

SERIE GEOLOGICA

AÑO 1985

Nº 3

PUBLICACION TECNICA DEL CENTRO DE INVESTIGACIONES GEOLOGICAS
MINISTERIO DE LA INDUSTRIA BASICA

INDICE

Pag.

- 1- LOS ERRORES DE TIPO I Y DE TIPO II EN LA ESTIMACION EXPERIMENTAL DE INTERFERENCIAS ANALITICAS.
A. RODRIGUEZ 3
- 2- ALGUNAS PARTICULARIDADES DEL RELIEVE VINCULADAS A LA BUSQUEDA DE ORO
E. GONZALEZ, N. PONCE, R. CARRAL, J. L. DIAZ (11)
- 3- DETERMINACION SEMICUANTITATIVA DE Pt, Pd y Au EN MUESTRAS DE ALTO CONTENIDO DE HIERRO Y CROMITA MEDIANTE E.O. E.
F. BERTY, M. MONTERO, F. CASTILLO (27)
- 4- ÁLGUNAS CARACTERISTICAS PETROLOGICAS DEL COMPLEJO INTRUSIVO DE COMPOSICION ACIDA MEDIA DE LA SIERRA MAESTRA.
T. SOTO, M. PEREZ, K. SUKAR. (38)
- 5- DETERMINACION ESPECTROFOTOMETRICA DE SELENIO EN MENAS Y MINERALES SULFUROSOS CON 2,3-DIAMINONAPTALENO.
P. DOMINGUEZ (52)
- 6- DETERMINACION ESPECTROFOTOMETRICA DE Fe(II) EN MAGNETITAS, BAUXITAS Y SILICATOS CON 2,2'DIPIRILO.
C. SANTANA, A. RODRIGUEZ, E. RIVERO (58)
- 7- METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE LA VISCOSIDAD DEL PETROLEO (LIQUIDO) EN LA TUBERIA DE PRODUCCION EN LOS POZOS QUE SE EXPLOTAN CON BOMBAS DE PROFUNDIDAD A VASTAGO
R. GONZALEZ, N. NAVARRO, M. KURBANOV (72)
- 8- FACTORES QUE AFECTAN LA MEDICION DE LA TEMPERATURA EMPLEANDO EL METODO DEL PAR DE LINEAS.
F. CASTILLO, J. GONZALEZ. 78

CONSEJO EDITORIAL

Lic. Jorge Garbalosa Cruz
Lic. Ida Alonso Barón
C.DR. Angel Rodríguez Ronda
Lic. Carlos González González
DR. Gustavo Furrázola Bermúdez
Ing. Silvia Valladares Amaro
Ing. Gustavo Echevarría Rodríguez
DR. Rafael Segura Soto
C.DR. Mireya Pérez Rodríguez
Ing. Nils Ponce Seoane

COLABORARON EN LA ELABORACION DE ESTE NUMERO: L. Valdés; A. Oliva

INSCRIPTA COMO IMPRESO PERIODICO EN LA DIRECCION DE CORREOS, TELEGRAFOS Y PRENSA DEL MINISTERIO DE COMUNICACIONES. PERMISO No.81955/204, EDITADO POR EL DPTO DE INFORMACION CIENTIFICO TECNICA DEL C.I.G. OFICIOS No.154, LA HABANA, CUBA.

CDU 553.982: 532.13

METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE LA VISCOSIDAD DEL PETROLEO (LIQUIDO) EN LA TUBERIA DE PRODUCCION EN LOS POZOS QUE SE EXPLOTAN CON BOMBAS DE PROFUNDIDAD A VASTAGO.

Roberto González Marrero, Nicolás Navarro Alvarez, y Mazaguir Kurbanov.

Centro de Investigaciones Geológicas, Ministerio de la Industria Básica

Oficios No. 154, Habana Vieja

RESUMEN

En esta metodología se explica como sin necesidad de equipos especiales y de una manera rápida se puede conocer directamente en los campos de petróleo el valor de la viscosidad del petróleo (líquido) que se encuentra en la tubería de los pozos que se explotan por bombeo mecánico con bombas de profundidad a vástago.

INTRODUCCION

En los principales yacimientos de petróleo de la República de Cuba los trabajos se complican de manera extraordinaria debido a que la viscosidad del petróleo que se produce es extremadamente alta, alcanzando algunas veces en condiciones de superficie hasta varias decenas de miles de centipoise.

Esta característica de nuestro petróleo hace además que la actividad petrolera nuestra sea aún más cara.

El valor del parámetro de viscosidad es por consiguiente una magnitud que se debe conocer siempre. Esto está dado además porque dicha magnitud se utiliza para proyectar y ejecutar toda una serie de trabajos de gran importancia técnica y económica.

Por todo ello y debido a la imposibilidad de determinar en el laboratorio, en nuestras condiciones actuales el valor promedio de la viscosidad en la tubería de producción es que se propone utilizar la metodología expuesta en este trabajo.

La finalidad de este trabajo es poder determinar la viscosidad del petróleo o líquido de los pozos que se explotan con bombas de profundidad a vástago sin tener que recurrir al método actual, que consiste en tomar una muestra de petróleo (líquido) en la boca del pozo y luego llevarla al laboratorio pa-

ra allí con aparatos especiales y mediante determinadas técnicas determinar la viscosidad de la muestra.

El tiempo transcurrido desde el momento en que se toma la muestra hasta que se reciben los resultados es de varios días (o semanas), sin embargo con el método que proponemos hallamos el valor de trabajo de la viscosidad en pocos minutos a partir del momento en que se comienza a realizar la dinamografía.

La metodología para determinar la viscosidad del petróleo (líquido) que se encuentra en la tubería de producción y que ha continuación explicaremos es muy sencillo. Para ello partimos del valor de las fuerzas de resistencia que pueden ser calculadas de dos formas distintas a partir de las interpretaciones de los dinamogramas:

METODO No. 1

1. Determinamos el valor de las cargas mínimas (P_{min}) a partir de la conocida fórmula No. 1

$$P_{min} = P_{cab} - \frac{n^2 S}{1440} P_{cab}^1 \quad (1)$$

P_{cab} - peso de las cabillas en el petróleo (líquido); [Kg]

n - número de golpes; [1/min]

S - recorrido del varillón pulido; [m]

P_{cab}^1 - peso de las cabillas en el aire; [Kg]

2. Por el dinamograma Fig. No. 1 determinamos P'_{min} en el movimiento descendente.

La diferencia entre las dos cargas mínimas nos da la suma de las fuerzas de fricción.

$$\sum F_{fr} = P_{min} - P'_{min}; \quad [Kg] \quad (2)$$

donde:

$$\sum F_{fr} = \text{Suma de las fuerzas de resistencia}; \quad [Kg]$$

P_{min} = Carga mínima en la cabeza del balancín determinado por la fórmula No. 1; [Kg]

P'_{min} = Carga mínima en la cabeza del balancín determinada a partir de la interpretación del dinamograma; [Kg]

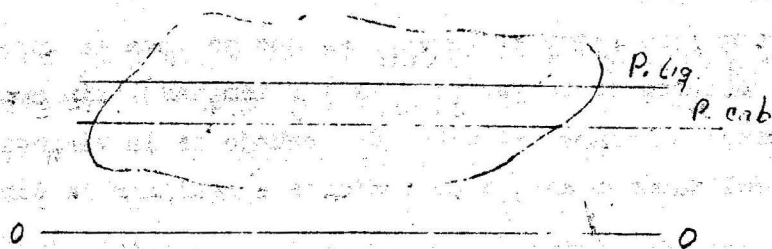


Fig. No. 1.- Dinamograma del Pozo V # 2.

3. Poniendo el valor de $\sum F_{fr}$ en la fórmula No. 3 y despejando en función de μ hallamos el valor de la viscosidad.

$$\sum F_{fr} = K \mu L.$$

K.- Constante para cada composición de tubería de producción, generalizada por el grupo de extracción del Dpto Técnico del CIG y que depende del espacio entre cabillas y tubería y de la longitud equivalente de las cabillas. Se da en la tabla No. 1.

$$\mu \text{.-Viscosidad del petróleo (líquido); } \left[\frac{\text{Kg. seg.}}{\text{m}^2} \right]$$

Tomemos el pozo V # 2 como ejemplo para hallar el valor de la viscosidad del petróleo (líquido) en la tubería.

DATOS DEL POZO V # 2

- a) $n = 8$
- b) $S = 2,1 \text{ m}$
- c) $L = 850 \text{ m}$
- d) Diámetro de las cabillas = 22 mm
- e) Diámetro interior de la tubería de producción 76 mm

Determinación de P_{min} por la fórmula No. 1

$$P_{min} = P_{cab} - \frac{n^2 S}{1440} P'_{cab}$$

$$P_{cab} = q L b ;$$

(4)

$$P_{cab}^1 = qL \quad (5)$$

q .- peso de 1 m de cabilla en el aire, En nuestro caso 3,14 Kg

b .- coeficiente de flotabilidad de las cabillas.

$$b = \frac{\gamma_m - \gamma_{pet}}{\gamma_m} \quad (6)$$

γ_m .- Peso específico del metal del cual están hechas las cabillas, en nuestro caso es 7,85 T/m³

γ_{pet} .- Peso específico del petróleo del pozo ; 0,959 T/m³

Sustituimos en (b)

$$b = \frac{7,85 - 0,959}{7,85} = 0,878 \text{ T/m}^3$$

Sustituimos en (4)

$$P_{cab} = 3,14 \cdot 850 \cdot 0,878 = 2343 \text{ Kg}$$

Sustituimos en (5)

$$P_{cab}^1 = 3,14 \cdot 850 = 2669 \text{ Kg.}$$

Sustituyendo todos estos valores en (1) hallamos P min.

$$p_{min} = 2343 - \frac{8^2 \cdot 2,1}{1440} \cdot 2669 = 2343 - 249 = 2094 \text{ Kg}$$

Determinamos ahora P' min por el dinamograma (fig. No. 1) y obtenemos que

$$P'_{min} = 990 \text{ Kg.}$$

Sustituyendo los valores de P min y P' min en (2) hallamos $\sum F_{fr}$

$$\sum F_{fr} = P_{min} - P'_{min} = 2043 - 990 = 1104 \text{ Kg.}$$

Sustituyendo en 3 los valores hallados. Y despejando en función de μ hallamos la viscosidad del petróleo en la tubería.

$$\mu = \frac{\sum F_{fr}}{K_{nSL}} = \frac{1104}{1,0667 \cdot 8 \cdot 2,1 \cdot 850} = 0,072 \frac{\text{Kg seg}}{\text{m}^2}$$

o sea 720 cp.

TABLA No. 1 VALORES DEL COEFICIENTE K PARA HALLAR LAS FUERZAS DE FRICCIÓN POR LA FORMULA NO.3.

Diámetro de las cabillas mm	Diámetro interior de la tubería de Producción mm						
	40,3	50,3	59	62	73	76	88,6 100,3
12	1,101	0,6493	0,5093				
16		1,3986	0,867	0,7679	0,5642		
19		3,6218	1,7376	1,4268	0,8337	0,7524	0,5433
22			3,0006	2,3552	1,2224	1,0667	0,7116 0,5683
25				5,9549	2,5510	2,1179	1,1885 0,7743

NOTA: En caso de utilizar cabillas que no correspondan al GOST 13877-68 o sea que se utilicen cabillas cuyo largo no sea de 8 m, la fórmula No. 3 deberá multiplicarse por 8 y dividirse por el largo de las cabillas que se utilicen.

METODO No. 2

1. Por el dinamograma (fig. No. 1) determinamos F_{fr} en el movimiento descendente (igual que hicimos en el método No. 1).

2. Hallamos los valores de las fuerzas de inercia.

$$\left(\frac{n^2 S}{1440} P'_{cab} \right)$$

3. A las fuerzas de fricción halladas por el dinamograma le restamos las fuerzas de inercia.

4. Una vez conocida la fuerza de fricción sustituimos en (3) y despejando en función de μ hallamos la viscosidad.

Tomemos el pozo V # 2 nuevamente como ejemplo para hallar el valor de la viscosidad del petróleo (líquido) en la tubería por el método No. 2.

1. Por el dinamograma sabemos que $F_{fr} = 1353 \text{ Kg}$

$$2. \frac{n^2 S}{1440} P'_{cab} = \frac{8^2 \cdot 2,1}{1440} 2669 = 249 \text{ Kg}$$

$$3. \sum F_{fr} = F_{fr} - \frac{n^2 S}{1440} = 1353 - 249 = 1104 \text{ Kg}$$

$$4. \quad M = \frac{\sum F_{fr}}{K_{nsL}} = \frac{1104}{1,0667 \cdot 8 \cdot 2 \cdot 1,850} = 0,072 \frac{\text{Kg} \cdot \text{seg}}{\text{m}^2}$$

o sea 720 cp.

Como hemos visto en ambos casos, tanto por el método No. 1 como por el método No. 2 el valor obtenido de la viscosidad es igual (720 cp).

Para la determinación de la viscosidad por los métodos explicados en esta metodología, como hemos visto necesitamos el dinamograma del pozo que investigamos por lo que el dinamógrafo con el cual haremos la dinamografía debe estar en buenas condiciones técnicas y conocerse bien el valor de sus escalas.

Este método de determinación de la viscosidad en condiciones de campo no sustituye las determinaciones experimentales de la misma que se realizan en aquellos laboratorios donde existe la posibilidad de hallar el valor de la viscosidad de la muestra de petróleo (líquido), a la presión y temperatura del punto donde fue tomada, sin embargo los valores obtenidos por este medio satisfacen las necesidades para los cuales el mismo fue creado, además es más rápido y mucho más real que las determinaciones que se realizan actualmente en nuestros laboratorios.

Esta metodología es el resultado de varios trabajos del grupo de extracción del Dpto Técnico del CIG y con su ayuda hemos logrado resolver uno de los grandes problemas que se presentaban durante los cálculos de extracción de petróleo.

REFERENCIAS

1. Metodología para la determinación de las fuerzas de fricción hidrodinámica en los pozos inundados.
2. Mirzadzhanazage A.J; Galiyev M.N; Shagulev R.G; Particularidades tecnológicas de la extracción de petróleo no newtoniano en Bashkiria (UFA - 1978).
3. Muraviov I.M; Baslov M.N; Zhukov A.I; Chernov A.I; Tecnología y técnica de extracción de petróleo y gas. Niedra 1971.

РЕЗЮМЕ

В этой работе объясняется, как без необходимости привлечения специального оборудования и быстрой обработки, непосредственно в процессе работы можно определить вязкость нефти (жидкости), которую в процессе насосно-компрессорного течения скважины, эксплуатируемых нефтяных скважин и насосов.