

349091



PATENTE DE INVENCION

U.S.Set. 608.687.

Memoria Descriptiva

sobre:

"Procedimiento para transportar crudos petrolíferos a través de una tubería"

=.=.=.=.=

Solicitante. CHEVRON RESEARCH COMPANY, entidad norteamericana, residente en 200 Bush Street, San Francisco, California 94120, EE.UU. de A.

=.=.=.=.=

Este invento se refiere a un proceso para transportar petróleos crudos viscosos; y, más particularmente, este invento se refiere a un proceso para transportar petróleos crudos viscosos formando inicialmente una emulsión petróleo-en-agua en una tubería y reduciendo a con-

5.



5. tinuación la cantidad de agua añadida al petróleo en la tubería hasta una cantidad menor que la requerida para formar una emulsión petróleo-en-agua, pero en una cantidad suficiente para revestir las paredes de la tubería a través de la cual va pasando el petróleo.

10. Se ha encontrado hasta ahora, que la viscosidad aparente del petróleo crudo puede reducirse enormemente al formar una emulsión petróleo-en-agua del crudo. En un proceso, por ejemplo como se discute en la aplicación copendiente U.S. Serial Nº 599.125, se forma una emulsión petróleo-en-agua al mezclar un crudo en una solución acuosa, noiónica, surfactante. A fin de obtener una emulsión petróleo-en-agua, se ha encontrado que el contenido en agua debe ser, al menos, de un 10 a 15% y, en algunos casos, de un 20 a un 25% del total de la combinación petróleo/agua. Las pruebas para crear emulsiones petróleo-en-agua de baja viscosidad cuando el contenido en agua de las mezclas es menor de 10 a 15% ha resultado hasta ahora en la formación de emulsiones invertidas, es decir, agua-en-petróleo. Las emulsiones invertidas son extremadamente indeseables en las operaciones de tubería porque la viscosidad de las emulsiones agua-en-petróleo generalmente es mayor que la viscosidad del petróleo sólo.

25. De acuerdo con el presente invento, una emulsión petróleo-en-agua se forma al mezclar petróleo en una solución acuosa, noiónica, surfactante, conduciendo se la emulsión resultante por la tubería. La proporción inicial de petróleo a agua puede ser cualquier proporción deseable que dará una emulsión petróleo-en-agua. Es alta

30.



- mente conveniente, sin embargo, formar inicialmente una emulsión petróleo-en-agua que tiene un contenido en petróleo de, al menos, 75%. Como se indicó hasta ahora, el margen inicial superior de las concentraciones de petróleo con las cuales se puede formar una emulsión petróleo-en-agua adecuada para tubería es de 85 a 90% de petróleo. En todo caso, el límite inicial superior de concentración de petróleo se establece por esa concentración de petróleo con la cual puede estar presente una fase continua de agua.
- 5.
 - 10.

El agua con la cual se forma la emulsión inicial petróleo-en-agua contiene una cantidad de surfactante noiónico suficiente para formar una emulsión adecuada petróleo-en-agua. Es conveniente que el agua inicial contenga al menos 0,05 y preferiblemente, al menos, alrededor del 0,1% en vol. de surfactante noiónico basado en el contenido en agua. El petróleo y el agua se transportan conjuntamente en la relación apropiada en un medio ambiente adecuado. Es preferible que el petróleo y el agua se mezclen juntos en una tubería con un mínimo de turbulencia. El agua puede añadirse a una tubería en la cual el petróleo se está conduciendo. Ya que el agua que contiene el surfactante se bombea hacia la tubería, se formará una emulsión petróleo-en-agua. Después de la formación de la emulsión petróleo-en-agua, la presión cae en la tubería considerablemente. Entonces, de acuerdo con el presente invento, la cantidad de agua puede ser enormemente reducida. La cantidad de agua se reduce a una proporción pequeña del agua de arranque inicial. La cantidad de agua

- 15.
- 20.
- 25.
- 30.



- puede disminuirse a una cantidad necesaria para mantener una pequeña película de agua en la pared interior de la tubería. Por ejemplo, se ha encontrado que la cantidad de agua puede reducirse a un contenido tan
5. bajo como de un 2% del petróleo fluyendo en las líneas mientras que se mantenga todavía las condiciones convenientes de flujo en la tubería.
- De un modo similar, se ha encontrado que la concentración de surfactante puede también reducirse a un valor
10. bajo y a veces en forma completamente discontinua. De este modo el método del presente invento permite transportar un petróleo viscoso a través de una tubería con solamente una fracción de la caída de presión hasta ahora encontrada y con solamente una fracción del agua
15. hasta ahora creída necesaria para mantener la baja resistencia para fluir.

- Es un objeto particular del presente invento suministrar un método para transportar un petróleo viscoso a través de una tubería, formando inicialmente una emulsión petróleo-en-agua con el petróleo en la
20. tubería y reduciendo entonces la cantidad de agua agregada al petróleo en la tubería hasta la cantidad requerida para mantener una película acuosa en la pared de la tubería, y, a la vez, mantener una baja resistencia para que fluya por la tubería.
- 25.

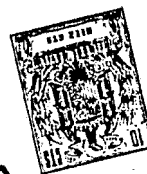
- Otros objetos y ventajas del presente invento serán evidentes de la siguiente descripción detallada leída conjuntamente con los dibujos que se acompañan que son parte de esta especificación, y en los cuales:
- 30.



La Figura 1 es un diagrama esquemático ilustrando la incorporación preferida del aparato montado para uso al practicar el presente invento; y

5. La Figura 2 es un gráfico que muestra una comparación en la caída de presión en la tubería entre el método del arte anterior de conducir por medio de tubería y el método de conducir por medio de tubería del presente invento.

10. De acuerdo con el presente invento, una alimentación de petróleo se recibe desde una fuente adecuada, tal como un tanque de almacenamiento 20. El petróleo es dirigido hacia una tubería 22 y es movido a través de la tubería por medio de una bomba 24. Justamente corriente abajo del tanque de petróleo 20, hay
15. una segunda línea 26 en forma de T hacia la línea de petróleo 22. La segunda línea 26 se emplea para agregar la solución surfactante acuosa al petróleo en la tubería 22. Una fuente de agua 28 y una fuente de surfactante 30 son conectados por medio de tuberías adecuadas 32 y 34 que se unen juntos corriente arriba de un
20. medidor de mezcla 36 en la línea 26. Los dispositivos de control de flujo indicados generalmente por los numerales 33 y 35 controlan la velocidad del flujo del agua y surfactante a través de las líneas 32 y 34 respectivamente, de modo que se puede establecer y mantener una concentración deseada de solución acuosa surfactante. Cualquier dispositivo de control de flujo adecuado bien conocido puede ser utilizado. Por ejemplo, se pueden usar bombas medidoras para suministrar flujo
25. adecuado de agua y surfactante. Una válvula 50 se
30.



1968

introduce corriente abajo del medidor de mezcla 36 de modo que la cantidad de solución surfactante acuosa hacia la tubería de petróleo se mide y se controla estrechamente. En el extremo corriente abajo de la tubería 22, se suministra un tanque de separación 52 con tubería apropiada para tomar y separar la mezcla de petróleo y agua surfactante. Por ejemplo, el petróleo puede abandonar el tanque de separación a través de la línea 54 mientras la mezcla de agua surfactante es drenada desde el tanque a través de la línea 56.

De acuerdo con la forma preferida del invento, el petróleo se mueve por la tubería 22 por medio de la bomba 24. Una solución surfactante acuosa se inyecta también la tubería 22 en una ubicación adecuada. La solución surfactante se inyecta en la línea de petróleo en una conexión en T, tal como la conexión formada por la tubería 26 con la tubería 22. Inicialmente la mezcla agua surfactante se mide en la línea de petróleo en una cantidad adecuada para formar una emulsión petróleo-en-agua en la tubería. La solución surfactante se constituye preferiblemente, de al 0,05 y preferiblemente de 0,1% en vol. de surfactante basado en el contenido en agua inyectada. Es preferible que inicialmente la solución total acuosa surfactante inyectada sea del 25% del fluido total en la tubería. La velocidad de inyección de la solución surfactante se ajusta de modo que la cantidad de solución acuosa que entra en la tubería sea inicialmente igual a un 25% del petróleo que fluye a través de la tubería a fin de dar un 75% de petróleo y un 25% de agua en la emulsión.

1968

Un surfactante noiónico se mezcla con la corriente de agua antes de que el agua sea inyectada en el petróleo. Es conveniente tener al menos 0,1% en vol de solución surfactante acuosa en la fase inicial del invento particularmente con proporciones altas de petróleo-agua. En las mezclas de soluciones surfactantes con el petróleo en la tubería, se forma una emulsión petróleo-en-agua. La emulsión petróleo-en-agua es mucho menos viscosa que el petróleo mismo y de este modo mucho más fácil de transportar a través de la tubería. Después de que la emulsión inicial petróleo-en-agua se ha establecido en la tubería, la cantidad de agua medida en la tubería es drásticamente reducida. Solamente se requiere agregar suficiente agua a la tubería para humedecer las paredes de la tubería para mantener la lubricación para el petróleo y retener la caída de presión reducida en la línea. De este modo se ha encontrado que tan poco como un 2% de agua puede ser medida en la tubería para retener los resultados convenientes. La cantidad de surfactante, midiéndose con el agua, puede también reducirse sustancialmente. Tan pronto como un 0,05% en vol de surfactante basado en el contenido en agua es efectivo para provocar un flujo fácil del crudo a través de la línea. Ya que el 2% de solución surfactante acuosa no es suficiente para formar una emulsión petróleo-en-agua, se cree que el agua reviste las paredes de la tubería y suministra una superficie deslizante para el petróleo. Es necesario, sin embargo, que la tubería se acondicione, primeramente, por un tarugo de emulsión petróleo-en-agua, formado como

5.

10.

15.

20.

25.

30.

10 MAY 1968

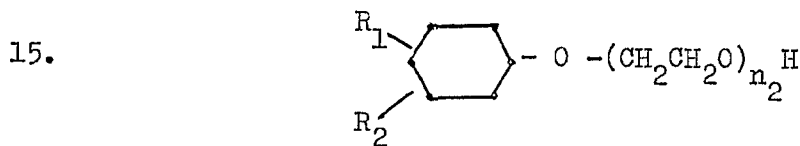
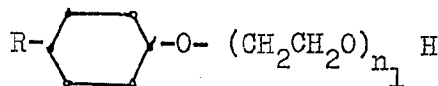
se describe anteriormente, antes de que la cantidad de agua se reduzca a un bajo. Las ventajas de la conducción de tubería con solamente un 2% del agua en el petróleo crudo son obvias. Por ejemplo, hay una gran cantidad de agua menos que transportar y disponer en el terminal de la tubería y una gran cantidad más de petróleo que se mueve a través de la tubería en cualquier período dado de tiempo.

De acuerdo con el presente invento, una mezcla petróleo-en-agua se prepara inicialmente al mezclar un petróleo crudo con una solución surfactante acuosa diluida. El límite superior de petróleo en la mezcla se determina por la cantidad mínima de agua requerida para formar una fase continua de agua. Para la mayoría de los petróleos el límite superior es de un 85 a un 90% para la estabilidad de la tubería. De este modo con tan poco como un 10 a un 15% de agua, se puede formar una fase de agua continua. Es críticamente importante que la mezcla inicial forme una emulsión petróleo-en-agua y no una emulsión agua-en-petróleo ya que esta última tiene propiedades muy poco convenientes para su empleo en el presente invento.

Una solución surfactante acuosa se mezcla con el petróleo para formar la mezcla deseada. Como se indicó, la cantidad de agua puede ser, inicialmente, tan poca como un 10 a un 15%, aunque es generalmente preferible empezar con un 20 a un 25% de agua y un 75 a un 80% de petróleo. El surfactante se agrega al agua antes de que el agua se mezcle con el petróleo. Los surfactantes no iónicos son usados en el

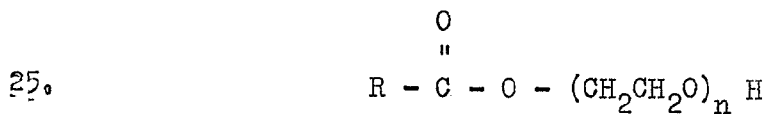


presente invento. Los surfactantes noiónicos útiles en el presente invento se dividen en cinco tipos básicos, según la clase de enlace. (Ver "Teoría y Práctica de Emulsión", por P. Becher, ACS Monograph, Nº 162, 1965, Reinhold Publishers New Yor.) Estos cinco tipos son enlace éter, enlace éster, enlace amida, enlaces misceláneos y enlaces múltiples. El enlace éter, se prefieren surfactantes noiónicos para uso en el presente invento. Los surfactantes preferidos para su empleo en el presente invento son seleccionados del grupo que tiene la siguiente fórmula general:



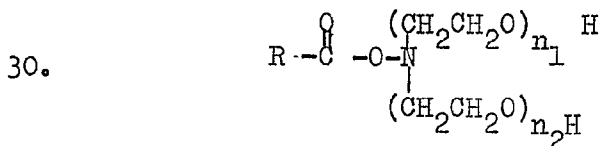
en donde R, R₁ y R₂ = cualquier grupo hidrocarburo y n₁ y n₂ = 4 a 100.

20. Como se indicó más arriba, otros surfactantes, tales como el enlace éster y el enlace amida, pueden ser usados de acuerdo con el invento. La fórmula general para el enlace éster es:



en donde R = un grupo ácido graso y n = 4 a 100.

La fórmula general para el surfactante enlace amida es:

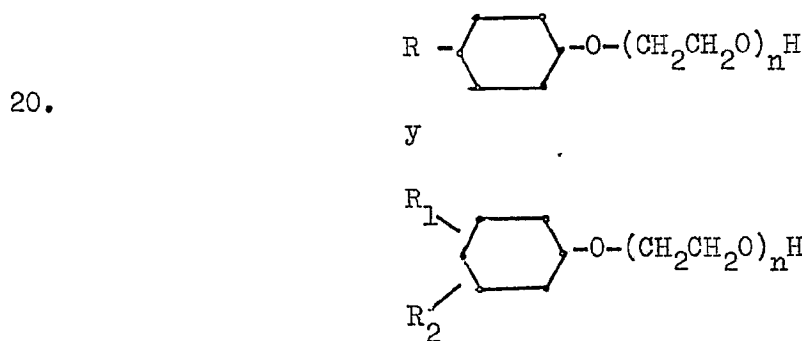




en donde R = cualquier grupo hidrocarburo y n_1 y $n_2 = 4$ a 100.

5. Los surfactantes noiónicos preferidos altamente para su utilización de acuerdo con el invento son nonilfenoxipoli(etilenoxi) etanoles. Se han obtenido resultados superiores con surfactantes que contienen 10 - 15 moles de óxido de etileno por mol de nonilfenol. Estos surfactantes tienen una solubilidad decreciente en agua con temperatura creciente. Las emulsiones formadas con estos tipos de surfactantes tienen buena estabilidad hasta $71,1^{\circ}\text{C}$ y estabilidad regular en la escala $71,1-79,4^{\circ}\text{C}$. A temperaturas del orden de $93,3^{\circ}\text{C}$, la separación del petróleo y el agua es rápida, y la separación por gravedad puede producir un petróleo cortado con agua bajo.
- 10.
- 15.

Los surfactantes altamente preferidos son seleccionados de un grupo que tiene la fórmula general:



25. en donde R, R_1 y R_2 =cualquier radical alquilo y donde $n = 4$ a 100.

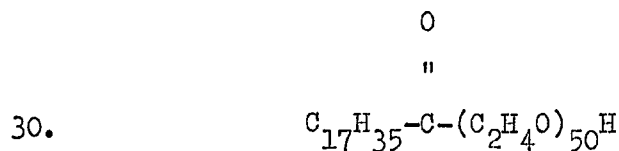
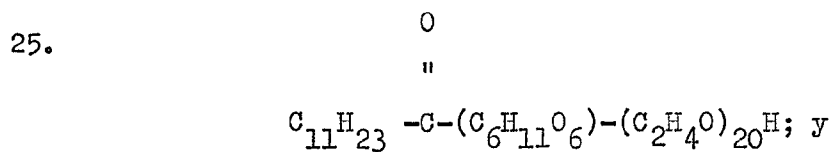
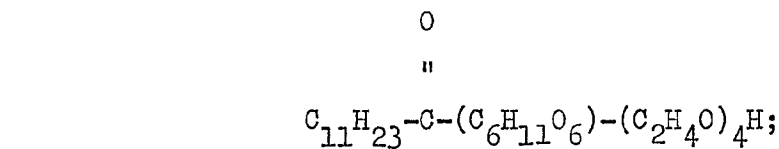
Una lista de los surfactantes altamente se da a continuación:

T A B L A I



	<u>Nombre del Propietario</u>	<u>R</u>	<u>n</u>
	NIW	$C_{12}H_{25}$	14
	NIO	$C_{12}H_{25}$	6
5.	IGEPAL CO 430	C_9H_{19}	4
	IGEPAL CO 530	C_9H_{19}	6
	IGEPAL CA 630	C_8H_{17}	9
	IGEPAL CO 710	C_9H_{19}	10 -11
	IGEPAL CO 730	C_9H_{19}	15
10.	IGEPAL CO 850	C_9H_{19}	20
	IGEPAL CO 887	C_9H_{19}	30
	IGEPAL CO 990	C_9H_{19}	100
	IGEPAL DM 710	2-4 dinonil-	10- 11
	IGEPAL DM 970	2-4 dinonil-	50
15.	DME	Mezcla del propietario, químicamente similar a IGEPAL CO 887	

Los surfactantes de enlaces ésteres adecuados, por ejemplo, incluyen surfactantes que tienen la siguiente fórmula general:





AD E.L.

- La Tabla II expone los resultados de un número de demostraciones que muestran diversas combinaciones de proporciones petróleo/agua, surfactantes y porcentajes de surfactantes útiles en la formación de emulsiones transportables de acuerdo con este invento. Los resultados muestran que mezclas adecuadas pueden formarse con agua que contiene 0,05% en vol. de surfactante basado en el agua agregada. Es generalmente preferible, sin embargo, formar la mezcla con, al menos, 0,1 % en vol. de surfactante basado en el agua agregada. La ventaja que se obtiene al formar la mezcla transportable se aprecia fácilmente en el caso del crudo Boscan. Típicamente la viscosidad del crudo Boscan puro es 80.000 centipoises a 21,1°C. Sin embargo, la viscosidad de una emulsión que contiene 75% de Boscan y 25% de agua es solamente 50 centipoises a 21,1°C. La Tabla II muestra las propiedades de diversas mezclas de crudo Boscan, agua y surfactantes.
- 5.
 - 10.
 - 15.



9 ENE 1960

T A B L A II

Muestra Nº	Proporción Petróleo/Agua	Producto Químico		Viscosidad Mezcla		Agua remanen- te en Petro- leo separado a 93,3°C %
		Nombre	% Vol en agua	°C	cp	
1	75/25	CO 710	0,10	47,2	93	11,7
2	75/25	CO 710	0,10	44,4	78	2,0
3	75/25	CA 630	0,10	46,7	55	10,8
4	75/25	CA 630	0,10	42,2	67	2,0
5	75/25	DM 970	0,10	49,4	60	12,5
6	75/25	DM 970	0,10	42,2	69	2,4
7	75/25	DME	0,10	42,8	91	10,5
8	75/25	DME	0,10	40,0	100	3,9
9	75/25	NIW	0,10	48,9	59	---
10	75/25	NIW	0,10	50,0	56	10,6
11	75/25	NIW	0,10	46,7	46	2,1
12	80/20	NIW	0,10	52,8	49	---
13	80/20	NIW	0,10	48,9	48	10,0
14	75/25	NIW	0,05	47,8	11	---
15	75/25	NIW	0,05	48,9	43	10,3
16	80/20	NIW	0,05	50,6	26	11,0
17	85/15	NIW	0,05	---	---	---
18	80/20	CO 710	0,10	50,6	97	10,2
19	75/25	CO 730	0,10	46,1	92	8,6
20	80/20	CO 730	0,10	46,7	147	8,0
21	75/25	CO 850	0,10	43,3	142	11,9
22	80/20	CO 850	0,10	43,9	187	12,0
23	75/25	CO 887	0,10	44,4	102	12,0
24	80/20	CO 887	0,10	47,2	188	11,0
25	75/25	CO 436	0,10	39,4	104	8,7
26	80/20	CO 436	0,10	47,2	149	11,6



27	80/20	CA 630	0,10	43,3	48	8,0
28	75/25	DM 710	0,10	48,9	64	9,0
29	80/20	DM 710	0,10	48,9	55	10,5
30	80/20	DM 970	0,10	46,7	93	9,7
31	80/20	DME	0,10	45,6	159	11,0
32	75/25	NIW	0,15	46,7	68	11,0
33	75/25	NIW	0,20	47,2	72	15,0
34	75/25	Visco-	0,20	45,6	45	--
35	75/25	1111 Visco-	0,30	41,1	81	--
36	75/25	111 Visco-	0,05	42,2	45	--
		111 NIW	0,05			
37	75/25	Visco 1111	0,05	43,3	95	--
		CO 730	0,05	45,6	89	--
38	75/25	Visco-	0,05			
		1111 CO 850	0,05			

Las mezclas adecuadas petróleo-en-agua han sido formadas con un número de otros petróleos crudos, la Tabla III expone las propiedades de mezclas preparadas con petróleos crudos California utilizando agua fresca y diversos surfactantes. Los petróleos crudos California son especialmente indicados como A, B y C. El crudo A tiene una densidad API de 12,17 y una viscosidad de 14.000 centipoises a 21,1^oC. El crudo B tiene una densidad API de 12,17 y una viscosidad de 19.000 centipoises a 21,1^oC. El crudo C tiene una densidad API de 10,15 y una viscosidad de 70.000 centipoises a 21,1^oC.



T A B L A III

Petróleo Crudo	Proporción Petróleo/Agua	Producto Químico	Concentración química en a- gua % en Volu- men	Viscosidad	Emulsión
				Temperatu- ra °C	Viscosi- dad cp
B	75/25	NIW	0,10	36,7	20
B	75/25	CO 850	0,10	37,2	75
B	75/25	DM 710	0,10	36,1	24
A	75/25	NIW	0,10	--	--
A	75/25	CO 850	0,10	47,2	17
A	75/25	DM 710	0,10	36,7	20
C	75/25	NIW	0,10	--	--
C	75/25	CO 850	0,10	37,8	25
C	75/25	DM 710	0,10	--	--

5. En la Tabla IV, se muestran las propiedades preparadas con los crudos California denominados A, B y C con soluciones acuosas que contienen IGEPAL CO 850. Como se indicó en la Tabla, la mezcla se prepara con agua fresca y agua pobre. Se formaron mezclas adecuadas con 0,04% en vol de surfactante.



T A B L A IV

Petróleo Crudo	Proporción Petróleo/A- gua	Agua	Concentración química, en a gua, % en Vo- lumen	Viscosidad Emulsión	
				Temperatura °C	Visco- sidad cp
B	75/25	Pobre	0,10	35,6	97
A	75/25	Pobre	0,10	37,8	13
C	75/25	Pobre	0,10	--	--
A	75/25	Fresca	0,10	43,3	19
A	75/25	Fresca	0,08	37,8	15
A	75/25	Fresca	0,06	28,9	35
A	75/25	Fresca	0,04	37,8	12
A	75/25	Fresca	0,02	--	--
A	75/25	Fresca	0,01	--	--
A	75/25	Pobre	0,10	34,4	14
A	75/25	Pobre	0,08	33,9	9
A	75/25	Pobre	0,04	36,1	11
A	75/25	Fresca	0,06	27,8	23

Como es evidente de los datos presentados en las Tablas II, III y IV, se puede obtener un tremendo mejoramiento en la viscosidad al formar mezclas de petróleo y agua de los crudos viscosos de acuerdo con el presente invento. Como se indicó más arriba, la proporción superior inicial petróleo/agua está limitada por la cantidad de agua necesaria para producir una emulsión adecuada petróle-en-agua para transportarla en tuberías. El límite superior para el petróleo en la mayoría de las mezclas de petróleo crudo y surfactantes está entre un 85 y un 90%. De este modo la cantidad mínima de agua que puede ser usada inicialmente de acuerdo con el presente inven-



- to está, generalmente, entre un 10 y un 15%. Después de que se ha verificado la caída de presión en el fluido bajo, la cantidad de agua puede reducirse a solamente una cantidad requerida para mantener las paredes de la tubería húmedas con agua. La Tabla V de más adelante muestra el efecto de disminuir gradualmente el contenido en agua en la mezcla surfactante acuosa. El petróleo crudo usado en la Tabla V fué un crudo California tipo A de petróleo mantenido a 60,0°C, Un 0,1 % en vol. de IGEPAL CO 850 en agua corriente a 22,2°C, formó la solución acuosa. Es aparente que las emulsiones petróleo-en-agua fueron formadas en mezclas de 75/25 a 85/15 ya que las mezclas fueron formadas con agua húmeda y tenían conductividad eléctrico.

15.

T A B L A V

<u>Pet./Agua</u>	<u>Pared vidrio humedecida con agua</u>	<u>Conductividad eléctrica</u>	<u>Disperso en Agua</u>	<u>en Tolueno</u>
75/25	si	si	si	no
80/20	si	si	si	no
85/15	si	si	lento	lento
90/10	no	no	muy lento	lento
95/5	n o	no	muy lento	lento

- La Tabla VI de más abajo muestra el efecto de variar la proporción petróleo/agua en mezclas de petróleo crudo California D. El crudo D estaba a la temperatura de 43,3°C, y fué mezclado con una solución surfactante acuosa formada con un 0,1% en vol. de DM 970 a 22,2°C.

15.

10 ENE. 1968



T A B L A VI

<u>Pet./Agua</u>	<u>Pared vidrio humedecida con agua</u>	<u>Conductividad electrica</u>	<u>Disperso en Agua</u>	<u>Tolueno</u>
75/25	si	si	si	no
80/20	si	si	si	no
85/15	si	si	si	no
90/10	si	si	si	no
95/5	no	no	no	si

Los datos dados en las Tablas V y VI indican que el límite inicial superior para el petróleo en la mayoría de las soluciones acuosas, las mezclas de petróleo crudo es entre un 85 a un 90% a fin de formar una mezcla adecuada para el transporte en tubería. Después de que se ha establecido inicialmente la caída de presión de fluido bajo, la cantidad de agua puede reducirse a un valor muy bajo como se especifica arriba. Es evidente, sin embargo, que inicialmente la cantidad de agua debe ser lo suficiente grande para establecer una emulsión petróleo-en-agua.

Se ha encontrado que el agua con la cual la mezcla del presente invento se forma no está limitada a ser agua destilada o potable. Los surfactantes no iónicos no son afectados por sales en solución en el agua; y por lo tanto, el agua de formación, y aún el agua de mar, puede ser usada al formar mezclas de acuerdo con el presente invento. Esta es una característica particularmente deseable en las operaciones de campo ya que puede no ser económico obtener grandes cantidades de agua relativamente fresca para uso en el proceso. La Tabla VII expone las propiedades



- de un crudo Boscan, la mezcla surfactante acuosa cuando el agua utilizada fué un 100% de agua de mar. Se prepararon dos emulsiones con diferentes surfactantes y con agua de mar obtenida directamente desde el oceano en la Playa Huntigton, California.
- 5.

T A B L A VII

	<u>A</u>	<u>B</u>
Proporción Petróleo/Agua	75/25	75/25
Temperatura Petróleo, °C	60	35
Temperatura Agua de mar, °C	10	5
Surfactante	CO 730	Visco 1111
Concentración surfactante en agua de mar, volumen por ciento	0,1	0,1
Disperso en agua	si	si
Conductividad eléctrica	si	si
Viscosidad de la emulsión	183 cp a 36,7°C	baja 200
Separación después de permanecer a 93,3°C. Por una hora, % en vol. remanente de agua en crudo	3,8	---

- Las emulsiones iniciales del presente invento se preparan preferiblemente al mezclar una solución surfactante acuosa diluida con un crudo. El surfactante acuoso se mezcla, preferiblemente, con el crudo en una tubería en la proporción deseada. La solución surfactante se agrega mejor al petroleo en la tubería por medio de una conexión en "T" ya sea en sentido corriente arriba o corriente abajo de la bomba. La mezcla de las corrientes hace que la emulsión petróleo-en-agua se forme fácilmente. La cantidad de agua y surfactan-
- 10.



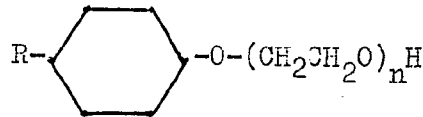
10 FNE 1968

te puede reducirse grandemente con una caída de presión disminuída que se note en la tubería.

5. Después que la emulsión se prepara inicialmente en la tubería como se describe anteriormente, una disminución en la caída de presión se produce en la línea. La FIGURA 2 ilustra las condiciones de caída de presión en una tubería bajo la operación del arte anterior y bajo el método del presente invento. La rápida caída en la presión después que se ha formado la emulsión petróleo/agua como arriba se citó, es la señal para reducir el contenido en agua inyectada a un valor suficiente para mantener las paredes de la tubería húmedas. La solución surfactante de agua inyectada puede reducirse al 2% del fluido total en la tubería.
10. Un tanque de separación se provee en el extremo corriente abajo de la tubería para separar el petróleo y el agua. Se ha encontrado que el surfactante agua puede ser separado del petróleo con un grado razonable de separación en un tanque de separación donde la temperatura se mantenga a unos 48,9 a 60.0°C. Para algunas mezclas surfactantes acuosas y petróleo, es conveniente que la temperatura sea algo mayor, tal como por ejemplo, del orden de 82,2°C.
15. En una aplicación particular del método del presente invento, un crudo tipo Boscan fué bombeado a través de una línea de 152,4 mm , 720 metros, por medio de una bomba duplex Worthington de 50,8 mm por 254 mm. El surfactante usado en la demostración fué Viscollll. El Visco llll es un producto propietario de Malco y es una combinación de surfactantes noiónicos,
- 20.
- 25.
- 30.



nonilfenoxipoli(etileneoxi) etanol que tienen la fórmula general:



5.

en donde R es un radical alquilo y donde n es igual a los moles del óxido de etileno.

Inicialmente, la proporción petróleo-en-agua en la tubería fué establecida y mantenida en 75/25 con el Visco llll a 0,1% del volumen del agua. La temperatura del crudo Boscan debe ser menor de 79,4°C.

10.

Cuando la solución surfactante acuosa se agregó al petróleo en la tubería, se formó una emulsión petróleo-en-agua y disminuyó la caída de presión en el fluido. De acuerdo con el invento, cuando la presión de la línea de descarga disminuyó, la proporción del agua se redujo, gradualmente, a un 2% mientras que el contenido en surfactante se redujo a un 0,065% en volumen. Las pérdidas por fricción fueron llevadas a un mínimo como se puede observar en la Tabla VIII que se muestra más abajo.

15.

20.

TABLA VIII

	Bombeo Crudo <u>Normal</u>	Bombeo c/Agua y <u>Visco llll</u>	Bombeo Crudo <u>Normal</u>	Bombeo c/Agua y <u>Visco llll</u>
Velocidad de bombeo BPD	700	700	2400	2400
Presión descarga kg/cm^2	31,64	14,76	70,31	16,87
Pérdida total línea kg/cm^2	17,58	0,70	56,25	2,81
Presión máxima de partida observada kg/cm^2	38,67	17,58	84,37	31,64
Presión promedio de parti- da requerida kg/cm^2	24,61	3,52	70,31	17,58
Temperatura °C	29,4	29,4	29,4	29,4
Agua Total %	2	4	2	4
% en Vol. Visco llll en agua	--	0,065	--	--



- Después de que se ha establecido el fluido, reducido de fricción, en la tubería y la cantidad de agua se ha reducido a un 2% del fluido total, la línea puede cerrarse y el fluido reestablecerse con una presión de partida muy razonable. Estos datos son también evidentes de la Tabla VIII y de la Figura 2. Se nota que el crudo Boscan particular usado tenía un 2% de agua reducida. Esta agua estaba en el petróleo antes de mezclarlo con la solución surfactante acuosa, y se cree que la solución surfactante no se mezcló con el agua natural en el crudo. Como se citó arriba la solución surfactante se cree que reviste la pared interior de la tubería y permite que el petróleo se deslice a través de la tubería con una resistencia grandemente reducida al flujo. De este modo después que la tubería ha sido tratada con la solución surfactante que es inyectada hacia la tubería puede ser grandemente reducida. En un ejemplo después que se estableció la caída de presión de fluido bajo de acuerdo con el presente invento, la inyección de solución surfac-
tante hacia la tubería fué terminada completamente por un período de dos días y las condiciones de fluido mejoradas fueron retenidas durante este período. Al final del período el agua que contenía el surfactante fué nuevamente inyectada en pequeñas cantidades hacia la tubería. De este modo de acuerdo con el invento para espaciar mezclas de soluciones surfactantes y petróleo en una tubería para establecer el fluido de baja viscosidad y entonces mover el crudo en la tubería sin inyección de la solución surfactante por un período de tiempo. De este modo donde es conveniente recibir crudos naturales sin agua extraña es
- 5.
 - 10.
 - 15.
 - 20.
 - 25.
 - 30.

10 ENE 1968



5. posible un proceso de tarugo en donde la solución surfac-
tante es tarugada periódicamente hacia una tubería en la
cual se está inyectando crudo natural durante la mayor
parte del tiempo. Las cantidades relativamente pequeñas
de solución mezcla petróleo/surfactante pueden ser agre-
gadas al terminal de la tubería para tratamiento especial
si se necesita mientras el crudo natural recto espaciado
puede ser tratado normalmente.

10. El grafico de la figura 2, muestra la caída de
presión para diferentes condiciones de flujo, bajo una
operación según el arte anterior (1) y otra operación se-
gún la presente invención (2). En este grafico, en orde-
nadas se representa la caída de presión del flujo en
 kg/cm^2 y en abcisas el tiempo (t). Con (3) se representa
15. el flujo normal, con (4) bomba desconectada; con (5)
arranque bomba; con (6) flujo normal; con (7) adición de
solución surfactante; con (8) flujo normal, 98% de hume-
dad, crudo 2% solución surfactante; con (9) bomba desco-
nectada; con (10) arranque bomba, 98% humedad, crudo 2%
20. solución surfactante, con (11) flujo normal, 98% humedad,
crudo 2% solución surfactante.

Aunque solamente unas pocas incorporaciones del
presente invento han sido descritas, el invento no quie-
re decir que esté limitado a solamente estas incorporacio-
25. nes sino más bien por el alcance de las reivindicaciones
que se anexan.

N O T A

30. Descrita suficientemente la naturaleza del inven-
to así como la manera de realizarlo en la práctica, debe
hacerse constar que las disposiciones anteriormente indi-

10 ENE 1968



5. .cadas son susceptibles de modificaciones de detalle en cuanto no alteren su principio fundamental. También se hace constar que el invento corresponde a una solicitud de patente presentada en Norteamérica con el nº Ser. No. 608.687 de 11 de Enero de 1967, acogiéndose por lo tanto a los beneficios que conceden los Convenios Internacionales en vigor, siendo lo que constituye la esencia del referido invento y por lo que se solicita Patente de Invención por 20 años en España sobre: "PROCEDIMIENTO PARA TRANSPORTAR CRUDOS PETROLIFEROS A TRAVES DE UNA TUBERIA", caracterizándose por lo siguiente:

10. 1.- Procedimiento para transportar crudos petrolíferos a través de una tubería, caracterizado porque en una primera etapa, se inyecta, en la citada tubería, una solución acuosa de surfactante no iónico; en una segunda etapa, se concentra dicha solución acuosa surfactante, en una cantidad suficiente que permita que el crudo petrolífero emulsifique en dicha solución; en una tercera etapa, se conduce el petróleo en dicha tubería, en contacto con, al menos, una parte de la citada solución surfactante, para reducir la caída de presión de fluido en la tubería; y en una cuarta etapa, se reduce la cantidad de solución surfactante inyectada en dicha tubería hasta una cantidad menor del 5% del crudo petrolífero inyectado conjuntamente en dicha tubería para mantener la reducción de caída de presión del fluido en la tubería a un valor bajo.

20. 2.- Procedimiento según la reivindicación 1, caracterizado porque cuando el crudo se pone en contacto inicialmente con la solución surfactante, la temperatura del crudo es menor de 79,4 °C.

30.

10 ENE. 1968



- 3.- Procedimiento según la reivindicación 1, ca
racterizado porque la solución surfactante se contituye
por un 0,1% en volumen de surfactante noiónico aproxima-
damente.
- 5. 4.- Procedimiento según la reivindicación 1, ca
racterizado porque la cantidad de solución surfactante
inyectada se reduce a un 2% del crudo petrolifero que es
tá siendo conjuntamente inyectado en dicha tubería.
- 10. 5.- Procedimiento según la reivindicación 1, ca
racterizado porque la solución surfactante se inyecta en
dicha tubería para establecer inicialmente la reducción
de caída de presión del fluido, deteniendose, a continua-
ción, la citada inyección de solución surfactante mientras
el crudo natural recto se continúa bombeando a través de
- 15. la tubería.
- 6.- Procedimiento según la reivindicación 1, ca
racterizado porque la cantidad de surfactante se reduce
a un 0,065% en volumen basado en el agua añadida.
- 20. 7.- Procedimiento para transportar crudos petro-
liferos a través de una tubería, tal y como queda sustan-
cialmente descrito en la presente Memoria y en los dibu-
jos adjuntos.

Esta Memoria consta de veinticuatro hojas escri-
tas a máquina por una sola cara.

Madrid, 10 ENE. 1968

CHEVRON RESEARCH COMPANY.

L. GOMEZ ACERO Y MODESTO

345091

345091

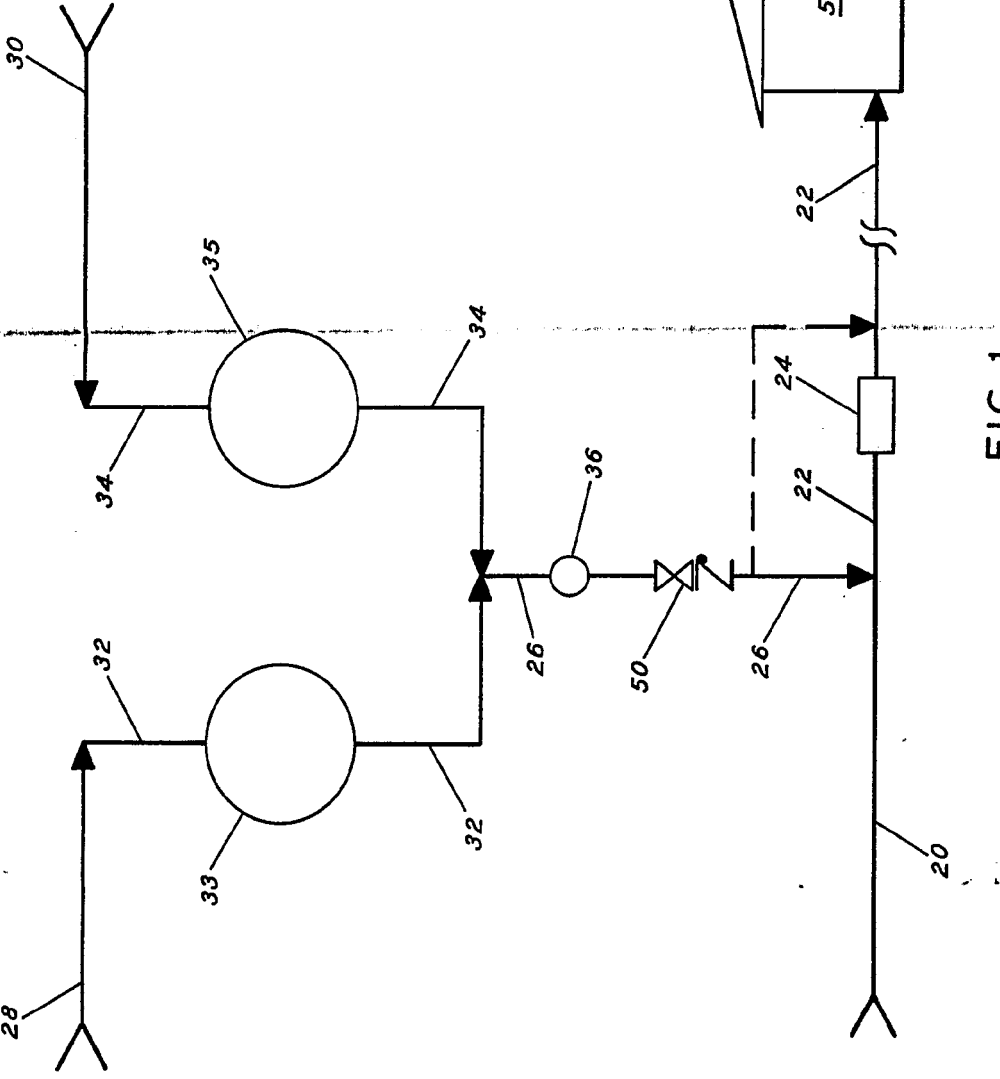
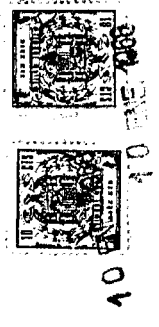


FIG. 1

ESCALA
VARI



10c U.S. POSTAGE
 1968
 1

349091

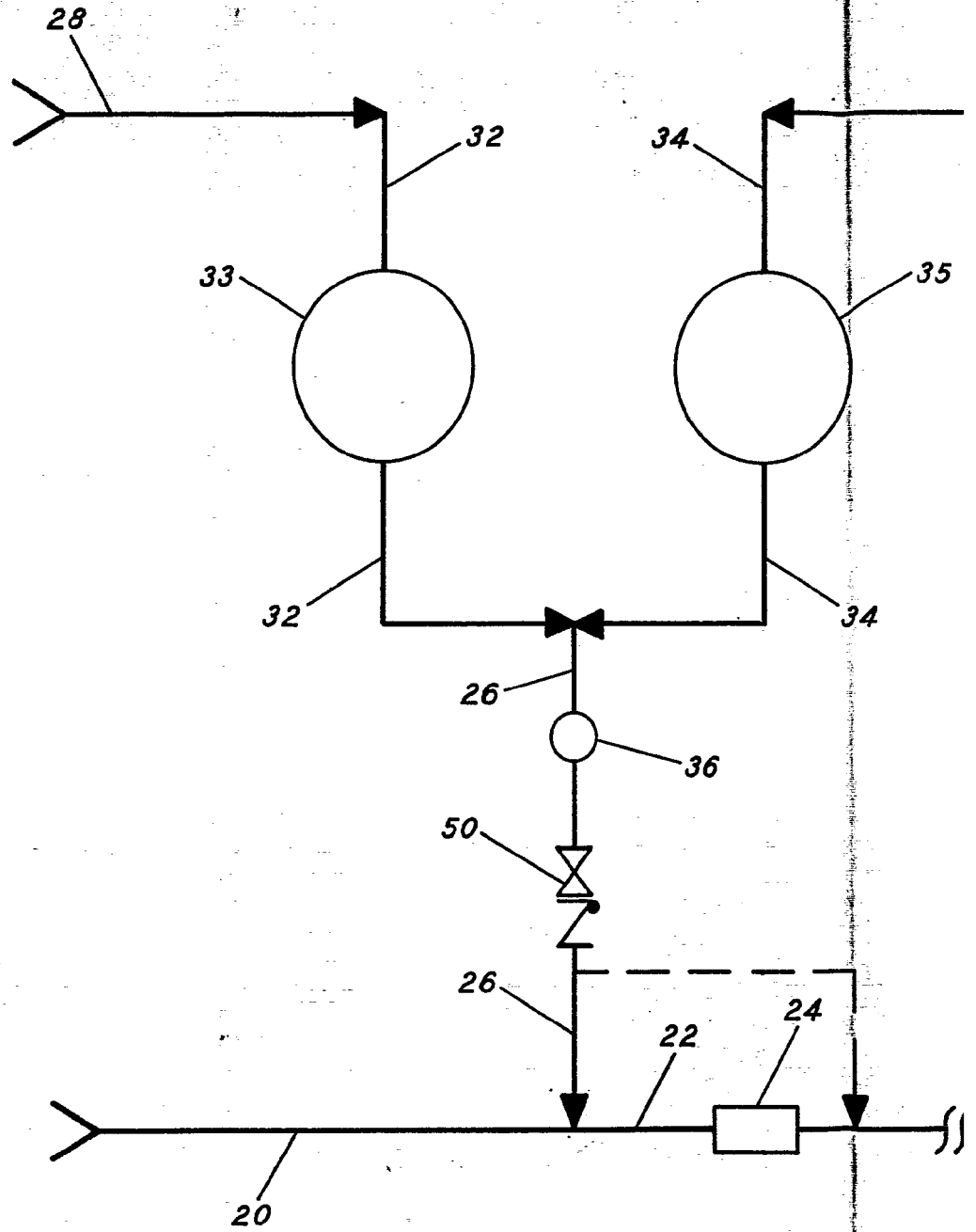
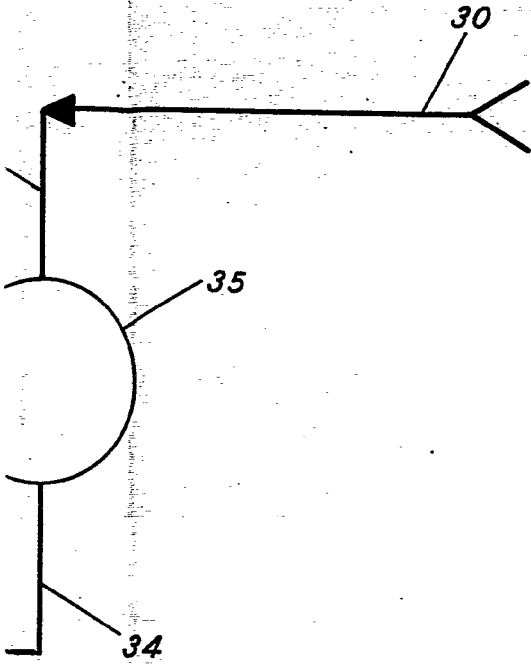
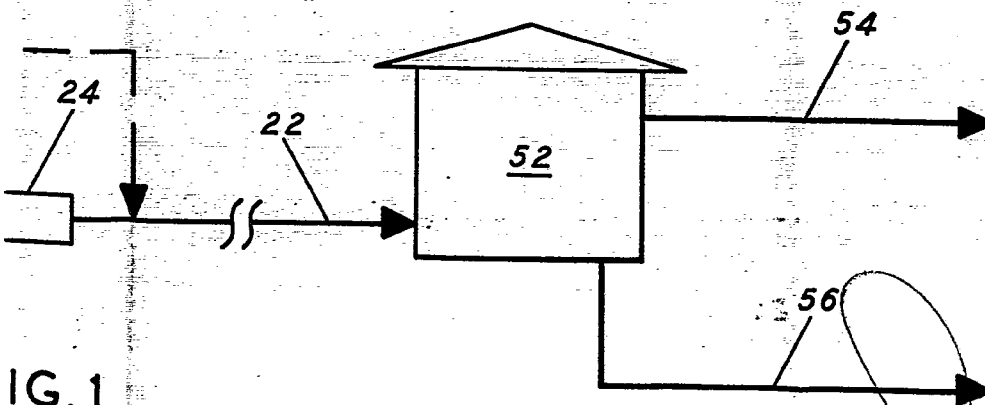


FIG. 1

349091



ESCALA
VARIABLE



IG. 1

40 ENE 1968
REPARTO DE INGRESOS Y MONEDA

100-100-11

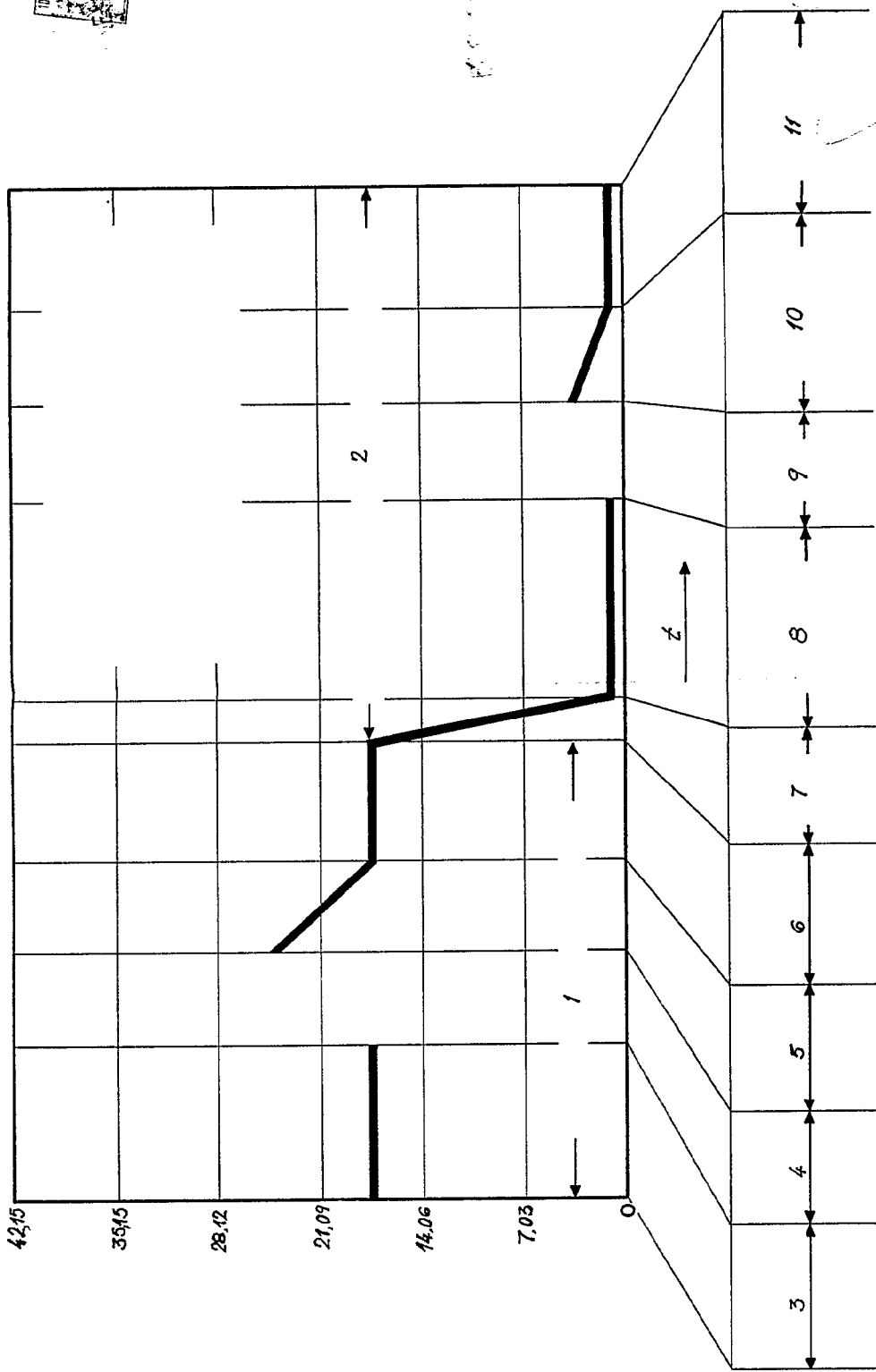


FIG.2

348091

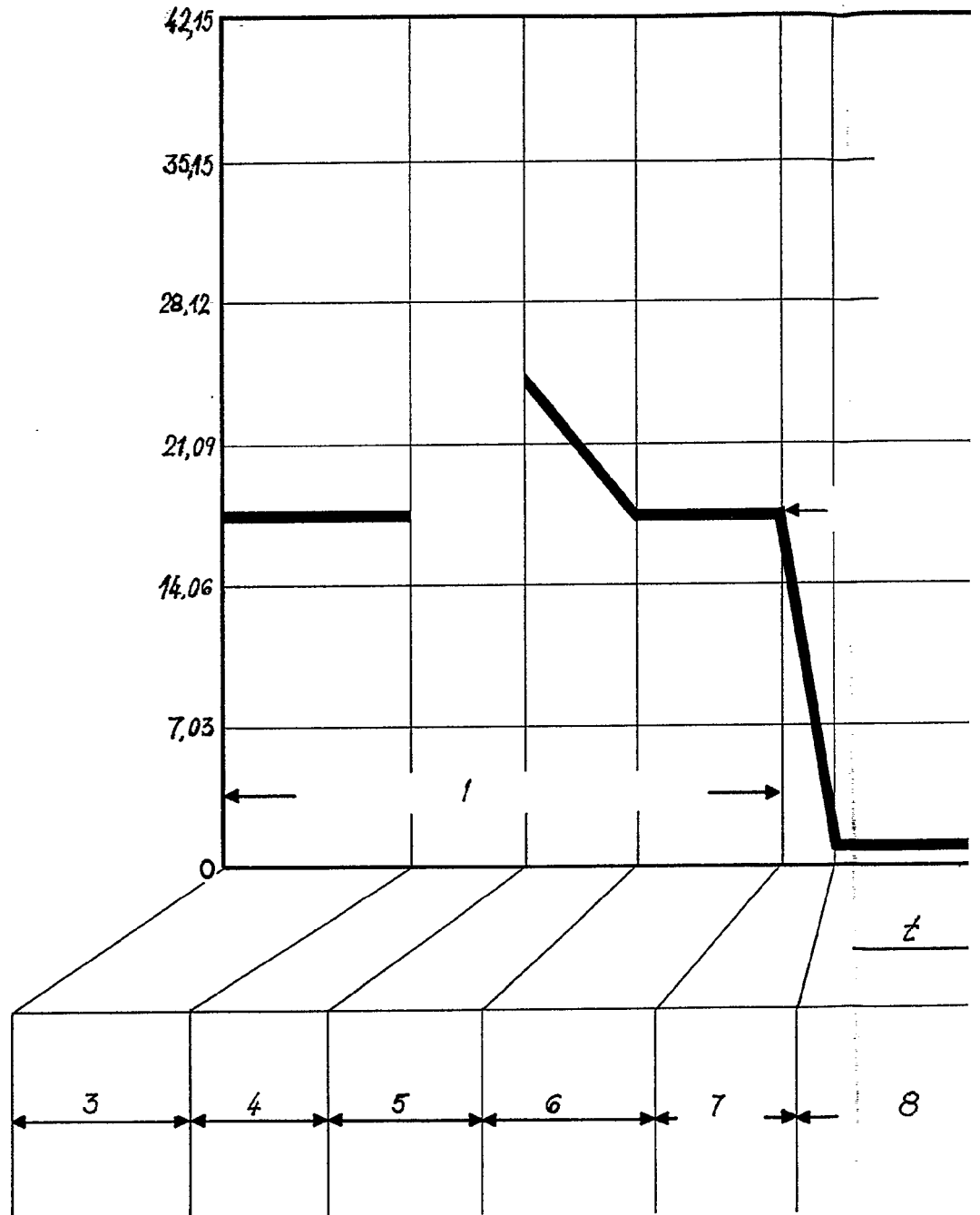


FIG.2

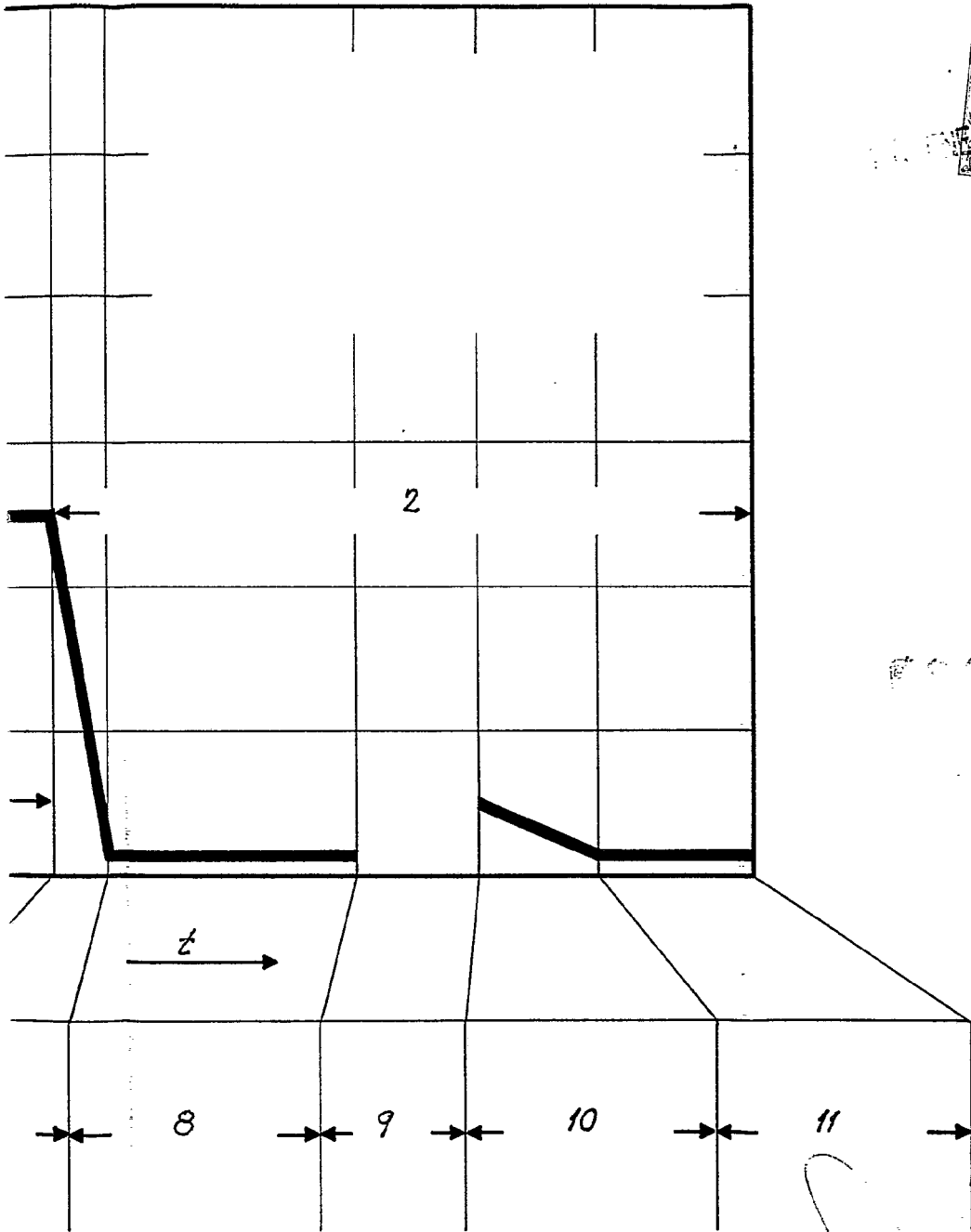


FIG.2

