

0479

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

UNIC 9

Solución al Problema de la Perforación de
Pozos Petroleros donde hay Manifestaciones
de Ácido Sulfhídrico (H_2S)

TRABAJO ESCRITO

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

GABRIEL ARMANDO SALINAS VALDES

Director:

Ing. Alfonso López Herrera

México, D. F. Dic. 1971

1971

Solución al Problema de la Perforación de
Pozos Petroleros donde hay Manifestaciones
de Acido Sulfhídrico (H_2S)

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

GABRIEL ARMANDO SALINAS VALDES

MEXICO, D. F.

1971



A MI PADRE:

SR. DN. J. JESUS SALINAS SILVA

Con mi eterno agradecimiento a quien con su ejemplo y rectitud supo forjar mi vida.

A MI MADRE:

SRA. DÑA. RUTILA VALDES DE SALINAS

A quien he llevado en mi mente como símbolo de ternura, abnegación y sacrificio.

A MIS HERMANOS:

MARIA ORALIA

JESUS EFRAIN

RAMON

HUGO FERNANDO

HECTOR MANUEL Y

MIRELLA IRASEMA

Con mi agradecimiento eterno.

A LA MEMORIA DE MI PRIMO:

BERTIN FRANCISCO RIVERA VALDES

CON CARÍÑO A:

SILVIA

Con afecto y gratitud a todas aquellas personas que en una u otra forma hicieron posible mi formación profesional.

C O N T E N I D O

	<i>Página</i>
1.- RESUMEN.....	1
2.- INTRODUCCION.....	2
3.- ANTECEDENTES.....	4
4.- PROGRAMA DE INVESTIGACION.....	6
5.- SISTEMAS DE PROTECCION QUE SE PUEDEN USAR EN LAS TUBERIAS DE PRODUCCION, DE REVESTIMIENTO Y AL EQUIPO SUPERFICIAL.....	30
6.- OBSERVACIONES.....	32
7.- CONCLUSIONES.....	34
8.- COMENTARIOS.....	36
9.- REFERENCIAS.....	37

1.- RESUMEN

En el presente trabajo se tiene como fin el estudiar los diferentes tipos de fluidos de perforación ante la presencia de ácido sulfhúrico (H_2S) y su acción corrosiva en las tuberías de perforación, producción y equipo superficial.

Se analiza también el tipo de corrosión que se produce bajo condiciones de alta presión y temperatura durante el tiempo suficiente para asegurar la obtención de datos comparativos. Se probó un aditivo polar, óxido de zinc, y una mezcla de ambos así como inhibidores de corrosión agregados a los fluidos de perforación fase continua agua; los resultados obtenidos los podemos clasificar en la forma siguiente:

1.1.- Que ningún tipo de fluido de perforación fase continua agua evita la acción corrosiva de H_2S ni sus efectos sobre las propiedades de estos; el uso de aditivos antes mencionados corrigen temporalmente la acción mientras estos existen.

1.2.- El fluido que resuelve los problemas inherentes a la presencia del H_2S es el de "Emulsión Inversa".

2.- INTRODUCCION

El objeto de este trabajo es presentar lo que hasta la fecha se ha desarrollado para poder resolver el problema de la perforación de las zonas en las cuales existen yacimientos de hidrocarburos que contengan ácido Sulhídrico (H_2S) en cantidades elevadas y que en muchas ocasiones hace prohibitivo la explotación de estos yacimientos.

Son los fluidos de perforación el principal factor para lograr penetrar las diferentes capas geológicas terrestres hasta llegar a los yacimientos de hidrocarburos, asimismo, son el vehículo por medio del cual se extraen a la superficie los cortes de las diferentes formaciones que atraviesa la barrena y sobre las cuales se efectúan los estudios geológicos que, conjuntamente con los registros geofísicos, hacen posible limitar las áreas a explotar.

Petróleos Mexicanos realiza inversiones cuantiosas para el descubrimiento y explotación de los yacimientos; muchas veces no se logra el objetivo por causa del descontrol en los fluidos de perforación, siendo las causas principales de este problema la presencia de sustancias contaminantes tales como: flujos de agua salada (cloruro de sodio, de calcio y anhídrita). La existencia de cavernas, de fracturas o zonas de alta permeabilidad propician la pérdida de los fluidos, y por lo tanto, la

suspensión temporal de la perforación.

Regularmente se ha dado solución a estos problemas, uno de los principales ha sido la presencia de H_2S dentro de las formaciones a altas presiones y temperaturas; esto se agrava la mayor de las veces con la presencia de azufre y agua salada.

Independientemente de los efectos sobre las propiedades de los fluidos de perforación, el H_2S trae como consecuencia corrosión en tuberías y herramientas utilizadas; además, por su alta toxicidad puede llegar a causar incapacidad de las personas que están laborando y en algunos casos hasta la muerte.

3.- ANTECEDENTES

En México se ha perforado algunos pozos (Distrito Frontera Noreste) en los cuales se ha manifestado la presencia de H_2S , y al intentar atravesar la formación Zuloaga del Jurásico con el objeto de su exploración, se contaminaron los fluidos de perforación con H_2S y las altas presiones provocaron tal descontrol que se suspendió la perforación. Por ejemplo, en el Distrito Reynosa se perforaron seis pozos cuyo objetivo fue la exploración de la formación Zuloaga del Jurásico y se programó su perforación basándose ésta, en experiencias obtenidas en otros pozos y en pruebas piloto de laboratorio con diferentes fluidos de perforación.

Se pensó en un principio que si se empleaba como fluido de perforación un Cromolignosulfonato daría resultado, lo cual no fue verdad.

En un pozo del Distrito Frontera Noreste (el Cadena) la corrosión por el H_2S fue tan intensa que la tubería de perforación se partió, encontrándose dentro de ésta azufre solidificado, de aquí podemos deducir que:

- 1.- El H_2S corroyó las tuberías de perforación y herramientas.
- 2.- El H_2S alteró perjudicialmente las propiedades de los fluidos de perforación.

Posteriormente se procedió a cambiar el fluido de perforación - por uno de Emulsión Inversa (fase continua aceite), logrando con esto eli minar el problema que causaba la presencia de H₂S en el fluido durante la perforación del pozo, y en las herramientas usadas con el mismo fin.

4.- PROGRAMA DE INVESTIGACION

Por lo antes mencionado, se ve que el problema fue solucionado en el campo, no obstante, se hizo necesaria una investigación en el laboratorio para encontrar porque los fluidos de perforación Fase Continua Agua no son adecuados para perforar zonas donde haya H_2S ; también, para poder obtener más información acerca de cómo se comportan los fluidos Fase Continua Aceite (Emulsión Inversa) ante la presencia de H_2S , medir su velocidad de corrosión en tuberías sometidas a movimiento continuo y a altas presiones y temperaturas en el seno de diferentes tipos de fluidos, asimismo, se trató de encontrar aditivos para lodos de fase continua agua que fuesen capaces de mantener sus propiedades, y evitar la corrosión de las herramientas.

Este trabajo de investigación se desarrolló en el Instituto Mexicano del Petróleo bajo el siguiente programa:

3.1 Preparación de los diferentes fluidos.

Se hizo necesario fijar ciertas limitaciones en la preparación de los fluidos, con el fin de obtener datos comparativos que se asemejen a lo que sucede en el campo en presencia de ácido sulfhídrico:

Peso específico constante (1.60 g/cc)

El pH adecuado para cada producto empleado.

El contenido de solidos constante.

El por ciento de aceite adecuado.

Fluidos de Fase Continua Agua de uso común actual.

Fluidos Fase Continua Aceite (Emulsión Inversa).

4.2 Medición de sus propiedades.

4.3 Variación de las propiedades de los fluidos Fase Continua -
Agua tratados con: óxido de zinc, un aditivo polar y una mezcla de ambos.

4.4 Estudio de los efectos de H_2S sobre los fluidos estáticos.

Fase Continua Agua con y sin los aditivos.

Fase Continua Aceite (Emulsión Inversa)

4.5 La acción del H_2S sobre los fluidos en movimiento durante 72
horas a $117^{\circ}C$ y 35.2 Kg/cm^2 .

Fase Continua Agua.

Fase Continua Aceite.

4.6 Evaluación del efecto corrosivo de los diferentes fluidos de
perforación sobre muestras de tubería de perforación.

4.1.1.- LODO SALADO

Productos usados en su preparación:

Agua saturada de cloruro de sodio 1000 ml.

Atapulgita, 50 g/l

C M C (208), 16 g/l

Diesel, 142 g/l

(Nota: Este diesel se filtró a través de tierra Fuller para -
extraerle los compuestos polares que pudiera tener.)

Tanino tipo A, 78 g/l

Hidróxido de sodio (NaOH), el necesario para obtener un pH de 10.7

Barita, 796 g. o la necesaria para obtener un peso específico de
1.60 g/cc.

Esto se hizo bajo una agitación constante de 30 minutos, después
se envasó y se añejó durante 72 horas, con el fin de obtener un fluido de -
condiciones óptimas estables.

4.1.2.- LODO CON CROMOLIGNOSULFONATO

Productos usados en su preparación:

Agua destilada 1000 ml/l

Barita, 1061 g/l

Stock B-18, 159 g/l

Cromolignosulfonato. 36 g/l

NaOH, el necesario para obtener un pH de 9.5

Diesel, 155 ml/l

Las condiciones de preparación y añejamiento son similares a la -
anterior.

4.1.3.- LODO TRATADO CON TANINO SOSA ALTO pH.

Productos usados en su preparación:

Agua destilada, 1000 ml

Tanino Tipo B, 14 g/l

Stock B-18, 159 g/l

Barita, 1601 g/l

Lignita, 3 g/l

Diesel, 159 ml/l

NaOH, el necesario para alcanzar un pH de 11.5

Condiciones de preparación y añejamiento idénticas al anterior.

4.1.4.- LODO DE EMULSION INVERSA.

Productos usados en su preparación.

Diesel, 2320 ml

Barita, 2696

Drilex, 10⁴ ml

Drilox, 117 g

Agua salada al 15%, 1418 ml

Condición de preparación y añejamiento semejantes a las anterior--

res.

4.2.1.- MEDICION DE SUS PROPIEDADES.

Se procedió a determinar las siguientes propiedades en cada uno de los fluidos.

Propiedades reológicas y propiedades de enjarramiento.

Estabilidad de la temperatura a presiones entre 561 a 702 Kg/cm²

Porcentaje de sólidos, agua y aceite.

pH.

4.2.2.- EQUIPO UTILIZADO.

Para la determinación del peso específico P_e (g/cc) se utilizó la "BALANZA Boroid". Para el pH se utilizó el POTENCIOMETRO ZEROMATIC - II Bekman.

Las propiedades reológicas V_a (cps), V_p (cps), P_e (lb/100 pies³), Gel 10 segundos (lb/100 pies³) y Gel 10 minutos (lb/100 pies³) se determinaron en el FANN MULTIRROTACIONAL 35 apegándose a las especificaciones y normas de manipulación correspondientes a este equipo. Asimismo las propiedades de enjarramiento se determinaron empleando el FILTRO PRENSA Boroid (API) con presión constante de 7.04 Kg/cm² y temperatura ambiente. Para la determinación del enjarramiento a alta presión y temperatura se usó el FILTRO PRENSA H.P.H.T. Magcobar siendo las condiciones constantes de 35.2 Kg/cm² de presión y 177°C de temperatura.

Para la determinación del por ciento de sólidos, agua y aceite, se usó la RETORTA Boroid.

4.2.3.- VALORES OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS.

A los lodos preparados según los incisos 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3, y 4.1.4 se les determinaron sus propiedades las cuales se presentan en la -
Tabla No. 1.

TABLA 1
PRUEBAS REALIZADAS A LOS FLUIDOS DE PERFORACION FASE
CONTINUA AGUA, Y FLUIDOS DE EMULSION INVERSA.

Lodo Base	Peso Especifico g/cc	pH	Viscosidad Apparente.	Visc. P. cps	Punto de ceden- cia lbs/100 ft ²	Gelatinosi- dad 10 seg. lbs/100 ft ²	Gelatinosi- dad 10 min. lbs/100 ft ²	Filtra- do ba- ja pre- sión 100 lbs/100 in ² /cc /30 min.	Filtra- do alta pre- sión temp.	Estabi- lidad a la temp. a 8000/1000/1000/1000/ in ² /C	H ₂ S ppm	Cont. nido de sólidos en vol.	Conte- nido de aceites % en volu- men.
Cromo- ligno- sulfo- nato.	1.60	9.5	28.5	27	3	2	20	4.0	16.8	210	0	22	10
Tanino Sosa	1.60	11.5	36.2	28	16	4	46	4.0	3.0	172	0	20	10
Salado	1.60	10.7	74.	58	32	7	49	3.0	29.0	250	0	26	8
E. I.	1.60	-	31.5	29	5	2	5	0	2.0	250	0	44	32

4.3.- Los lodos de fase continua agua según los incisos 4.1.1, -
4.1.2 y 4.1.3 fueron tratados como sigue:

1a. Serie:

Con 3 g/l de oxido de zinc

2a. Serie:

Con 16 ml de un aditivo polar.

3a. Serie:

Con 3 g. de oxido de zinc y 16 ml. de aditivo polar.

Los resultados obtenidos y las variaciones registradas debido al efecto de estos aditivos se presentan en la Tabla 2, 3 y 4.

T A B L A 2

VARIACIONES DE REOLOGIA Y ENJARRAMIENTO EN UN LODO DE CROMOLIGNOSULFONATO MAS LOS ADITIVOS DE LAS TRES SERIES ANTERIORES.

Lodo Base	Peso Especifico g/cc	pH	Viscosidad Apparente.	Visc. P. cps	Punto de ceden- cia lbs/100 ft ²	Gelati- nosi- dad 10 seg. lbs/100 ft ²	Gelati- nosi- dad 10 min. lbs/100 ft ²	Filtra- do ba- ja pre- sion 100 lbs/in ² cc /30 min.	Filtra- do alta pre- sion temp.	Estabi- lidad a la temp. a 8000. /1000/ /lbs./ /in ² /C	H ₂ S ppm	Cont. nido de sólidos en vol.	Conte- nido de acetes % en volu- men.
Lodo Base + ZnO	160	9.5	41.5	35	13	5	43	3.0	18.0	210	0	22	10
Lodo Base + Aditi- vo Po- lar.	160	9.5	45.0	39	12	5	22	3.0	16.0	195	0	22	10
Lodo Base + ZnO+ Aditi- vo Polar	160	9.5	49.5	42	15	5	50	2.5	18.0	183	0	22	10

TABLA 3

VARIACIONES DE REOLOGIA Y ENJARRAMIENTO EN UN LODO DE TANINO SOSA ALTO pH MAS LOS ADITIVOS DE LAS TRES SERIES ANTERIORES.

Lodo Base	Peso Especifico g/cc	pH	Viscosidad Apparente.	Visc. P. cps	Punto de cedencia lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 seg. lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 min. lbs/100 ft ²	Filtrado bajo presión 100 lbs/in ² cc /30 min.	Filtrado alta presión temp.	Estabilidad a la temp. a 8000. 1000/lbs./in ² °C	H ₂ S ppm	Contenido de sólidos en vol.	Contenido de aceites % en volumen.
Lodo Base + ZnO	1.60	11.5	36.0	24	24	3	55	3.4	18.0	165	0	20	10
Lodo Base + Aditivo Polar	1.60	11.5	38.0	26	26	10	55	3.2	18.0	168	0	22	10
Lodo Base + ZnO+ Aditivo Polar	1.60	11.5	42.5	25	25	12	82	3.5	18.0	166	0	22	10

TABLA 4

VARIACIONES DE REOLOGIA Y ENJARRAMIENTO EN UN LODO SALADO
 MAS LOS ADITIVOS DE LAS TRES SERIES ANTERIORES.

Lodo Base	Peso Especifico g/cc	pH	Viscosidad Aparente.	Visc. P. cps.	Punto de cedencia lbs/100 ft	Gelatinosidad 10 seg. lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 min. lbs/100 ft ²	Filtrado baja presión 100 lbs/in ² cc /30 min.	Filtrado alta presión temp.	Estabilidad a la temp. a 8000. 1000/lbs/in ² C	H ₂ S ppm	Contenido de sólidos en vol.	Contenido de aceites % en volumen.
Lodo Base + ZnO	1.60	10.7	69.0	55	28	5	42	3.0	25.0	250	0	26	8
Lodo Base + Aditivo Polar	1.60	10.7	69.5	54	31	5	34	2.8	30.0	250	0	26	8
Lodo Base + ZnO + Aditivo Polar	1.60	10.7	72.5	55	35	7	49	3.0	29.2	250	0	26	8

4.4 Estudio de los efectos de H_2S sobre Fluidos Estáticos.

4.4.1.- Contaminación de los lodos con H_2S .

Los fluidos preparados según los incisos 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3 y 4.1.4 fueron sulfhidrados utilizando H_2S obtenido de un Kipp Sulfhidrador hasta comprobar que la concentración del H_2S en el lodo fuese de 4 100 a 4 600 p.p.m. de H_2S .

4.4.2.- Método para la cuantificación de H_2S .

Se tomó una porción de lodo medida por medio de una jeringa hipodérmica.

Se vació en un vaso de precipitado de 250 ml que contenía 100 ml de H_2O destilada e indicador de almidón, por medio de una barra imantada cubierta de vidrio se mezcló con agitación constante.

Posteriormente se tituló el contenido de H_2S por medio de una solución valorada de yodo hasta obtener el punto final. Se efectuaron los cálculos necesarios para obtener el contenido de H_2S .

4.4.3.- Si el contenido de H_2S no estaba comprendido entre los límites deseados de 4 100 a 4 200 p.p.m. se continuaba la sulfhidración por un tiempo prudencial, se volvía a comprobar dicha concentración hasta obtener los valores deseados.

4.4.4.- Una vez obtenida la concentración de H_2S en el lodo, se efectuaron las determinaciones y las propiedades de Reología, Enjarramiento y pH. Los valores obtenidos se muestran en las Tablas 5, 6 y 7.

T A B L A 5

VARIACION DE LAS PROPIEDADES DE REOLOGIA Y ENJARRAMIENTO
EN LODO DE CROMOLIGNOSULFONATO CON DIFERENTES
CONCENTRACIONES DE H₂S.

Lodo Base	Peso Específico g/cc	pH	Viscosidad Apparente	Visc. P. cps	Punto de cedencia lbs./100 ft ²	Gelatinosidad 10 seg. lbs./100 ft ²	Gelatinosidad 10 min. lbs./100 ft ²	Filtrado bajo la presión 100 lbs./in ² /30 min.	Filtrado alta presión temp.	Estabilidad a la temp. a 8000. 1000./lbs./in ² /°C	H ₂ S ppm	Contenido de sólidos en vol.	Contenido de aceites % en volumen.
Lodo Base + H ₂ S	1.60	6.6	36.5	22	29	12	83	4.8	24.0	242	4150	22	10
Lodo Base + H ₂ S + ZnO	1.60	7.6	50.5	32	37	22	116	4.0	21.0	239	4200	22	10
Lodo Base + H ₂ S + Aditivo Polar.	1.60	6.8	48.5	33	31	13	135	3.6	27.0	241	4350	22	10
Lodo Base + H ₂ S + ZnO + Aditivo Polar.	1.60	6.8	48.0	35	26	4	108	3.6	27.0	241	4300	22	10

TABLA 6

VARIACION DE LAS PROPIEDADES DE REOLOGIA Y ENJARRAMIENTO
EN LODO TAMINO SOSA CON DIFERENTES CONCENTRACIONES
DE H₂S.

Lodo Base	Peso Específico g/cc	pH	Viscosidad Apparente	Visc. P. cps	Punto de cedencia lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 seg. lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 min. lbs/100 ft ²	Filtrado bajo la presión 100 lbs/in ² cc/30 min.	Filtrado alta presión temp.	Estabilidad a la temp. a 8000. /1000/ lbs/in ² °C	H ₂ S ppm	Contenido de sólidos en vol.	Contenido de aceites % en volumen.
Lodo Base + H ₂ S	1.59	11	53.0	36	36	20	80	3.6	18.0	172	4500	22	8
Lodo Base + H ₂ S + ZnO	1.59	11	69.0	44	44	27	142	4.0	20.0	170	4500	21	9
Lodo Base + H ₂ S + Aditivo Polar.	1.59	11	55.0	40	40	15	90	3.8	18.0	170	4500	20	12
Lodo Base + H ₂ S + ZnO + Aditivo Polar.	1.60	11	60.0	40	40	20	44	4.0	20.0	172	4500	20	10

TABLA 7

VARIACION DE LAS PROPIEDADES DE REOLOGIA Y ENJARRAMIENTO EN LODO SALADO CON DIFERENTES CONCENTRACIONES DE H₂S

Lodo Base	Peso Especifico g/cc	pH	Viscosidad Apparente	Visc. P. cps	Punto de cedencia lbs/100 ft	Gelatinosidad 10 seg. lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 min. lbs/200 ft ²	Filtrado bajo la presión 100 lbs/in ² /30 min. cc	Filtrado alta presión temp.	Estabilidad a la temp. a 8000/1000 lbs/in ² /in ³ °C	H ₂ S ppm	Contenido de solidos en vol.	Contenido de aceites % en volumen.
Lodo Base + H ₂ S	1.60	7.65	82.5	62	41	17	69	5.7	49.0	250	4200	26	8
Lodo Base + H ₂ S + ZnO	1.60	7.85	85.5	63	45	16	70	5.8	41.0	250	4460	26	8
Lodo Base + H ₂ S + Aditivo Polar.	1.60	7.60	86.0	64	44	15	58	4.2	34.0	250	4200	26	8
Lodo Base + H ₂ S + ZnO + Aditivo Polar.	1.60	7.85	84.5	64	41	14	78	4.0	40.0	250	4470	26	8

El efecto del ácido sulfhídrico sobre el fluido de perforación preparado según el inciso 4.1.4 se ve en la Tabla 8

4.5 La acción del H_2S sobre los fluidos fase continua agua fase continua aceite (Emulsión Inversa) rolados durante 32 hrs. a $117^{\circ}C$ y 35.2 Kg/cm^2 .

4.5.1.- Los mismos lodos reparados según los incisos anteriores se introdujeron en celdas de acero y se les aplicó una presión inicial de 35.2 Kg/cm^2 (nitrogeno). Estas celdas se colocaron sobre los rodillos de un horno. La temperatura de este se mantuvo durante 72 hrs. a $117^{\circ}C$ y los rodillos estuvieron en movimiento durante este tiempo con el objeto de que el calentamiento fuera homogéneo.

Después de este período de calentamiento se sacaron las celdas, se dejaron enfriar, se abrieron y se agitó el lodo durante 5 minutos en Multimixer, posteriormente se determinaron sus propiedades reológicas y de enjarramiento.

Se determinó también el contenido de H_2S remanente.

Los valores obtenidos se muestran en las Tablas 9, 10 y 11.

4.5.2.- El efecto de la temperatura y el H_2S sobre el lodo de Emulsión Inversa se puede observar en los datos presentados en la Tabla 12.

4.6 Evaluación del efecto corrosivo de los fluidos de perforación sobre muestras de tubería de perforación.

TABLA 9

VARIACIONES DE REOLOGIA Y ENJARRAMIENTO DE UN LODO DE CROMOLIGNOSULFONATO Y SU EFECTO CON TEMPERATURA Y ROLAMIENTO.

Lodo Base	Peso Especifico g/cc	pH	Viscosidad Aparente	Visc. P. cps	Punto de cedencia lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 seg. lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 min. lbs/100 ft ²	Filtrado bajo presión 100 lbs/in ² cc /30 min.	Filtrado alta presión temp.	Estabilidad a la temp. a 8000, 10000 /lbs ² /in ² C	H ₂ S ppm	Contenido de sólidos en vol.	Contenido de aceites % en volumen
Lodo Base Rolado	1.60	8.15	57.0	30	54	34	209	7.0	28.0	135	0	22	9
Lodo Base + H ₂ S + Rolado.	1.60	8.15	40.0	39	3	6	54	8.4	40.6	142	370	25	9
Lodo Base + H ₂ S + Rolado + ZnO	1.60	7.95	78.0	66	24	19	134	7.0	24.0	137	690	22	10
Lodo Base + H ₂ S + Rolado - Aditivo Polar.	1.60	7.8	90.0	65	50	38	245	5.8	32.0	120	315	24	10
Lodo Base + H ₂ S + Rolado + ZnO - Aditivo Polar.	1.60	8.7	41.0	41	0	5	36	8.9	23.0	142	787	21	10

TABLA 10

VARIACIONES DE REOLOGIA Y ENJARRAMIENTO DE UN LODO CON TANINO SOSA Y SU EFECTO CON TEMPERATURA Y ROLAMIENTO

Lodo Base	Peso Específico g/cc	pH	Viscosidad Apparente	Visc. P. cps.	Punto de cedencia lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 seg. lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 min. lbs/100 ft ²	Filtrado bajo presión 100 lbs/in ² /30 min.	Filtrado alta presión temp.	Estabilidad a la temp. a 8000-10000 lbs/in ² /in ² °C	H ₂ S ppm	Contenido de sólidos en vol.	Contenido de aceites % en volumen
Lodo Base Rolado	1.61	11.5	99.0	79	40	8	44	5.0	20	134	0	20	10
Lodo Base+ H ₂ S+ Rolado.	1.63	9.7	115.0	90	50	5	31	5.2	20	140	200	22	10
Lodo Base+ H ₂ S+ Rolado+ZnO	1.63	9.7	126.0	94	64	5	24	5.0	21	138	190	24	10
Lodo Base+ H ₂ S+ Rolado + Aditivo Polar.	1.62	9.5	105.0	88	34	5	6	5.3	21	154	198	25	10
Lodo Base+ H ₂ S+ Rolado+ZnO+ Aditivo Polar.	1.62	9.4	110.0	85	50	4	12	5.0	22	132	210	24	10

TABLA 11

VARIACIONES DE REOLOGIA Y ENJARRAMIENTO DE UN LODO SALADO
Y SU EFECTO CON TEMPERATURA Y ROLAMIENTO.

Lodo Base	Peso Específico g/cc	pH	Viscosidad Aparente	Visc. P. cps.	Punto de ceden- cia lbs/100 ft ²	Gelati- nosidad 10 seg. lbs/100 ft ²	Gelati- nosidad 10 min. lbs/100 ft ²	Filtra- do ba- ja pre- sión 100 lbs/ce /30 min.	Filtra- do alta pre- sión temp.	Estabili- o la temp. a 8000- 1000/ /lbs/ /in ² °C	H ₂ S ppm	Conte- nido de sólidos en vol.	Conte- nido de aceles % en volu- men
Lodo Base Rolado	1.60	6.8	107.5	25	165	59	60	45.0	83.0	250	0	26	8
Lodo Base+ H ₂ S+ Rolado.	1.60	7.0	139.5	26	227	92	100	51.0	-	250	1100	26	8
Lodo Base+ H ₂ S+ Rolado+ ZnO	1.60	7.0	135.0	32	206	60	65	50.0	-	250	2150	26	8
Lodo Base+ H ₂ S+ Rolado + Aditi- vo Polar.	1.60	6.8	137.5	20	235	77	93	48.0	-	250	1000	26	8
Lodo Base+ H ₂ S+ Rolado+ ZnO+ Aditi- vo Polar	1.60	6.8	147.5	25	245	57	100	43.0	-	250	1790	26	8

TABLA 8

VARIACIONES DE REOLOGIA Y ENJARRAMIENTO EN UN LODO DE EMULSION INVERSA CON H₂S Y SIN EL.

Lodo Base	Peso Especifico g/cc	pH	Viscosidad Aparente	Visc. P. cps	Punto de cedencia lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 seg. lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 min. lbs/100 ft ²	Filtrado baja presión 100 lbs/in ² cc /30 min.	Filtrado alta presión temp.	Estabilidad a la temp. a 8000-10000/lbs ₂ /in ² °C	H ₂ S ppm	Contenido de sólidos en vol.	Contenido de aceites % en volumen
Lodo Base	1.60	-	31.5	29	5	2	5	0	2.0	250	0	44	32
Lodo Base+ H ₂ S	1.50	-	27.0	27	0	2	4	0	1.0	250	4000	46	36

TABLA 12

VARIACIONES DE REOLOGIA Y ENJARRAMIENTO DE UN LODO DE EMULSION INVERSA Y SU EFECTO CON TEMPERATURA Y ROLAMIENTO.

Lodo Base	Peso Especifico g/cc	pH	Viscosidad Aparente	Visc. P. cps	Punto de cedencia lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 seg. lbs/100 ft ²	Gelatinosidad 10 min. lbs/100 ft ²	Filtrado baja presión 100 lbs/in ² cc /30 min.	Filtrado alta presión temp.	Estabilidad a la temp. a 8000-10000/lbs ₂ /in ² °C	H ₂ S ppm	Contenido de sólidos en vol.	Contenido de aceites % en volumen
Lodo Base	1.54	-	71	32	78	7	15	0.5	8.0	250	0	44	30
Lodo Base+ Rolamiento y temperatura.	1.64	-	69	32	74	6	13	0.5	4.8	250	1790	44	31

4.6.1.- Los fluidos probados son los mismos que con anterioridad se han descrito. De cada uno de ellos se tomo una porción que se vació dentro de las celdas de rodamiento de acero inoxidable y en el seno de éstos todos se colocaron las muestras de la tubería de perforación protegidos en los extremos para evitar que la erosión debida a la fricción interfiriera en las determinaciones de los efectos corrosivos.

Las muestras se obtuvieron de un tubo de perforación (Pozo - Cadena, Distrito Frontera Noreste) teniendo como dimensiones 4.62 x 2.00 x 5.45 cm.



Figura No. 1

Estas muestras fueron sometidas a limpieza por medio de un chorro de arena, posteriormente, se lavaron con acetona y se pesaron en una balanza analítica con aproximación de 0.0001 gr.

4.6.2.- Colocación de las muestras.

Estas muestras de acero preparadas colocadas en sus respectivas celdas de rolamiento y debidamente protegidas a la fricción teniendo además los fluidos de perforación bajo prueba se cerraron herméticamente y se les inyectó nitrógeno (N_2) hasta una presión de 35.2 Kg/cm^2 .

4.6.3.- Se procedió a colocar las celdas dentro de un horno de rolamiento y se mantuvieron 72 hrs. a una presión constante de 117°C .

4.6.4.- Al terminar el rolamiento se enfriaron las celdas, se descargo la presión y se extrajeron las muestras.

4.6.5.- Se limpiaron con H_2O y se pasaron a una solución de ácido clorhídrico (HCl) concentrado inhibida al 2% con óxido de antimonio (Sb_2O_3) y 5% de ($ZnCl_2$) cloruro de zinc neutralizando después con una solución saturada de bicarbonato de sodio ($NaHCO_3$), posteriormente se cepillaron suavemente estas muestras para quitar los productos corrosivos, se lavaron con acetona, se secaron y se pesaron.

4.6.6.- Los resultados obtenidos fueron transformados a las unidades internacionales de velocidad de corrosión expresados en milésimos de pulgada por año según la fórmula:

$$\text{Mils per year (MPY)} = \frac{\text{Pérdida en gramos de la muestra} \times 6.102 \times 10^{-2} \times 365 \times 10^3}{7.83 \times \text{área de la muestra por días de prueba.}}$$

$$\text{factor de conversión} = 6.102 \times 10^{-2} \text{ plg}^3/\text{cm}^3$$

$$\text{densidad de la tubería} = 7.83 \text{ g/cm}^3$$

días/año = 365

milesimos de pulgada/pulgada = 10^3

4.6.7.- Clasificación y cálculos de las muestras usadas.

Para evaluar en que proporción los fluidos anteriores afectan las muestras cortadas del tubo de perforación se hizo la siguiente clasificación:

MUESTRA	AREA EN CM ²	AREA EN PULG. ²
1	27.07	4.21
2	27.42	4.23
3	22.70	3.53
4	21.92	3.38
5	21.84	3.36
6	26.77	4.14
7	22.32	3.46
8	21.16	3.26

4.6.8.- Resultados obtenidos en los diferentes fluidos de perforación.

Cada uno de los fluidos se trato con 5 diferentes aditivos - teniendo cada uno de estos la siguiente clave.

Clave	Tipo de Lodo
I	Lodo base
II	Lodo con H ₂ S (sulfhidrado)

- III Lodo con H_2S (sulfhidrado) más ZnO
- IV Lodo con H_2S (sulfhidrado) + ZnO + aditivo polar
- V Lodo con H_2S (sulfhidrado) y aditivo polar

Las cantidades de aditivos y métodos de sulfhidración son - las mismas que se indican anteriormente.

- 1a. Serie Lodo Salado Emulsionado
- 2a. Serie Lodo de Cromolignosulfonato
- 3a. Serie Lodo Tratado con Tanino Sosa Alto pH
- 4a. Serie Lodo de Emulsión Inversa sin Aditivos

4.6.9.- Resultados obtenidos de las pruebas con muestras introducidas en los lodos.

- 1a. Serie Lodo Salado Emulsionado.

CLAVE	H_2S ppm	PERDIDA EN GR.	AREÁ EN CM^2	MPY
I	0	0.4134	22.32	48.56
II	4200	0.6388	21.92	76.81
III	4460	0.7230	21.16	83.24
IV	4470	0.5927	22.70	68.24
V	4200	0.7021	26.77	68.92

2a. Serie Lodo Tratado con Tanino Sosa Alto pH (rojo)

CLAVE	H ₂ S ppm	PERDIDA EN GR.	AREA EN CM ²	M.P.Y.
I	0	0.0513	26.77	5.04
II	4500	0.1162	27.07	11.22
III	4500	0.0512	27.42	4.92
IV	4500	0.0583	21.84	7.05
V	4500	0.0613	22.76	7.06

3a. Serie Lodo de Cromolignosulfonato

CLAVE	H ₂ S ppm	PERDIDA EN GR.	AREA EN CM ²	M.P.Y.
I	0	0.787	26.77	7.56
II	4150	0.1243	21.92	14.96
III	4200	0.1197	22.70	13.66
IV	4300	0.1611	27.07	15.44
V	4350	0.1948	27.42	18.69

4a. Serie Lodo de Emulsión Inversa sin Aditivos

Para este tipo de lodo no fue necesario añadir aditivos para conservar sus propiedades y por tanto las pruebas se hicieron con H₂S

CLAVE	H ₂ S ppm	PERDIDA EN GRS.	AREA EN CM ²	M.P.Y.
I	4500	0.1115	22.32	13.09
II	4500	0.1353	21.16	16.81

4.6.10.- Correlación de los datos obtenidos y del poder corrosivo de los diferentes fluidos de perforación considerados.

En la siguiente tabla aparecen la correlación de la velocidad de corrosión con respecto a la concentración del ácido sulfhídrico y el efecto de cada uno de los aditivos en los lodos considerados.

TIPOS DE LODO	Lodo Tratado con Cromolignosulfonato.		Lodo Salado		Lodo Tratado con Tanino-Sosa Alto pH (Rojo)		Lodo de Emulsión Inversa	
	H ₂ S (ppm)	M.P.Y.	H ₂ S (ppm)	M.P.Y.	H ₂ S (ppm)	M.P.Y.	H ₂ S (ppm)	M.P.Y.
Lodo Base	---	7.56	---	48.56	---	5.04	---	16.81
Lodo Base + H ₂ S	4150	14.96	4200	76.81	4500	11.22	4600	13.09
Lodo Base + Oxido de Zinc + H ₂ S	4200	13.66	4460	83.24	4500	4.92	---	---
Lodo Base + Aditivo Polar + H ₂ S	4350	15.44	4470	68.24	4500	7.05	---	---
Lodo Base + Oxido de Zinc + Aditivo Polar + H ₂ S	4300	18.69	4200	68.92	4500	7.06	---	---

5.- SISTEMAS DE PROTECCION QUE SE PUEDEN USAR EN LAS TUBERIAS DE PRODUCCION, DE REVESTIMIENTO Y AL EQUIPO SUPERFICIAL.

Para tratar de dar protección contra la corrosión a cada uno de los elementos, se deben de tomar en cuenta sistemas diferentes que se definirán dentro de la Técnica de la Producción del Petróleo.

Se deben aprovechar las experiencias que en este aspecto se han tenido en otras partes para este mismo tipo de problemas.

Por ejemplo, en la perforación del pozo Franklin No. 1 en el Estado de Texas (USA) se usó un árbol de navidad serie 2,900 de doble válvula, de acuerdo con las explicaciones 150-NACE, cuya característica principal es el uso de acero Monel u otras aleaciones; en válvulas de compuerta, asientos, vástagos y otras partes que esten expuestas al flujo del fluido que contenga ácido sulfhídrico.

Para proteger la tubería de revestimiento a la corrosión por ácido sulfhídrico, la Mannesmann Tube Co. ha desarrollado una tubería de ademe especialmente sometida a tratamiento con el objeto de hacerla más resistente a la fragilidad producida por la acción del hidrógeno atómico.

Además, al efectuar la cementación generalmente se bombea un lodo a base de aceite antes de la lechada de cemento, la cual permite una protección bastante duradera a la tubería de revestimiento. No siendo esto - -

necesario si se utiliza durante la perforación un fluido de Emulsión Inversa.

Otros tipos de protección como la catódica dependerá de las condiciones específicas de cada caso, por esta razón, no es conveniente tratar este tipo de protección en particular.

Las tuberías se pueden proteger también mediante inhibidores químicos y este método ha probado ser el más económico, por lo tanto, el más adecuado, puesto que se obtiene protección no sólo en las tuberías sino también en el equipo auxiliar de producción interna.

Estos inhibidores están desarrollados a partir de compuestos químicos y generalmente son patentes, y el uso adecuado lo dan Compañías especializadas en problemas de este tipo.

El uso de pinturas anticorrosivas, así como revestimientos plásticos, han cobrado más importancia últimamente pero estos deben escogerse según el tipo de corrosión que se trate con el fin de utilizar el más conveniente.

6.- OBSERVACIONES

6.1.- Sobre el comportamiento corrosivo.

6.1.1.- En el lodo Emulsionado el aditivo polar favorece moderadamente la corrosión. La muestra rolada en fluido que contenía óxido de zinc y ácido sulfhídrico se presentaron zonas con una exagerada abrasividad pero con un moderado ataque corrosivo.

6.1.2.- Para el lodo tratado con Cromolignosulfonato y Emulsionado se vió como en el caso anterior, que el aditivo polar favorece la corrosión, el óxido de zinc tiende a inhibirla actuando el zinc en forma de ánodo con respecto al fierro y depositándose en la superficie del metal. Se nota además mayor velocidad de corrosión en la muestra sumergida en fluido contaminado con ácido sulfhídrico y tratado a su vez con aditivo polar y óxido de zinc; el depósito fué verificado utilizando un Analizador Eberbach y siguiendo el método ASTM.

6.1.3.- En el fluido tratado con Tanino Sosa; como en el caso anterior, las observaciones hechas con este tipo de fluido son válidas ya que se asemejan entre sí, por lo tanto, la descripción para este caso se da en el punto número 2.

6.1.4.- En un fluido de Emulsión Inversa. La corrosividad hecha en ambas pruebas con ácido sulfhídrico y sin él son semejantes, por lo tanto, no se nota diferencia en la observación de las muestras del tubo de -

perforación, debido a la formación de una película protectora, oleosa, sobre la muestra que impide que el agua entre en contacto con la superficie metálica.

La pérdida considerada fue de 3 M.P.Y. que es la diferencia entre una y otra muestra.

Este tipo de fluido no requiere la adición de aditivos ni inhibidores de corrosión.

6.2.- Sobre la contaminación con H_2S .

6.2.1.- En el lodo salado dadas las condiciones de rodamiento a las que se efectúa, provocaron una destrucción del corte lo que denota una gran cantidad de pérdida de filtrado.

6.2.2.- Para un lodo de Cromolignosulfonato tratado con aditivo polar se vio que no favorece a este tipo de lodos y que la presencia de H_2S favorece la corrosión, por lo tanto no se recomienda.

6.2.3.- En el lodo Tanino Sosa alto pH a semejanza del anterior y teniendo en cuenta las condiciones a las que fue sometido de presión y temperatura su estabilidad no es buena lo que hace suponer que hubo degradación en los productos reductores de viscosidad y gelatinosidad.

6.2.4.- Para un lodo de Emulsión Inversa a condiciones semejantes a las anteriormente citadas, y tomando en cuenta las pruebas realizadas, es el más recomendable.

7.- CONCLUSIONES

7.1.- El lodo Salado generalmente produce picaduras en las tuberías causadas por la afinidad con el ácido sulfhídrico provocando un ataque acelerado que daña la estructura del metal.

7.2.- El lodo de Cromolignosulfonato en presencia de ácido sulfhídrico ataca en grado menor que el lodo Salado a la tubería, ya que aquel forma una pequeña película protectora sobre el metal y que por la acción del ácido sulfhídrico se desprende pero la película vuelve a formarse dando lugar a un ciclo, lo que provoca esto, que en el tubo se note una gran abrasividad originando un decremento de las propiedades metalúrgicas del tubo.

7.3.- El lodo tratado con Tanino Sosa y debido al alto pH provee de una mayor protección, especialmente cuando se presentan bacterias que reduzcan los sulfatos a sulfuros. Esto se podría atenuar con un inhibidor apropiado, pero generalmente el lodo al estar perforando se contamina con areniscas, lutitas y otros componentes.

7.4.- Los lodos Fase Continua Agua, no tienen la suficiente estabilidad en sus propiedades reológicas y de filtración para usarse en perforación de pozos donde las formaciones contengan ácido sulfhídrico a temperatura y presión altas, además, los lodos salados en este tipo de pruebas son los que producen mayor corrosión en tuberías y herramientas por encontrarse gran parte de ácido sulfhídrico disuelto en el agua.

7.5.- Los lodos de Emulsión Inversa son los que dan mejores resultados, ya que resuelven los problemas ante la presencia de ácido sulfúrico, así como de otras contaminaciones por ser estos de Fase Continua - Aceite.

8.- COMENTARIOS

Como actualmente los pozos que producen H_2S en México son de un porcentaje bajo, teniendo como promedio 3 gramos por cada 100 pies cúbicos ($3g/100 \text{ pies}^3$). La Tetco ha dado unas normas en que especifica que el porcentaje no debe de ser mayor de $1 g/\text{pies}^3$. Se tiene por ejemplo el problema del Pozo Cadena (Frontera Noreste), en que el gas que se debiera explotar no es aceptado por la Cía. (Tetco) que hace el transporte debido a que rebasa las especificaciones dadas por esta misma.

Por esta razón se ha hecho que practicamente no se desarrolle este Campo. Es decir, el gas que produce no es costeable para la instalación de una planta eliminadora (Girbotol) y no se perforan más pozos por que los gastos de perforación son altos.

8.- COMENTARIOS

Como actualmente los pozos que producen H_2S en México son de un porcentaje bajo, teniendo como promedio 3 gramos por cada 100 pies cúbicos ($3g/100 \text{ pies}^3$). La Tetco ha dado unas normas en que especifica que el porcentaje no debe de ser mayor de 1 g/pies³. Se tiene por ejemplo el problema del Pozo Cadena (Frontera Noreste), en que el gas que se debiera explotar no es aceptado por la Cía. (Tetco) que hace el transporte debido a que rebasa las especificaciones dadas por esta misma.

Por esta razón se ha hecho que practicamente no se desarrolle este Campo. Es decir, el gas que produce no es costeable para la instalación de una planta eliminadora (Girbotol) y no se perforan más pozos por que los gastos de perforación son altos.

9.- REFERENCIAS

- 1.- American Petroleum Institute: "Corrosion of Oil and Gas Well Equipment", Book No. 2.
- 2.- Blair, C.M.: "Some Applications of Organic Corrosion Inhibitors in the Petroleum Maestry", Corrosion 7, 189 (1951)
- 3.- Kastrop, J.E.: "Phillips Seals Record in South Texas Wildcat", Petroleum Engineer. March 1965.
- 4.- Olive, J.M.: "External Casing Corrosion and Preventions in the East Texas Fields", Petroleum Abstracts. March 1959.
- 5.- West Trank, S.: "Corrosion of High Pressure Production Equipment, A.P.I. Drilling and Production Practice. 302 (1946).
- 6.- Gundert de Witte y Rodd J. Fred: "Corrosion of Oil Wellcasing by Earth Currents", Petroleum Transactions 4033, Oct. 1954.
- 7.- Liebchen, K. Karl: "Effect of Hydrogen Sulfide on High Strenght Tubulars Steel", Materials Protection, Vol. 4, No. 9, pag. 50-54.
- 8.- Beackley, W.B.: "Stop Sulfide Corrosion Cold with New Heat Treating Method", The Oil and Gas Journal. June 8, 1964.
- 9.- Whligh, H.H.: "The Corrosion Handbook", John Wiley and Sons Inc. New York, N.Y. (1948)

- 10.- Becher Paul: "Emulsions", Theory and Practice Remhold Publishing Co.
(1965)
- 11.- Balandro E. y Flores Saucedo J.: "Campo Cadena", Depto. de Ingeniería
Petrolera (1965)
- 12.- Depto. de Perforación, I.M.P., Sección Química: "Informe sobre la Per-
foración del Pozo Cadena".