro (a) y del radio adimensional del pozo r_{wD} .

$$q_f = \frac{\ln(r_e / r_{wD})}{\ln(r_e / r_w) - 2\pi p_w}$$

El valor de p_w se obtienen de la grafica V.35

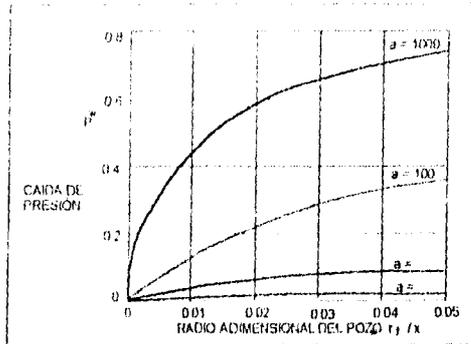


Fig V.35 Caidade presión en la fractura

La relación de los índices de productividad J / J_0 , también se determinan a partir de expresiones matemáticas derivadas de modelos electrolíticos.

En estas ecuaciones:

$$X = \frac{5 K_f W h_f}{\pi K H_f} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right) \sqrt{\frac{10}{A}}$$

Para el caso en que $0.1 < X < 3$. La relación de los índices de productividad se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\frac{J}{J_0} = \frac{B}{C} \left\{ 0.785 \left[\tan \left(1.83 \frac{b}{r} - 1.25 \right) + 4.28 - C \cdot D \right] + D \right\}$$

Si $X > 3$ se utiliza:

$$\frac{J}{J_0} = \frac{F \left[\tan (Y + Z) - \tan Z \right] + 1}{C}$$

En estas ecuaciones:

Donde:

X Es la capacidad relativa en pies.

K Permeabilidad de la formación en md.

K_f Permeabilidad de la fractura en md.

H_f Altura de la fractura en pies.

h_f Altura del banco de sustentante en la fractura en pies.

A Área de drene del pozo en acres.

L_D Longitud del banco en pies.

J₀ Índice de productividad antes del fracturamiento en bl / día / lb / pg².

J Índice de productividad después del fracturamiento en bl / día / lb / pg².

La figura V.36 muestra el incremento en la productividad que puede obtenerse con una fractura vertical.

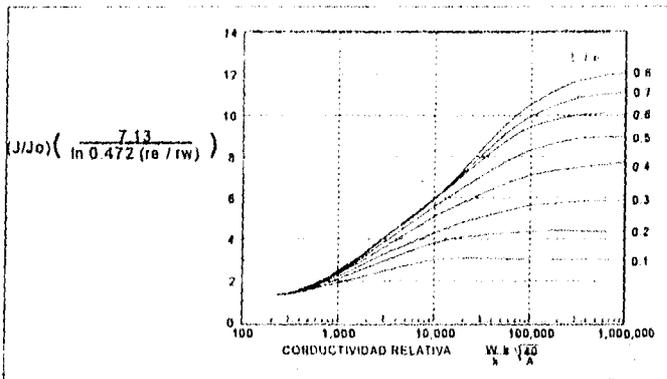


Fig V.36 Incremento de la productividad debido a una fractura vertical

Esta figura, fue derivada por McGuire y Sikota y muestra que el incremento en la productividad depende principalmente de la conductividad de la fractura relativa a la permeabilidad de la formación. Se observa también que la longitud de la fractura tiene poco efecto cuando la conductividad de la fractura es baja. Sin embargo cuando puede obtenerse un contraste substancial en la permeabilidad, la longitud de la fractura es muy importante.

V.3.9. CALCULO DEL CABALLAJE HIDRAULICO

Previo al calculo del caballaje hidráulico es necesario obtener la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), la cual consta de varios componentes como lo indica la figura V.37

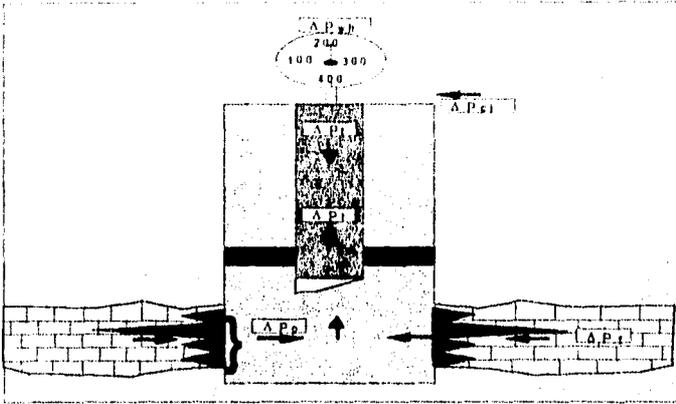


Fig V.37 Presión en la cabeza del pozo

Presión de cierre instantánea (P_{ci}).- Es la presión necesaria para vencer el mínimo esfuerzo principal de la formación, también se define como la presión registrada inmediatamente después de suspender el bombeo y corresponde a la presión de inyección en la superficie a un gasto dado, descontadas las pérdidas por fricción en la tubería y en las perforaciones. El valor de esta presión es un dato importante para el diseño de un fracturamiento.

Al suspender el bombeo $q_i = 0$.

$$\Delta P_{ci} = \Delta P_f$$

Pérdida de presión por fricción en la fractura (ΔP_{fr}).- Es la pérdida de presión debida a la fricción resultante del flujo de fluido en la fractura. Es igual a:

$$\Delta P_{fr} = \Delta P_{ci} + \Delta P_h$$

Pérdida de presión por fricción en las perforaciones (ΔP_{pf}).- Es la pérdida de presión debida al flujo en las perforaciones. Y se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{pf} = \frac{0.2639 \rho_m q_i^2}{d_p^4 N_p^2}$$

Pérdida de presión por fricción en la tubería (ΔP_{fr}). - Es la pérdida de presión debida al flujo en la tubería. Se obtiene con la siguiente expresión:

$$\Delta P_{fr} = \frac{f D \rho_m v^2}{2.8 (d_o^2 - d_i^2)}$$

Donde **f** es el factor de fricción de Fanning que se obtiene en función del Número de Reynolds.

Presión hidrostática (ΔP_h). - Es la presión generada por la columna de fluido y depende de la densidad del mismo. Su cálculo se realiza con la siguiente expresión:

$$\Delta P_h = 0.1706 \rho_m D$$

Por lo tanto la presión superficial requerida para efectuar el tratamiento se obtiene con la siguiente ecuación:

$$P_{wh} = P_{tr} + \Delta P_{tr} + \Delta P_{pl} - \Delta P_h$$

$$P_{ci} = P_{tr} - \Delta P_h$$

Una vez obtenida la presión superficial, se verifica si su valor es inferior al de la presión máxima permisible (Gobernada por las condiciones mecánicas del pozo) y si se tiene este caso, se procede al cálculo de la potencia hidráulica necesaria, mediante la siguiente expresión:

$$HHP = 0.0245 \rho_m q_i$$

Donde:

HHP Potencia hidráulica en hp

P_{wh} Presión en la cabeza del pozo en psi.

q_i Gasto del fluido en bbl / min.

ρ_m Densidad de la mezcla en lb / gal.

d_o Diámetro int. de la tubería ext. en pg.

d_i Diámetro ext. de la tubería int. en pg.

N_p Número de perforaciones.

D Profundidad del intervalo en pies.

v Velocidad de flujo promedio en pies /seg.

V.3.10. TECNICAS ESPECIALES DE FRACTURAMIENTO

Dentro de las técnicas de fracturamiento para la estimulación de pozos petroleros, existen las llamadas " Técnicas Especiales de Fracturamiento ", entre las cuales se encuentran:

1. Tratamiento por etapas.
2. Entrada limitada.
3. Pseudo entrada limitada.
4. Fracturamiento con espumas.
5. Fracturamiento con gases energizados.

a) Tratamiento por etapas

Los tratamientos de este tipo se usan para remover el daño en la vecindad del pozo. Para esto se utilizan volúmenes pequeños de fluido fracturante (600 a 1300 litros por metro de intervalo), inyectados a alto gasto. Las fracturas creadas serán sólo de unos cuantos metros, y el incremento de productividad corresponderá al obtenido por la remoción del daño.

El procedimiento consiste en el bombeo de un volumen pequeño de ácido (o fluido fracturante), seguido por un desviador químico o mecánico (fluidos gelificados o bolas selladoras), el cual desviará el próximo bache de ácido hacia zonas no fracturadas. El tratamiento se efectúa usando el mismo volumen de fluido fracturante en cada etapa. La utilización del desviador dependerá de la densidad de disparos y de las propiedades de la formación (permeabilidad).

Por ejemplo, si un pozo va a ser terminado en una formación carbonatada de 100 m de espesor, en la que los registros muestran 4 zonas con espesor promedio de 15 m, se puede emplear el siguiente procedimiento:

Dispare el pozo con 13 cargas por metro.

Diseñe el tratamiento para 4 etapas iguales, seguidas cada una por el desviador.

Un procedimiento para remover el daño sería el siguiente:

- 1 bombeo 15 m^3 de HCL al 15 % (1 m^3 de ácido por metro de formación), al máximo gasto permisible.
- 2 bombeo el bache desviador o las bolas selladoras. Repita los pasos 1 y 2 hasta completar las 4 etapas.
- 3 Efectúe el desplazamiento y sobre desplace con un fluido apropiado.
4. Abra el pozo a la batería y establezca el gasto y la presión.

b) Entrada limitada

Para tratar simultáneamente intervalos con diferentes gradientes de fractura, la presión de tratamiento en el fondo del pozo debe ser superior a la de iniciación de la fractura de cada una de las zonas expuestas. Tal condición puede lograrse mediante:

La limitación del número y diámetro de las perforaciones.

Disponiendo de un gasto de inyección suficiente para que la capacidad restringida de las perforaciones permita que ellas actúen como estranguladores de fondo individuales derivando el fluido de tratamiento hacia las zonas sucesivamente duras.

Los tratamientos por ésta técnica se pueden diseñar para que cada zona reciba fluido en cantidad proporcional a su espesor. Si las presiones de fracturamiento fueran similares, bastaría con proporcionar el número de perforaciones, asumiendo que cada una de ellas admite caudales aproximadamente iguales. Sin embargo, en zonas con presiones de fracturamiento muy diferentes, la zona más blanda recibirá mayor caudal por cada perforación, razón por la que ella deberá reducirse su número y por el contrario ser incrementado en las zonas más duras. También puede ser necesario variar el número y el diámetro de las perforaciones para compensar tales diferencias.

El diseño de un tratamiento de entrada limitada consiste en determinar la presión superficial y la potencia requerida, considerando diversos gastos y números de perforaciones. La combinación más apropiada de estas dos variables, se selecciona para tratar el pozo, sin sobrepasar la presión permisible en la superficie.

Las ecuaciones que se utilizan son las siguientes:

$$P_{wh} = \left(\frac{8.33 \rho + C}{1 + C/22.1} \right) \left(\frac{q^2}{N_p^2} \right) \left(\frac{0.2625}{d_p^4} \right) + 0.0328 \Delta P_t + 14.2 (0.067 D + 20)$$

El primer término de esta ecuación corresponde a la caída de presión en las perforaciones, donde C es la concentración del sustentante (lb / al), el segundo término es (ΔP_t) corresponde a la caída de presión en la tubería (psi / 100 pies de tubería) y el tercer término es la presión de cierre instantánea, siendo (D) la profundidad del intervalo en (m).

$$HHP = 0.0245 R_{wh} q$$

c) Pseudo Entrada Limitada.

Para fracturar en forma selectiva varios horizontes se estableció este procedimiento, que combina las ventajas de la entrada limitada y del fracturamiento por etapas. Esta técnica consiste en:

1. Asegurar que las perforaciones estén abiertas antes de fracturar; para esto se recomienda utilizar un ácido débil con surfactante y bolas selladoras.
2. Emplear un número limitado de perforaciones, para proporcionar una caída de presión del orden de 300 psi por perforación, con el objeto de tratar simultáneamente los horizontes con presiones aproximadamente iguales.

Esta técnica a permitido:

Eliminar el arenamiento de los pozos.

Lograr el fracturamiento de varios horizontes.

Eliminar el problema de tratamientos con altas presiones y bajos gastos.

Incrementar la productividad de los pozos tratados.

d) Pruebas de Inyectividad.

Previo ejecución de cualquier operación de fracturamiento hidráulico, es altamente recomendable realizar una prueba de inyectividad. En caso de aplicarse la técnica de entrada limitada, dicha prueba adquiere máxima relevancia ya que permitirá determinar los siguientes parámetros:

1. Gradiente de fractura.
2. Número de perforaciones abiertas.
3. Localización de las zonas no tratadas.
4. Altura de la fractura.
5. Pérdidas de presión por fricción.

Además de permitir conocer a priori la existencia o no de problemas mecánicos en el pozo.

Las etapas componentes de una prueba de inyectividad pre-fractura son:

Toma de registros de referencia.- Se deben efectuar registros de Temperatura y Rayos Gamma antes y después de la prueba que sirvan de comparación.

Limpieza de las perforaciones.- Se deberá efectuar una limpieza de las perforaciones utilizando un ácido débil o bolas selladoras y determinar el número de perforaciones abiertas.

Inyección de un fluido enfriador.- Se utiliza un gel de baja eficiencia en control de filtrado. El objetivo es provocar un bloqueo del calor proveniente de la formación hacia la fractura, evitando así la ruptura prematura del fluido que lo sigue. El volumen empleado dependerá de la temperatura del pozo.

Inyección del fluido de fractura.- Se inyecta un fluido igual al que se utilizará en el fracturamiento. En esta etapa es importante la aplicación de un trazador radioactivo para luego correr un registro de rayos gamma y determinar el desarrollo de la fractura vertical.

En conclusión, las técnicas mencionadas, aplicadas al fracturamiento hidráulico con sustentante o gravadas, es excelente alternativa para optimizar la distribución de los fluidos de tratamiento.

Fracturamiento con espumas.

Por sus propiedades la espuma es un fluido ideal para el fracturamiento de formaciones de baja permeabilidad, productoras de gas o sensibles al agua. Dichas propiedades son:

Alta capacidad de acarreo del sustentante.

Baja pérdida de filtrado.

Baja pérdida de presión por fricción.

Alta viscosidad en la fractura inducida.

El daño a la formación es prácticamente nulo, debido a que el líquido filtrado es mínimo y sin residuos.

Limpieza rápida después de la intervención.

Aunado a estas propiedades, el ácido espumado exhibe un efecto de retardación del ritmo de reacción, lo que es favorable para lograr fracturas con alta penetración.

La calidad de la espuma usada es del 70 al 90 %, ya que en este rango su viscosidad es alta. Abajo del 65 % de calidad, la espuma es propiamente agua con gas atrapado y arriba del 95 % se convierte en niebla.

A pesar de las características mencionadas, las espumas se tornan inestables a temperaturas mayores de 80 °C, lo que limita su aplicación. Por otra parte el nitrógeno requerido se incrementa exponencialmente con la presión, incrementando sustancialmente los costos cuando la presión superficial es superior a 300 kg/cm².

Fracturamiento con Gas Altamente Energizado.

Esta avanzada tecnología esta basada en el uso del **propelente científico**, desarrollado por la industria aero espacial. Esta técnica es una estimulación dinámica, desarrollada con el objeto de incrementar la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo, revirtiendo así el daño existente.

La combustión del propelente, contenido dentro de un cilindro hueco (la herramienta de Radial Frac), produce un pulso de presión controlado del orden de 2,500 a 25,000 psi, originado por la expansión de gas (CO₂), el cual esta confinado solamente a la zona de interés por la hidrostática de la columna de fluido dentro del pozo; y por el diseño de la herramienta, que al deflagar hace que la energía se disipe lateralmente, o sea hacia la formación.

La velocidad de propagación del gas está controlada de tal manera, que resulta ser menor que la onda expansiva provocada por una explosión y mayor que la causada por una fractura hidráulica, lográndose penetraciones efectivas que van de los 5 a los 53 pies en todas direcciones.

Esta expansión de energía produce múltiples fisuras en la periferia del pozo, dando como resultado un marcado aumento de la permeabilidad en dicha zona.

La velocidad de propagación de la energía, es la que le da la característica al tipo de fractura originada, por lo tanto se tienen tres tipos de fracturas que son:

Fractura estática.-Este tipo de fracturas son las ocasionadas por el fracturamiento hidráulico, en donde la energía es transmitida de segundos a milisegundos. En este caso la longitud de la fractura no puede ser controlada.

Fractura explosiva.- Este tipo de fractura es ocasionada cuando toda la energía es transmitida en microsegundos y la formación no puede absorber toda la energía en ese tiempo, lo que provoca que la misma se pulverice, ocasionando un daño severo en el pozo por compactación reduciendo la permeabilidad casi en su totalidad.

Fractura dinámica.- En este caso la energía es controlada por el sistema Radialfrac y la energía es transmitida en un rango de milisegundos a microsegundos.

Aplicaciones de la técnica.

Como es sabido, la presión en una formación productiva decrece a medida que el flujo de fluidos se aproxima al pozo. Sin embargo, una zona alterada con menor permeabilidad, localizada en la periferia del pozo, provoca una drástica caída de presión (DP), disminuyendo en gran medida la capacidad de movimiento de los fluidos hacia el pozo. Es en esta corta distancia de algunas pulgadas, o pocos pies, donde se origina el estrangulamiento e imposibilidad de hacer producir una formación. Por lo tanto la técnica Radialfrac puede aplicarse con éxito en:

- Remoción del daño total pelicular.
- Remoción del daño causado por disparos.
- Como sustitución de la estimulación primaria.
- Optimización del fracturamiento hidráulico.

Descripción de la Herramienta.

La herramienta Radialfrac consta de un cilindro hueco (resina endurecida), relleno de un propelente sólido, teniendo en su parte central y a lo largo de todo el cilindro, una barra de ignición encargada de iniciar la combustión del propelente, la que se activa eléctricamente desde la superficie. La combustión del propelente se hace en forma progresiva, dando así una mayor superficie de contacto durante la combustión, un mayor volumen consumido en función del tiempo y una mayor energía isotrópica disponible también en función del tiempo.

El propelente es más seguro que las mezclas explosivas, ya que sólo combustionará cuando la barra de ignición sea sometida a un pulso eléctrico que origine calor.

Diámetro (pg) (°F)	Longitud (m)	Temperatura
3 a 1 1/2	1.80 a 3.60	400

Puntos de Interés durante el proceso:

Para el buen funcionamiento de la herramienta, el pozo debe tener como mínimo 13 perforaciones por metro y una columna de fluido que origine una presión hidrostática de por lo menos 500 psi.

La herramienta es bajada al punto de interés y activada eléctricamente desde la superficie mediante una unidad de cable.

Ventajas.

1. Bajo costo.
2. Remoción de múltiples tipos de daño.
3. Tratamiento a zonas específicas.
4. No contaminante.
5. Crea fracturas multidireccionales.
6. No daña las tuberías ni al cemento.
7. Opera a través del aparejo de producción.

Recomendaciones.

El éxito en la aplicación de ésta técnica, sólo depende de la buena elección del pozo candidato. Las mejores opciones serán aquellos pozos donde se constate fehacientemente la existencia de daño y que tenga el suficiente potencial productivo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El procedimiento seguido en este trabajo para la evaluación del intervalo productor esta soportado por los conceptos teóricos planteados por diversos investigadores a nivel internacional, así como por las muchas y muy variadas operaciones que con este fin se llevan a cabo en los pozos petroleros de la zona sur.
2. El conocimiento de las características geológicas de las formaciones y de los fluidos contenidos en ellas, así como los estudios realizados sobre las propiedades de las rocas que contienen a los hidrocarburos son base fundamental para la elaboración de programas de perforación y terminación de pozos petroleros, los cuales son indispensables para alcanzar el objetivo mas importante de industria, que es la producción comercial de los hidrocarburos. Esto sin dejar fuera los diferentes elementos que se han adecuado como herramientas importantes; tal es el caso de los fluidos de control, cementos, equipos eléctricos y electrónicos, etc y de manera sobresaliente los equipos de cómputo.
3. La implantación de pruebas, técnicas, análisis y métodos en la evaluación de un intervalo productor permiten de una manera particular pero a la vez complementaria visualizar los muchos y muy variados aspectos que se deben no solo de tomar en cuenta sino de normatizar para el buen aprovechamiento de los equipos, de los materiales y de los tiempos de operación, así como de proteger de manera eficiente al personal que labora en los pozo. El cubrir todas las operaciones involucradas en la definición de un intervalo productor proporcionara los elementos necesarios para la toma de desiciones en la ejecución de los programas.
4. Acompañando a las pruebas que se realizan en los pozos de una manera operativa van las diferentes pruebas de variación de presión, las cuales nos proporcionan información de los parámetros del yacimiento y del pozo tales como: índice de productividad, capacidad de flujo, daño a la formación, permeabilidad, volumen poroso, etc, para predecir el comportamiento del yacimiento y la producción futura del intervalo productor.
5. Invariablemente todos los pozos al inicio de su explotación se encuentran en mayor o menor grado dañados por lo que es necesario conocer su origen así como su posible remoción. Para tal efecto es necesario considerar las alternativas de solución como pueden ser las estimulaciones o el fracturamiento hidráulico y dependiendo de la buena aplicación de estas técnicas podremos alcanzar o reestablecer la producción óptima de una formación a través de su intervalo productor.
6. En todo pozo que sea perforado, terminado y/o estimulado, se recomienda aplicar las metodologías de análisis aquí presentadas, con la finalidad de evaluar de una manera adecuada el inetrvalo productor, antes de hacerlo producir normalmente.

REFERENCIAS

1. Mc Cray y Cole "Tecnología de la perforación de pozos petroleros" Ed. Continental 1980
2. J Guillermon "Geología del petróleo" Ed. Paraninfo 1982
3. W.T.Huang "Petrología" Ed. Uteha 1976
4. F. Rodríguez Santana "Geología del petróleo" UNAM Fac Ing. 1985
5. R. Rodríguez Nieto "Principios de mecánica de yacimientos" UNAM Fac. Ing. 1982
6. W.D.Mc Cain Jr. "The properties of petroleum fluids" Pennwell books Tulsa Oklahoma 1990
7. Van Wyllem y Samintag "Fundamentos de termodinámica" Ed. Limusa 1977
8. B.C.Craft y M.K.Hawkins Jr. "Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos" Ed.Tecnos 1977
9. Compendios de fluidos de perforación I.M.P. 1980
10. A.Cardenas "Terminación de pozos" UNAM Fac. Ing. 1983
11. Manual de procedimientos operativos de Ingeniería Petrolera zona sureste PEMEX
12. Reglamento de trabajos petroleros de la Secretaria de Patrimonio Nacional art. 108
13. Manual de métodos de inducción, Coordinación de perforación y mantenimiento de pozos zona sureste PEMEX
14. Manual de metodos de inducción , Coordinación de perforación y mantenimiento de pozos zona sureste PEMEX.
15. Manual de análisis de pozos, Dowell Scholmberger.
16. Modern Completion practices Halliburton services Tulsa Oklahoma
17. A.Avila Mendez y Y. Nava Fuentes "Nueva tecnología para tratamientos de agua residuales consultoria y servicio en Ingeniería Petrolera S.A. de C.V." mayo 1994
18. Standing M.B. "Volumetric and phase behavior of oil fied hydrocarbon systems" SPE 1977
19. J.A.Penny "Introduction to analytical gas crhomatography" Crhomatography principles series. Marcel Dekker Nueva York 1981
20. "Recomended practice for core analysis procedure" API Nueva York Division of production Dallas Texas
21. eurlougeher R.C. "Advances in well test analysis" SPE 1977
22. Economides M.J. A.Daniel "Petroleum production systems" Ed.Prentice Hall inc. 1994
23. Allen Thomas and Roberts Alan "Production operations well completion, workover and stimulation vol II. Struphar, Malcon, Blackburn, James, Lee "Production operation course II well diagnosis" SPE of AIME 1972
24. Wade R.T. Cantrell, R.C. Poupon and Moulin J. "Production logging to optimun well performance" J.P.T. february 1965
25. Raygoza Flores J. "Descripción e interpretación de los registros de producción 1980
26. Earlougeher R.C. Jr. "Advances in well test analysis " S.P.E. of AIME Monograph 1977

27. Van Everding A.F. "The application of the laplace transformation to flow problems in reservoirs" Trans AIME 1949
28. Van Everding A.F. "The skin effect and its influence on the productive capacity of a well " Trans AIME 1953
29. Rodriguez R. Osorno J.A. Rayon R. Valderrabano A. "Evaluación de la producción UNAM Fac. Ing.
30. Garcia Rivera J. and Raghavan R. "Analysis of short time pressure data dominated by wellbore storage skin" J.P.T. 1979
31. Mattheus and Russel "Monografía de analisis de variación de presión" SPE 1967
32. Timmerman E.H. and Van Pollen H.K. "Practical use of DST" J.C.P.T. 1972
33. M.J. Economides K.G. Nolte "Reservoir stimulation" Ed. Prentice Hall 1989
34. T.O. Allen A.P. Roberts "Production operation 2" Oil and Gas consultants internatiopnal INC. Tulsa 1978
35. Islas Silva C. "Manual de estimulación matricial de pozos petroleros" CIMP 1991
36. F. Letirant L. Gay "Manuel de fracturation hidráulique" Ed. Technip 1972
37. C. Islas " Los hinibidores de corrosión para ácido clorhidrico en la esimulación de pozos" AIPM 1977
38. J. Bertaux "Fluid selection guide for matrix treatments" Dowell-Schlumberger 1986
39. Manual de análisis de pozos Dowell-Schlumberger
40. Vogel J.V. "Inflow performance relationships for solution gas-drive well" JPT 1968
41. Fetkovich M.J. "The isochronal testing of oil well" SPE 1973
42. R.F. Krueger "An overview of formation damage and well productivity in oil fiel operations" JPT 1986
43. B.B. Williams J.L. Gidley R.S. Shechter "Acidizing fundamentals" SPE N.Y. 1979
44. Van Poullen H.K. Tinsley J.M. and Saunders C.D. "Hydraulic fracturing-fracture flow capacity vs well productivity" AIME 1958
45. F.H. Howard and C.R. Fast "Hydraulic fracturing AIME N.Y. 1970
46. T.O. Allen A.P. Roberts "Production operation 2" Oil and Gas consultans internatinal linc Tulsa 1978
47. Hubbert and Willis G. "Mechanics of hidraulic fracturing" AIME 1957
48. Roberts S Schechter "Oil well stimulation" Ed. Prentice Hall New Yersey 1992
49. Howard G.C. and Fast C.R. "Optimum fluid characteristics for fracture extension" API 1957
50. Villegas J.J. "Teoria y evaluación de un fracturamiento hidráulico" Tesis Fac. Ing. UNAM
51. B.C. Craft W.R. Holden "well desing drilling and production" Ed. Prentice Hall New Yersey 1962