

**ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL**

**DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA,
MINAS Y PETROLEOS**

TESIS

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE

INGENIERO DE PETROLEOS

**"ANALISIS DE LA INYECCION DE SOLUCIONES
DE POLIMEROS PARA MEJORAR LA RECUPERACION
DE PETROLEO Y EVITAR LA INVASION DE AGUA"**

JOSE CABEZAS P.

"ANALISIS DE LA INYECCION DE SOLUCIONES DE
POLIMEROS PARA MEJORAR LA RECUPERACION DE PETROLEO
Y EVITAR LA INVASION DE AGUA"

Ing. Bolívar Miranda
DIRECTOR DE TESIS

José M. Cabezas P.
AUTOR

"EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE ESTA
TESIS PERTENECE A LA ESCUELA SUPE
RIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

"LA RESPONSABILIDAD DE LOS HECHOS,
IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTAS EN ES
TA TESIS CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENT
TE A SU AUTOR".

(Reglamento de Exámenes y Títulos
Profesionales de la Escuela Supe
rior Politécnica del Litoral).

A LA MEMORIA DE MI MEJOR AMIGO

MI PADRE

J O S E M. C A B E Z A S V.

DEDICATORIA :

A MIS COMPANEROS Y AMIGOS

AGRADECIMIENTO

El presente trabajo ha sido realizado gracias a la colaboración de:

- MICHEL GREPINET
- EMIL J. BURCIK
- BOLIVAR MIRANDA
- INSTITUTO DE QUIMICA DE LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.
- CLEVELAND QUARRIES CO.
- AMERICAN CYANAMID CO.

I N D I C E

	Pág.
RESUMEN	1
INTRODUCCION	3
CAPITULO 1	
FUNDAMENTOS Y CONCEPTOS TEORICOS	4
1. Polímeros y Monómeros	4
2. Características de los altos polímeros	5
2.1. Principales polímeros más usados: Tabla I.	6
2.2. Nombres comerciales de estos polímeros	7
2.3. Mecanismos de los procesos de polimeri- zación.	8
2.3.1. Polimerización catiónica: poli- isobutileno.	9
2.3.2. Polimerización aniónica: polia- crilamida	11
2.4. Polisacaridos	13
CAPITULO 2	
COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES DE POLIMEROS EN EL MEDIO POROSO.	16
1. Generalidades	16
2. Comportamiento de las soluciones de polímeros	16
2.1. Introducción	16
2.2. Tipos de flujo	17
2.3. Adsorción en el medio poroso	18
2.3.1. Explicación del fenómeno	18
2.3.2. Propiedades de las soluciones y del medio.	20

2.4. Flujo monofásico	21
CAPITULO 3	
APROVECHAMIENTO DE LAS SOLUCIONES DE POLIMEROS en el campo.	24
1. Tratamiento de pozos	24
1.1. Tratamiento de pozos de producción	24
1.2. Tratamiento de pozos de inyección	28
2. Valores prácticos de algunos parámetros utilizados en el campo.	28
CAPITULO 4	
TECNICAS E INSTALACIONES USADAS EN EL CAMPO PARA LA INYECCION DE SOLUCIONES DE POLIMEROS	33
1. Utilización de equipo simplificado	33
1.1. Explicación	33
1.2. Equipo Simplificado (Esquema I)	34
1.3. Disolución de polímeros	34
2. Utilización de equipo normal	38
2.1. Explicación	38
2.2. Equipo Normal (Esquema II)	39
2.3. Disolución de polímeros	40
3. Tratamiento de agua	42
4. Bombas	46
5. Equipos de regulación y seguridad	46
CAPITULO 5	
PRUEBAS EXPERIMENTALES CON POLIMEROS	48
1. Introducción	48
2. Fundamento de las pruebas experimentales	49
3. Equipo utilizado	50

	Pág.
3.1. Extractor Soxhlet	50
3.2. Viscosímetro de Brookfield	52
3.3. Dispositivo de pruebas	52
4. Material	54
4.1. Medio poroso	54
4.2. Polímeros	55
5. Procedimiento experimental	56
5.1. Preparación del material	56
5.1.1. Muestras: núcleos de arenisca consolidada.	56
5.1.2. Solución de cloruro de sodio (2% ClNa)	57
5.1.3. Solución de polímeros	57
5.2. Descripción de una prueba	58
5.3. Pruebas realizadas	59
6. Resultados experimentales	60
7. Análisis de los resultados	61
CAPITULO 6	
EJEMPLOS PRACTICOS	63
Ejemplo 1	64
Ejemplo 2	71
Ejemplo 3	75
CAPITULO 7	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	80
TABLAS	83
FIGURAS	96
APENDICE	110
BIBLIOGRAFIA	112

RESUMEN

El presente trabajo es una visión del aprovechamiento del empleo de las soluciones de altos polímeros en un medio poroso. Se trata de un análisis de las propiedades de estas soluciones macromoleculares, su comportamiento en el yacimiento, su aplicación, las técnicas que se pueden utilizar en las operaciones de campo, y los efectos sobre ciertos parámetros que pueden ser evaluados en el laboratorio.

En la primera parte se expone un conocimiento íntimo de la química de las macromoléculas de los altos polímeros. Para mayor familiaridad del lector, se han descrito algunos polímeros que se utilizan en este estudio. Se podrá encontrar una lista de los polímeros más usados, sus nombres comerciales con los cuales se conocen y las casas fabricantes a que sus denominaciones pertenecen.

A continuación se hace un análisis del comportamiento reológico de las soluciones de polímeros, los tipos de flujo considerados y la adsorción. Además se definen ciertos parámetros esenciales considerando flujo monofásico.

En el siguiente capítulo se presentan los casos que ocurren en la práctica, para los cuales estos polímeros pueden servir de solución.

Luego se exponen dos técnicas que pueden ser usadas en el campo para efectuar operaciones de inyección. En el capítulo quinto se desarrollan algunas pruebas experimentales utilizando polímeros "SUPERFLOC A" en mues-

tras de arenisca "BEREA" y cuyos resultados se encuentran en forma de tablas al final de esta tesis.

Finalmente se presentan ejemplos prácticos que en operaciones similares pueden servir como modelo.

En resumen, las soluciones de polímeros sirven para reducir la movilidad del agua. Esto puede ser utilizado en recuperación de petróleo, para mejorar el desplazamiento de inyección de agua, o en tratamientos de pozos productores para impedir una invasión de agua.

I N T R O D U C C I O N

En la época actual la importancia de los problemas socio-económicos es tal, que en elevados porcentajes han incidido en el aumento de la inflación que a su vez es una de las más graves enfermedades que están aniquilando la economía de países no solamente subdesarrollados y, que matizan la carestía de la vida.

Los grandes campos de petróleo son la esperanza de muchos Países, y por lo tanto en cada uno de ellos se debe buscar la mayor eficiencia de recuperación. El presente trabajo es un pequeño aporte que en condiciones favorables y con una buena experiencia puede ser mejor aprovechado. El tema aquí desarrollado es en realidad un proceso de estimulación de la recuperación de petróleo. Son técnicas cada vez más avanzadas, que tuvieron sus primeros albores hace pocos años, y que en el futuro servirán para la solución de muchos problemas de ingeniería de petróleos.

C A P I T U L O 1

FUNDAMENTOS Y CONCEPTOS TEORICOS

CAPITULO 1

FUNDAMENTOS Y CONCEPTOS TEORICOS

1. POLIMEROS Y MONOMEROS

Para definir ¿qué son polímeros?, es necesario conocer:

Primeramente sustancias macromoleculares. Se denominan así, aquellas sustancias naturales, artificiales o sintéticas cuyo peso molecular sea superior a 10.000 UMAS.

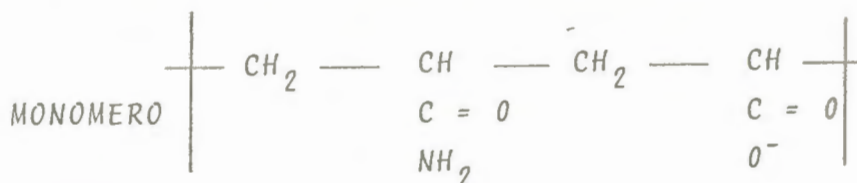
$$1 \text{ UMA} = 1,66 \times 10^{-24} \text{ gr.}$$

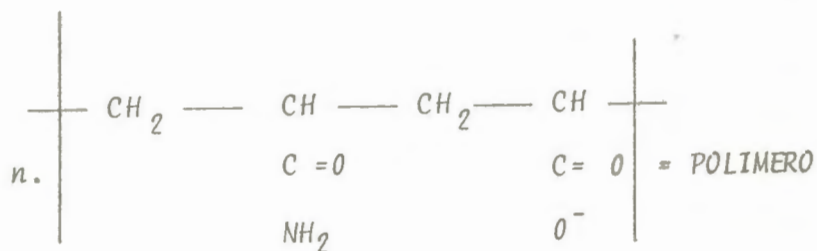
Las sustancias macromoleculares pueden ser: Orgánicas e Inorgánicas.

Y se definen como "ALTOS POLIMEROS", aquellas sustancias macromoleculares orgánicas, en cuyas moléculas, se repiten con regularidad ciertos principios estructurales genéricos.

Luego los altos polímeros están constituídos por unidades elementales, que mediante enlaces químicos, en un determinado orden y elevado número se repiten. A estas unidades elementales, que pueden estar compuestas por un pequeño número de átomos diferentes, se denominan MONOMEROS.

Este "elevado número", que en realidad es el número de monómeros, se conoce como GRADO de POLIMERIZACION por ej.: Poliacrilamida parcialmente hidrolizada.





n es el grado de polimerización.

El peso molecular de este alto polímero es del orden de varios 10^6 , y de cerca de 100.000 átomos de carbono en cadena, de manera que " n " tendrá un valor cercano a 10.000.

2. CARACTERISTICAS DE LOS ALTOS POLIMEROS

La unión covalente (compartición de electrones) es característica tanto para sustancias macromoleculares como para micromoleculares. Se presentan dos fuerzas de enlace:

- Las valencias principales (covalencias) que sirven de enlace entre los átomos de la macromolécula.
- Las valencias secundarias (fuerzas de Van-der-Waals), que mantienen unidas las macromoléculas del alto polímero.

Una característica física muy importante, la degradación, puede ocurrir cuando se modifica el estado físico - por: separación, desplazamiento u ordenación de las macromoléculas entre sí mediante debilitamiento, saturación o refuerzo de sus valencias secundarias.

Otra característica de los altos polímeros es que estos son insolubles o se disuelven sólo en forma coloidal o por hinchazón (imbibición parcial).

Generalmente las sustancias macromoleculares están constituidas por polímeros homogéneos de alto grado de polimerización. Además muchas macromoléculas especialmente las lineales presentan la característica de la cristalinidad parcial.

TABLA I

2.1. PRINCIPALES POLIMEROS MAS USADOS

NOMBRE	ABREVIACION	DESCRIPCION
Polióxido de etileno	P E O	Peso molecular 4×10^6 UMAS
Poli isobutileno	P I B	Peso molecular = 3×10^5 UMAS
Acido Desoxirribonucleico	D N A	
Xanthomonas Poli isobutileno	X A N	Producto de fermentación bacterial.
Polisacarido		Peso molecular $> 1 \times 10^6$ UMAS
Poliacrilamida parcialmente hidrolizada	H P A M \bar{s} 6 - \bar{s} - 40 H P A M-6 H P A M-10 H P A M-20 H P A M-40	Grado promedio de hidrólisis (\bar{s}) (20%). Peso molecular = 2×10^6 UMAS Peso molecular = 3×10^6 UMAS Peso molecular = $5,5 \times 10^6$ UMAS No determinado
Agente polímero de conservación	P C A	

TABLA II

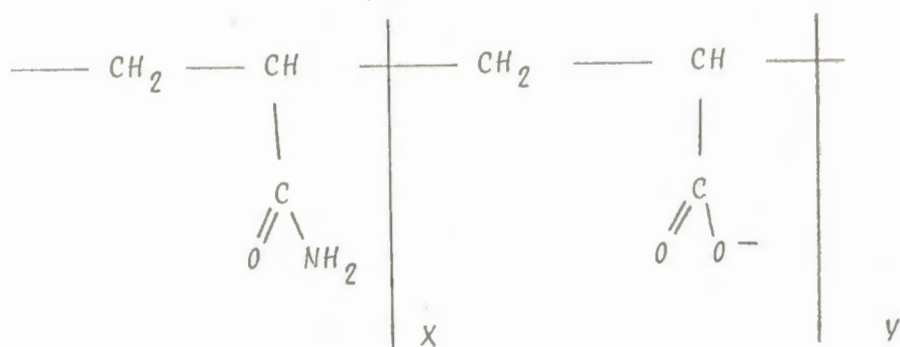
2.2. NOMBRES COMERCIALES DE ESTOS POLIMEROS

FABRICANTE	NOMBRE COMERCIAL	NATURALEZA QUIMICA
Dow. Chemical	Pusher - 700	Poliacrilamida parcial <u>mente</u> hidrolizada.
Cyanamid	Superfloc - A	Poliacrilamida parcial <u>mente</u> hidrolizada.
Nobelhoechst	Boze floc A-41	Poliacrilamida parcial <u>mente</u> hidrolizada.
Unión Carbide	Polyox W S R - 301	Polioxido de etileno
Dow. Chemical	P C A	
	Kelzan M F	Polisacárido

De este numeroso grupo de polímeros más utilizados, el más recientemente fabricado es el Agente polímero de conservación (P C A), cuya ventaja más notable es que su costo de operación es considerablemente menor.

Los más estudiados son los polímeros HPAM \bar{s} , cuyas macromoléculas tienen un peso molecular superior a 10^6 UMAS, a medida que su grado de hidrólisis aumenta, su peso molecular aumenta.

Su estructural molecular es la siguiente:



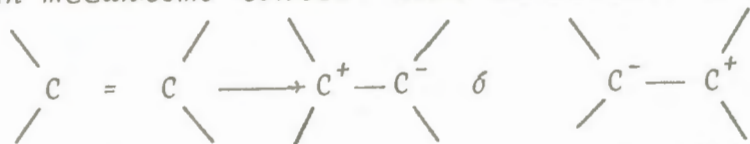
En este estudio los polímeros más usados son sintéticos, obtenidos a partir de productos de bajo peso molecular o unidades monómeras.

Estos productos de bajo peso molecular deben ser no saturados o tener en su molécula dos o más grupos reactivos. Luego por una serie de reacciones consecutivas similares, llamadas polirreacciones, que dan lugar a la formación de macromoléculas lineales, o poco ramificadas de donde se obtiene productos termoplastos.

2.3. MECANISMOS DE LOS PROCESOS DE POLIMERIZACION

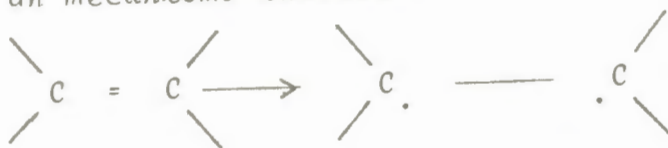
Se deben anotar que las unidades monómeras pueden ser sustancias no saturadas o estructuras cíclicas. La polimerización o el proceso de polimerización puede tener lugar según:

a. Un mecanismo iónico: como se observa a continuación.



Cuando el enlace Π , que es el más débil de los dos enlaces $\text{C} = \text{C}$, sufre una escisión heterolítica dando lugar a la formación de estructuras polares límites.

b. Un mecanismo radical:

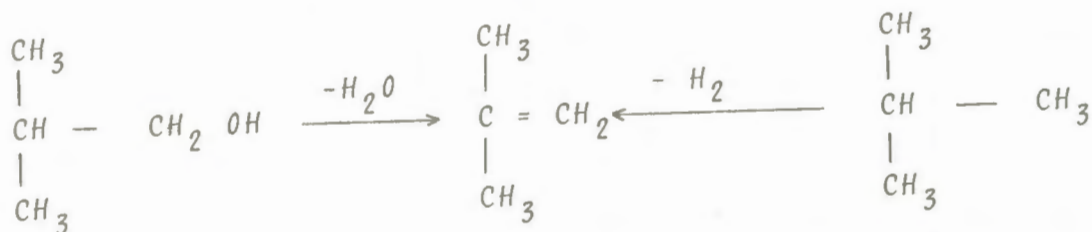


Cuando el enlace sufre una escisión homolítica da lugar a la formación de una estructura límite birradical.

La diferencia entre ambos tipos de polimerización radica en el distinto mecanismo de reacción seguido en el proceso, debido a la distinta naturaleza de los iniciadores o activadores que inician la reacción de polimerización, además en el caso de estructuras iónicas o polares, hay que considerar que la velocidad de polimerización aumenta al aumentar la constante dieléctrica.

2.3.1. Polimerización Catiónica: Poliisobotileno

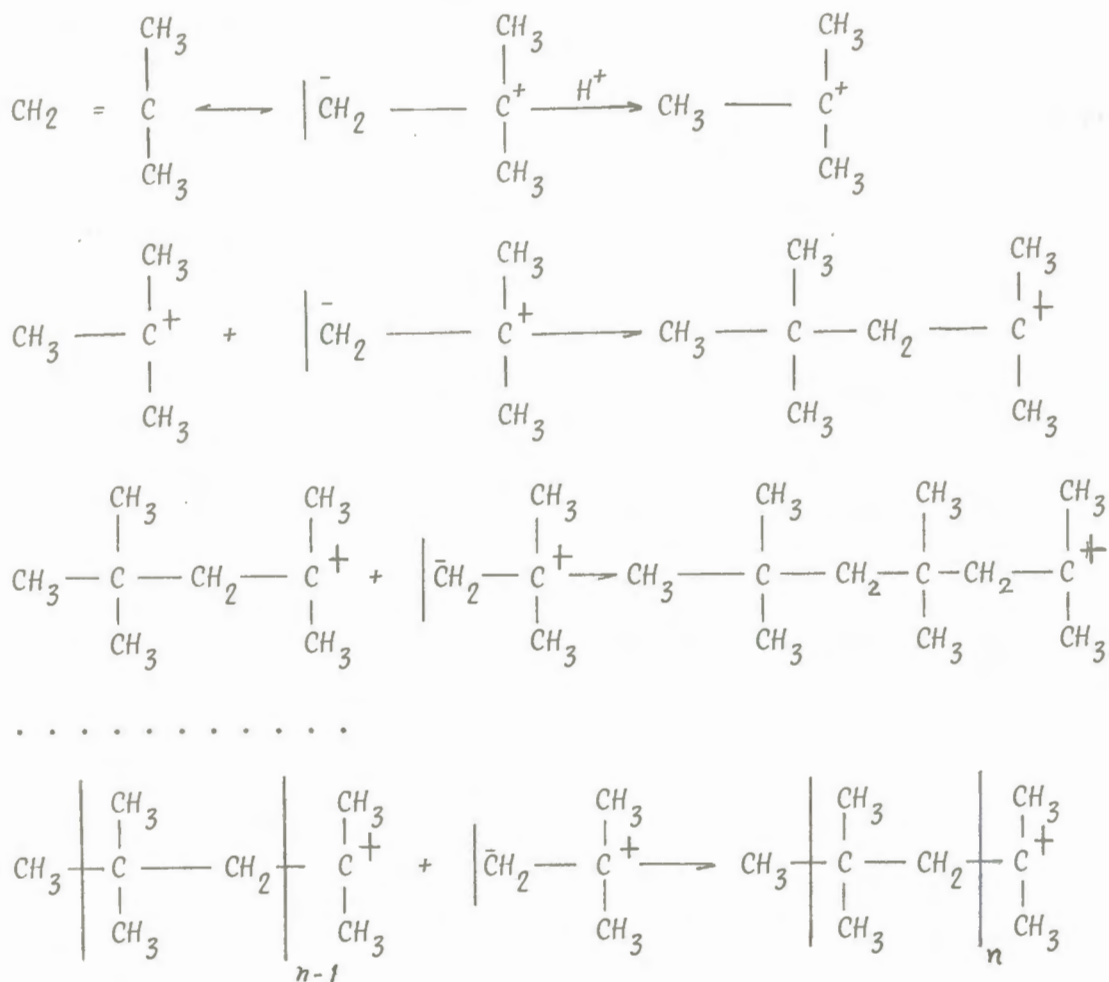
En el caso de la polimerización catiónica, por ej: la polimerización del isobutileno, el monómero isobutileno o isobuteno puede obtenerse por deshidratación catalítica del isobutanol o por deshidrogenación del isobutano:



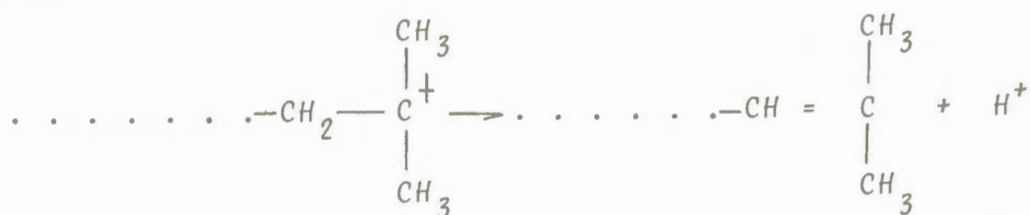
En presencia de un catalizador de Friedel - Crafts (F_3B) o Cl_3Al ; a $T^\circ = -100^\circ\text{C}$ y un cocatalizador (H_2O).



Este ácido complejo formado es el que inicia el proceso de polimerización.



La reacción de ruptura (fin de la polimerización) puede producirse por pérdida (transferencia) de un protón del grupo metileno de la última unidad monomérica del macroión.



O también por la adición de un anión, por ejemplo,

Donde: $x = 0$ a 99%
 $y = (100 - x)\%$

Estos polímeros aniónicos tienen una relación grupo carboxilos de sodio (y) a grupo amidas (x) que varía de 0 a 1 y están ligados a átomos de carbonos de la cadena principal.

$$0 < x < 1$$

$$1.0 > y > 0 \quad \delta$$

La relación usada es comunmente 0.25 o sea un grupo carboxilo COO^- , por cada cuatro grupos ligados a la cadena principal. Estos polímeros pueden ser preparados de dos formas:

- a. Una mezcla de acrilamida ($\text{CH}_2 = \text{CH} - \text{CONH}_2$) y un ácido acrílico ($\text{CH}_2 = \text{CH} - \text{COOH}$) pueden ser polimerizados ambos por reacción en cadena de acuerdo a la relación que se desee, en un medio alcalino (NaOH).
- b. Polimerizando acrilamida sola y luego hidrolizando parcialmente el homo polímero, (es decir usando el mismo monómero) al grado n deseado con hidróxido de sodio diluido, por calentamiento.

Estos polímeros así preparados son usados como adhesivos, floculantes, espesadores, aditivos (en lados de perforación), formadores de zonas impermeables, etc.

Cuando se disuelven en agua, las moléculas toman una forma más o menos esférica debido a las fuerzas de Van der Waals (ó valencias secundarias que mantienen unidas las -

macromoléculas), y a los hidrógenos extremos. Si el polímero es nohidrolizado, el diámetro de estas moléculas será 150 \AA y el largo sería 7.000 \AA para un peso molecular de 200.000 UMAS. Si el polímero es parcialmente hidrolizado y disuelto en agua, los grupos COONa , podrían ionizarse, dando como resultado cargas negativas a lo largo de la cadena principal y podrían mutuamente repelerse haciendo que la molécula se expanda, obteniéndose un diámetro 2000 \AA (para un peso molecular de 200.000 UMAS), es decir, unas 16 veces mayor que en el caso anterior.

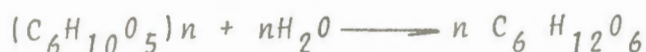
Esta es la causa para que se produzca un incremento en la viscosidad que es lo que se espera en este tipo de soluciones. Además también podrá disminuirse la viscosidad de estas soluciones de polímeros por cualquier proceso que disminuya la ionización de los grupos COONa . Por ej.: las cargas se podría disminuir al disminuir el PH, es decir, cuando los grupos ionizables COONa sean reemplazados por grupos ácidos COOH que son no ionizables. En resumen se puede indicar que la viscosidad de una solución de polímeros depende de:

1. Peso molecular.
2. La relación de los grupos COONa a COOH
3. La fuerza de ionización (contenido de sal de la solución); y
4. El PH.

2.4. POLISACARIDOS

Son polímeros naturales generalmente insolubles en agua o solubles en forma coloidal. Se trata de macromoléculas de fórmula empírica $(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5)_n$, que mediante hidrólisis

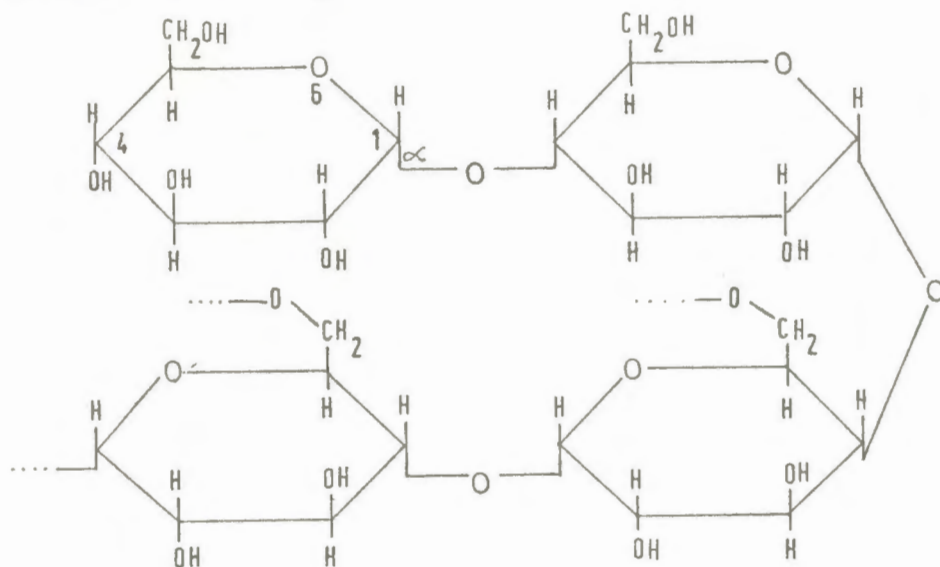
total dá glucosa.



Los polisacáridos más importantes son: almidón, glicógeno y celulosa.

Almidón

Sustancia macromolecular constituida por amilopectina (70 a 90%) y amilasa (10 a 30%), es un polvo blanco, higroscópico, insoluble en agua y forma el llamado "engrudo de almidón" a unos 90°C. La fórmula estructural de la amilopectina es la siguiente:



La amilopectina está formada por cadenas muy ramificadas de cadenas de glucosa unidas por enlaces $\alpha(1,4)$, glucósidos en la cadena y $\alpha(1,6)$, glucósidos en los puntos de ramificación. Su peso molecular está entre 10^5 y 10^7 UMAS.

La amilasa está formada por cadenas poco ramificadas

de unidades primarias de glucosa unidas por enlaces α (1,4) glucósidos de estructura parecida a la celulosa.

Para el presente estudio es conveniente que el contenido de amilopectina sea máximo, ya que su peso molecular es muy superior al de la amilasa. Una de las principales objeciones para los polisacáridos en general es su sensibilidad a los procesos de degradación debido a esfuerzos mecánicos. El almidón es el polisacárido base de ciertos productos comerciales tales como el KELZAN MF usados en ingeniería de petróleos, debido a que económicamente no es demasiado costoso.

C A P I T U L O 2

COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES DE
POLIMEROS EN EL MEDIO POROSO

CAPITULO 2

COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES DE POLIMEROS EN EL MEDIO POROSO

1. GENERALIDADES

Primeramente se debe indicar que para hacer este tipo de estudio en el laboratorio es necesario hacer las siguientes consideraciones:

- Ciertas condiciones de campo no pueden ser asumidas: tales como; presión, temperatura, tiempo, dimensiones, heterogeneidades del medio, etc.
- Existen diferencias entre los resultados que se han obtenido, debido a las diferentes condiciones experimentatales, interpretaciones, etc.

Este capítulo se limitará a analizar más detenidamente a las soluciones de policacrilamida parcialmente hidrolizada y a las de polioxido de etileno.

2. COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES DE POLIMEROS

2.1. Introducción

Las soluciones de polímeros se preparan teniendo como disolvente el agua o una disolución acuosa de cloruro de sodio. Las concentraciones de polímeros son muy variadas, dependen del medio poroso a ser tratado y de la finalidad para la cual se inyecta, es decir si se desea mejorar la recuperación optimizando las propiedades desplazantes del fluido de inyección, o si se trata de formar un tapón que

impida o reduzca la invasión de agua. Es muy diferente el comportamiento de una solución con una concentración de 500 ppm (usada en mejorar el desplazamiento); a una de 3000 ppm (usada para formar un tapón).

2.2. Tipos de flujo

El presente numeral es el resultado de estudios realizados por algunos investigadores sobre este tipo de soluciones.

Cuando se trata de soluciones de polímeros en concentraciones bajas (300 ppm a 500 ppm), el comportamiento es función de la tasa de flujo. A bajas velocidades de flujo, las moléculas de la solución están en desorden y presentan una alta resistencia al flujo, a medida que la velocidad aumenta, las moléculas se van poco a poco ordenando, en consecuencia la viscosidad va disminuyendo hasta llegar a un valor límite que puede ser mayor o igual que la viscosidad del fluido en que se haya disuelto el polímero, en este punto, las moléculas se han colocado casi paralelamente a la dirección de la corriente. Posteriormente, cuando la velocidad y la tasa de flujo es elevada, la viscosidad nuevamente aumenta.

Estos dos comportamientos de flujo anotados se definen el primero como un tipo de flujo pseudo plástico y el segundo como tipo de flujo pseudo dilatante.

Respecto al comportamiento como fluido pseudo dilatante a altas tasas de flujo, algunos investigadores explican que se debe a un desenrollamiento de las macromoléculas, mientras que otros atribuyen a efectos viscoelásticos o sea considerando a la viscosidad como función de la e-

lasticidad de la solución. En este tipo de fluidos es necesario considerar que existe un tiempo, denominado de relajación que expresa el intervalo de tiempo que el fluido tarda en responder a una modificación en el flujo.

2.3. ADSORCIÓN EN EL MEDIO POROSO

2.3.1. Explicación del fenómeno

Adsorción es el fenómeno mediante el cual parte del fluido que circula a través del medio poroso se adhiere a la superficie de los granos de dicho medio.

En este fenómeno intervienen el adsorbente que es el medio poroso y el adsorbido que es el fluido que tiene la propiedad de adhesión como por ejemplo las soluciones de polímeros.

Cuantitativamente la adsorción es variable, inicialmente cuando la solución de polímeros circula a altos valores de saturación, adquiere un valor máximo de adsorción, luego a medida que la solución de polímeros es empujada por el fluido de inyección, la saturación de polímeros es disminuída, y consecuentemente un porcentaje de la solución que no se encuentre fuertemente adherida a la roca, es removida y así la adsorción se reduce hasta un valor residual.

La adsorción vista gráficamente, es en realidad la adhesión de las macromoléculas de la solución de altos polímeros en las paredes o superficies porosas. La fig. 2-1 es lo que comúnmente ocurre cuando se desplaza aceite con agua de inyección, la fig. 2-2 se trata de un primer des-

LEYENDA

AGUA  ACEITE  POLIMERO 

FIGURA 2-1

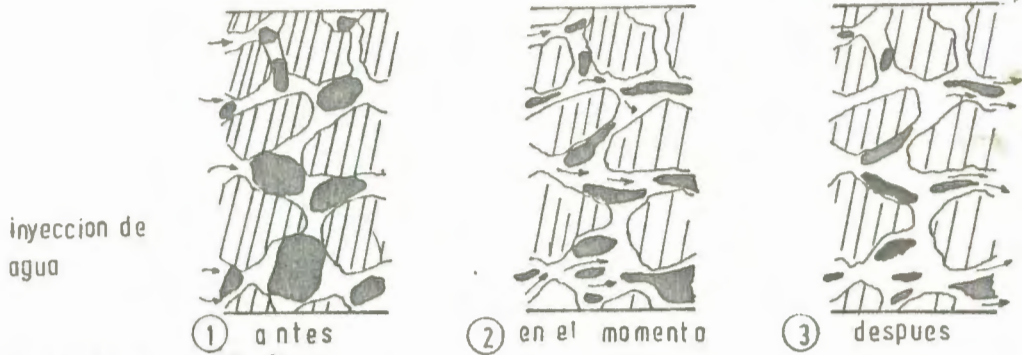


FIGURA 2-2

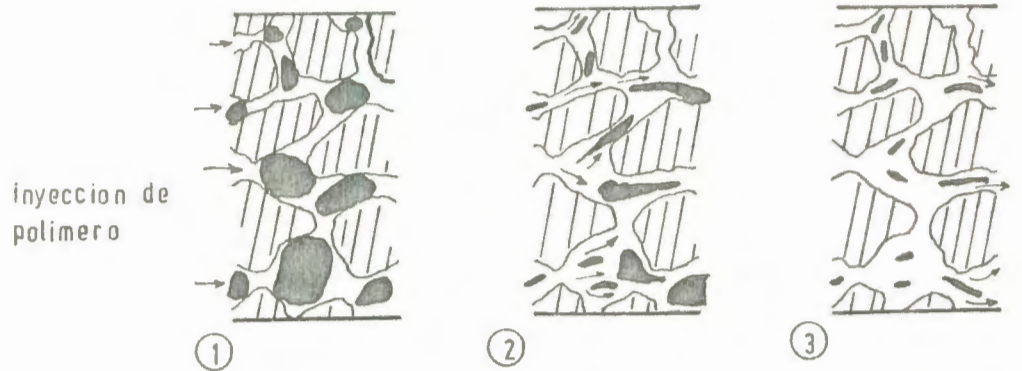
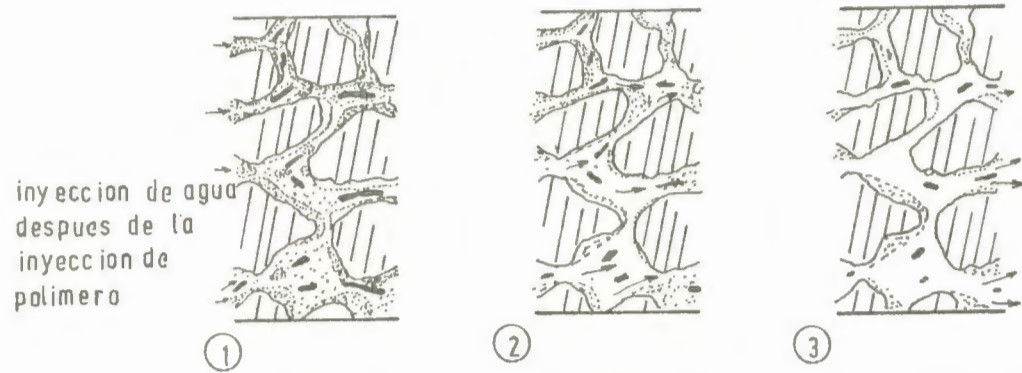


FIGURA 2-3



plazamiento con la solución de polímeros, "más efectivo" ya que su concentración es máxima y sus propiedades desplazantes son las óptimas, la Fig. 2-3 nos indica la herencia dejada por estos polímeros, una reducción del espacio poroso, por consiguiente una disminución de la permeabilidad al paso del agua de inyección.



FIGURA 2-4

DISMINUCION de la ADSORCION



La fig. 2-4 indica como disminuye la adsorción o sea la forma como puede su efecto llegar a un valor mínimo de adsorción.

La adsorción favorece la función que desempeñan las soluciones de polímeros, es decir contribuyen a que el desplazamiento sea más homogéneo, reduciendo la permeabilidad al paso del fluido de desplazamiento.

En el apéndice se encuentran algunos cálculos que se pueden obtener con la adsorción.

2.3.2. Propiedades de las soluciones y del medio

Según estudios realizados sobre soluciones de poli-

meros el polioxido de etileno es el que en solución produce mejores resultados, es decir valores más elevados de adsorción. Sin embargo igual que el resto de soluciones de polímeros, su adsorción, es variable de acuerdo al medio adsorbente.

La illita es la que da valores más elevados de adsorción; la sílice también es un medio adsorbente presente en la arena, pero da menores resultados de adsorción que en los otros medios.

2.4. FLUJO MONOFASICO

El efecto de la acción de las soluciones de polímeros en el medio poroso se manifiesta mediante los siguientes parámetros:

1. Factor de Resistencia o Reducción de Movilidades "R"
2. Factor de Resistencia Residual o Reducción de permeabilidades " R_k ".
3. Retención " ρ "

Definiciones

1. Factor de Resistencia o Reducción de Movilidades "R"

$$R = \frac{\lambda_{wi}}{\lambda_p}$$

Es la relación de movilidades entre el fluido desplazante antes de la inyección de polímeros (λ_{wi}), y la movilidad de la solución de polímeros (λ_p). Expresa que se debe obtener un valor elevado, y esto se consigue con un fluido que tenga una movilidad muy reduci-

da (solución de polímeros) para que al encontrarse entre el petróleo y el agua de inyección su barrido sea más eficiente.

El efecto que refleja este parámetro es importante al inicio de la inyección y en los alrededores del pozo; porque luego que ha sido inyectado todo el volumen de solución previsto, la saturación de ésta solución en el medio poroso disminuye a medida que avanza, pero el efecto residual interviene y se expresa como factor de resistencia residual.

2. Factor de resistencia residual: o reducción de permeabilidades " R_k ".

$$R_k = \frac{\lambda_{wi}}{\lambda_{wf}}$$

Es la relación entre la movilidad del fluido desplazante antes (λ_{wi}), y después (λ_{wf}) de la inyección de la solución de polímeros.

Se denomina reducción de permeabilidades porque la variación se produce en la permeabilidad del fluido que se analiza.

Existen reducciones de permeabilidades al petróleo, al gas, y al agua.

Las reducciones de permeabilidades al petróleo y al gas son mínimas, a bajas concentraciones de polímeros, debido principalmente a la relación entre la naturaleza íntima de estas soluciones y la de los hidrocarburos - mismos; mientras que en el caso del agua, éste parámetro es muy importante debido a la solubilidad del polímero en agua.

y la parte residual dejada por éstos al pasar a través del medio poroso, es decir la adsorción a las paredes de los canales porosos, que se traduce en una disminución de la permeabilidad al paso del agua.

3. Retención "q"

$$q = \frac{\text{Masa del polímero retenida en el medio poroso}}{\text{Masa de roca}} \left| \frac{\mu\text{g}}{\text{g}} \right|$$

La retención es una consecuencia de la adsorción y de un entrampamiento mecánico de las macromoléculas de la solución de polímeros.

La adsorción ya ha sido explicada anteriormente; y, un entrampamiento mecánico consecuencia de las dimensiones comparables entre las macromoléculas del polímero y la de los canales porosos.

C A P I T U L O 3

APROVECHAMIENTO DE LAS SOLUCIONES DE POLIMEROS
EN EL CAMPO

CAPITULO 3

APROVECHAMIENTO DE LAS SOLUCIONES DE POLIMEROS EN EL CAMPO

Las soluciones de polímeros pueden ser aprovechadas dentro de la ingeniería de petróleos para un amplio número de casos. En este capítulo se presenta una serie de posibilidades, varias de las cuales su aplicación ha sido comprobada, y otras que si bien en los actuales momentos no son muy conocidas, no quita la posibilidad de que en el futuro existan las condiciones y necesidades en las cuales estas operaciones puedan resultar provechosas.

1. TRATAMIENTO DE POZOS

En general los tratamientos mediante soluciones de polímeros pueden ser agrupados en: 1) Tratamientos de pozos productores; 2) Tratamientos de pozos de inyección.

1.1. Tratamientos de pozos de producción

Un pozo en producción, sea de petróleo o de gas, al cabo de cierta etapa de su vida productiva puede ser afectado por la invasión de fluidos no deseados, lo cual repercute en un incremento sea de la relación agua - petróleo - (RAP), o de la relación gas-petróleo (RGP) según sea el agua o el gas el fluido invasor, respectivamente; por lo cual será necesario efectuar un tratamiento apropiado. Estos tratamientos pueden ser hechos mediante la acción de espumas, soluciones de polímeros, soluciones tenso-activas, geles, cementos, etc.; la selección del tratamiento puede hacerse en función de varios factores entre ellos

el tipo de empuje, la heterogeneidad de la formación, el tipo de fluido que ocasiona problemas, etc. A continuación se presentan varios casos en los cuales es aplicable el empleo de soluciones de polímeros.

a) Conificación de agua en pozos de petróleo

Este tipo de invasiones se presenta generalmente cuando un pozo es alimentado verticalmente por un acuífero, denominado "de fondo". En los inicios de la producción, la RAP es ordinariamente mínima, a medida que la producción avanza la RAP crece hasta tomar valores muy altos. En estos momentos el trabajo de las soluciones de polímeros es aplicable para reducir o impedir la formación de un cono de agua en los alrededores del pozo.

Una técnica para su inyección es la que se observa en la fig. 1.

REDUCCION DE UN CONODE AGUA MEDIANTE LA INYECCION DE POLIMEROS

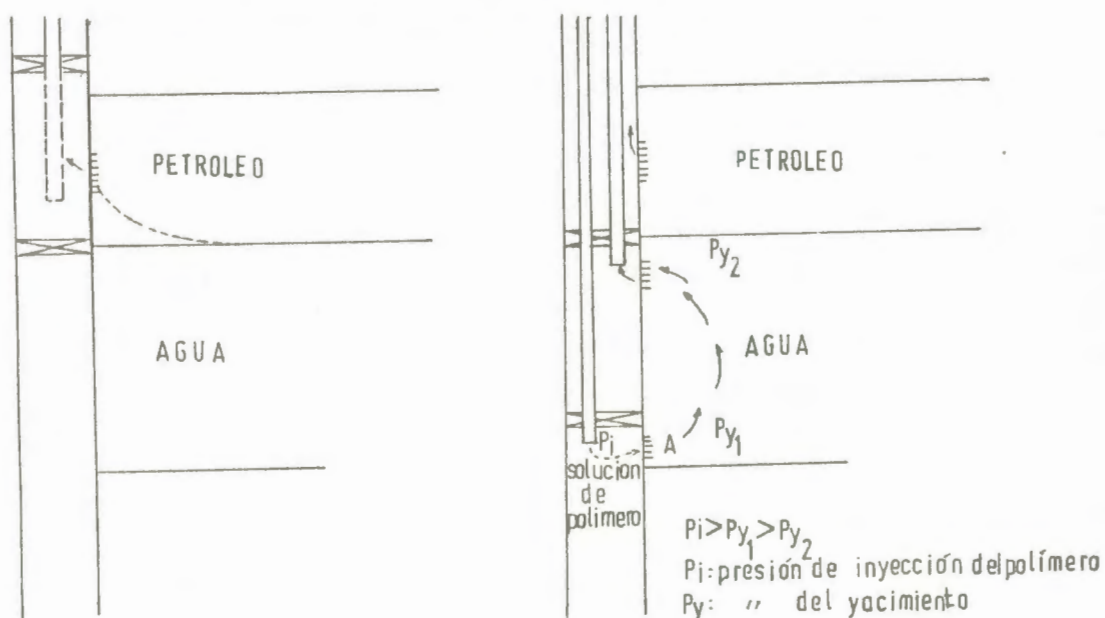


FIGURA 1

La solución de polímeros se inyecta por la parte inferior (A), recorre a través de la zona de agua adhiriendose en la roca, reduciendo la movilidad y la permeabilidad al agua, y de esta forma reduciendo o eliminando la conificación.. Con esta técnica es posible evitar el riesgo que puede significar inyectar la solución directamente en la zona de petróleo debido principalmente a que las concentraciones son elevadas.

b. Zonas de contacto agua - petróleo, de gran espesor.

Cuando el espesor de la zona de contacto agua-petróleo es considerable, la solución de polímeros ayuda a seleccionar el fluido deseado, reduciendo la movilidad al agua, en este caso. La técnica para la inyección puede ser como se observa en la fig. 2.

TRATAMIENTO DE UNA ZONA DE CONTACTO

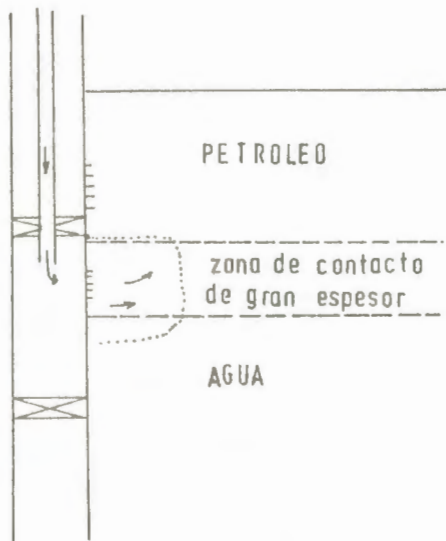


FIGURA 2

REDUCCION DE UN CONO DE GAS

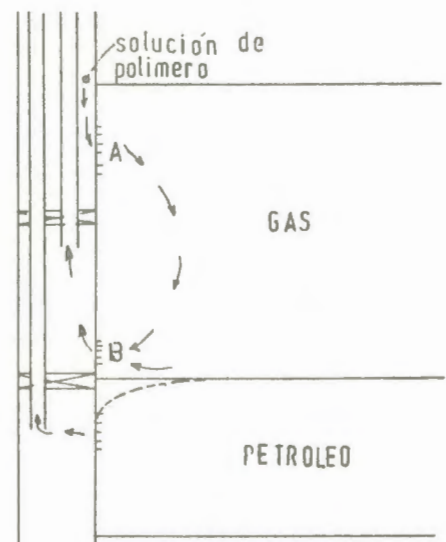


FIGURA 3

c. *Invasión de acuíferos laterales en formaciones estratificadas.*

Uno de los casos de mayor aplicación donde la inyección de soluciones de polímeros han dado resultados bastante optimistas es aquel que trata de formaciones estratificadas y heterogéneas que sufren la invasión de acuíferos laterales.

En estos casos es muy importante la diferencia de permeabilidad entre el estrato tratado y sus vecinos, ya que por ejemplo al ser inyectada la solución de polímeros en un estrato de alta permeabilidad invadido por el agua teniendo un vecino de baja permeabilidad, éste impide que el tapón inyectado vaya a invadir zonas de petróleo. Esto puede ser apreciado cuantitativamente en el capítulo 6, ejemplo 1

d. *Conificación de gas*

La solución de polímeros se inyecta por la parte superior de la capa de gas, tal como se observa en la fig. 3, luego esta solución desciende debido a la gravedad y a la energía cinética de las moléculas del gas, hasta B, por donde se produce gas hasta que la RGP haya disminuído.

e. *Barreras de permeabilidad al agua en los yacimientos de petróleo.*

Son barreras de permeabilidad al agua producidas mediante la inyección de una solución de polímeros en varios pozos periféricos. Se utiliza principalmente cuando se trata de acuíferos adyacentes.

1.2. Tratamientos de pozos de inyección

Mediante la inyección de soluciones de polímeros se puede regularizar los perfiles de inyección de agua a los pozos de petróleo en procesos de recuperación secundaria.

En la recuperación de petróleo se consideran una serie de parámetros que dan como resultado un factor de recobro "FR". Esta serie de parámetros son:

- Eficiencia areal de barrido
- Eficiencia de conformación o intrusión fraccional.
- Eficiencia volumétrica.
- Eficiencia de desplazamiento.

De estos parámetros son modificados principalmente la eficiencia areal de barrido y la eficiencia de desplazamiento.

El incremento del factor de recobro "FR", es debido principalmente a que el frente de avance tiene una mayor viscosidad y una movilidad muy reducida, reflejado por un elevado factor de resistencia o reducción de movilidades polímero-petróleo y que al paso por el medio poroso hace que el desplazamiento posterior mediante la inyección de agua sea más homogéneo, como se puede observar en los valores de reducción de permeabilidades al agua, que aún después de cientos de volúmenes porosos se mantiene elevado.

2. VALORES PRACTICOS DE ALGUNOS PARAMETROS UTILIZADOS EN EL CAMPO.

1. Volumen de inyección "Vi"

El volumen de inyección de una solución de polímeros es una función que depende del tipo de tratamiento que se desea. Generalmente en tratamientos de pozos de producción el volumen es definido por el volumen del tapón que se desea introducir alrededor del pozo. Para ello se debe tener conocimiento de la concentración deseada, de la adsorción del polímero sobre la roca, de la porosidad y de la saturación residual del petróleo. Por lo tanto V_i puede ser expresado como:

$$V_i = \phi \pi r_t^2 h_t (1 - Sor)$$

ϕ = porosidad

r_t = radio de tratamiento

h_t = espesor de la zona a tratarse

Sor = Saturación residual de petróleo

Cuando se trata de pozos de inyección en recuperación de petróleo, los ejemplos sobre trabajos realizados en distintos campos citan que el volumen de solución de polímeros a ser inyectado se sitúa entre 1/4 y 1/3 del volumen poroso total a ser desplazado.

2. Concentración de polímeros

Haciendo la misma consideración que en el numeral anterior, los valores de la concentración de polímeros tiene dos rangos bien definidos. En el caso de que el tratamiento vaya encaminado a la formación de tapones de soluciones de polímeros en pozos de producción, la concentración será del orden de 3000 ppm y en ciertos casos hasta 5000 ppm de poliacrilamida parcialmente hidrolizada. En el capítulo experimental de

laboratorio se exponen los resultados de ensayos efectuados con una concentración de 1500 ppm, y en donde se observan los efectos de la reducción de la permeabilidad al agua, llegando a tomar valores muy reducidos de movilidad dejados como herencia del paso de la solución de polímeros a través del medio poroso, reduciendo la permeabilidad al agua. Cuando se trata de soluciones de polímeros destinados a mejorar el desplazamiento de petróleo en pozos de inyección, la concentración es generalmente menor que en el caso anterior. También se puede observar en el capítulo 5 que aún a concentraciones de 500 ppm, los efectos de reducción de permeabilidades al agua son importantes. En la práctica, concentraciones de 300 ppm a 500 ppm dan buenos resultados.

3. Tasa de inyección

Este parámetro es una función de la reducción de movilidad requerida.

En recuperación secundaria, donde la concentración requerida no es muy elevada, generalmente se utiliza una tasa de algunos m^3/h ; mientras que para el caso de tratamientos de pozos de producción donde los requerimientos de concentraciones son mayores, la tasa de inyección es del orden de $0.1 m^3/h/metro$ de formación.

4. Tiempo de duración de los efectos de los tratamientos.

De modo general el tiempo que duran los tratamientos es tan variable e impreciso y así como en los casos anteriores podemos clasificarlo en dos grupos:

En lo que se refiere a la recuperación secundaria, o sea cuando el tratamiento se efectúa a pozos de inyección, los efectos del comportamiento en el medio poroso pueden durar varios meses, influyen determinadas propiedades que son difíciles de controlar, tales como: la degradación, la disminución de los efectos de la retención, la presencia de heterogeneidades en la formación, etc.

Sin embargo, en este tipo de operaciones existe la posibilidad de la repetición del tratamiento, sin embargo esto es todavía una materia no muy experimentada y depende fundamentalmente de los resultados económicos producidos.

En lo que se refiere a la duración de los efectos de tratamientos a pozos productores, este tiempo es muy superior al anterior e inclusive puede llegar a varios años.

Para poder apreciar cuantitativamente algunos de los parámetros citados, se va a exponer el siguiente ejemplo.

Hallar el volumen de la solución de polímeros a ser inyectado por metro de formación, la cantidad de polímero en polvo, y el tiempo que se necesita para efectuar el siguiente tratamiento.

$$r_t = 2m$$

$$\phi = 15 \%$$

$$Sor = 20 \%$$

$$C = \text{Concentración} = 3000 \text{ ppm}$$

$$h_t = 3\text{m.}$$

$Q =$ tasa de inyección: 100 lts/h/m. de formación

$$\begin{aligned} V_i &= \phi \pi r_t^2 h_t (1 - S_{or}) \\ &= 0.15 \pi 2^2 \times 3 (1 - 0.2) \end{aligned}$$

$$V_i = 4.5. \text{ m}^3$$

o sea 1.5 m^3 de solución/m de formación

$$C = 3000 \text{ ppm} = 3 \text{ Kg/m}^3$$

Peso del polímero en polvo = $3 \text{ Kg/m}^3 \times 4.5 \text{ m}^3 = 13.5 \text{ kg.}$

$t_t =$ tiempo necesario para efectuar el tratamiento.

$$t_t = \frac{V_i}{Q} = \frac{4.5 \text{ m}^3/\text{m}}{0.1 \text{ m}^3/\text{h/m}} = 45 \text{ horas}$$

CAPITULO 4

TECNICAS E INSTALACIONES USADAS EN EL CAMPO PARA
LA INYECCION DE SOLUCIONES DE POLIMEROS.

CAPITULO 4

TECNICAS E INSTALACIONES USADAS EN EL CAMPO PARA LA INYECCION DE SOLUCIONES DE POLIMEROS

En este capítulo se hace una breve descripción de las instalaciones y las operaciones a seguirse en la superficie para inyectar una solución de polímeros.

En general, el diseño de los equipos está en función del trabajo que va a efectuarse, es decir, mejorar el desplazamiento de los hidrocarburos y/o gas, o si se desea evitar una conificación sea de agua o de gas. También depende de las dimensiones de la zona a tratarse, de las propiedades de la solución de polímeros, etc.

Las técnicas usadas pueden ser dos:

- 1) Utilización de equipo simplificado
- 2) Utilización de equipo normal

1. Utilización de Equipo Simplificado (Fig. 4-1)

1.1. Explicación

Se utiliza este equipo, cuando el volumen de la solución polímera a inyectarse sea pequeño y resulte económicamente favorable hacerlo mediante operaciones elementales.

Se utiliza comunmente para casos de conificación, o para formar tapones impermeables cuando estratos muy permeables, productores de agua o de gas están en condiciones de causar problemas.

En este método el agua es depositada en los tanques mezcladores (4) donde a su vez una predisolución de polímeros (3), también es depositada, a tasas fijadas de acuerdo a la concentración que se desee. Esta disolución es recirculada mediante las bombas (5) para su homogenización y su posterior inyección al pozo.

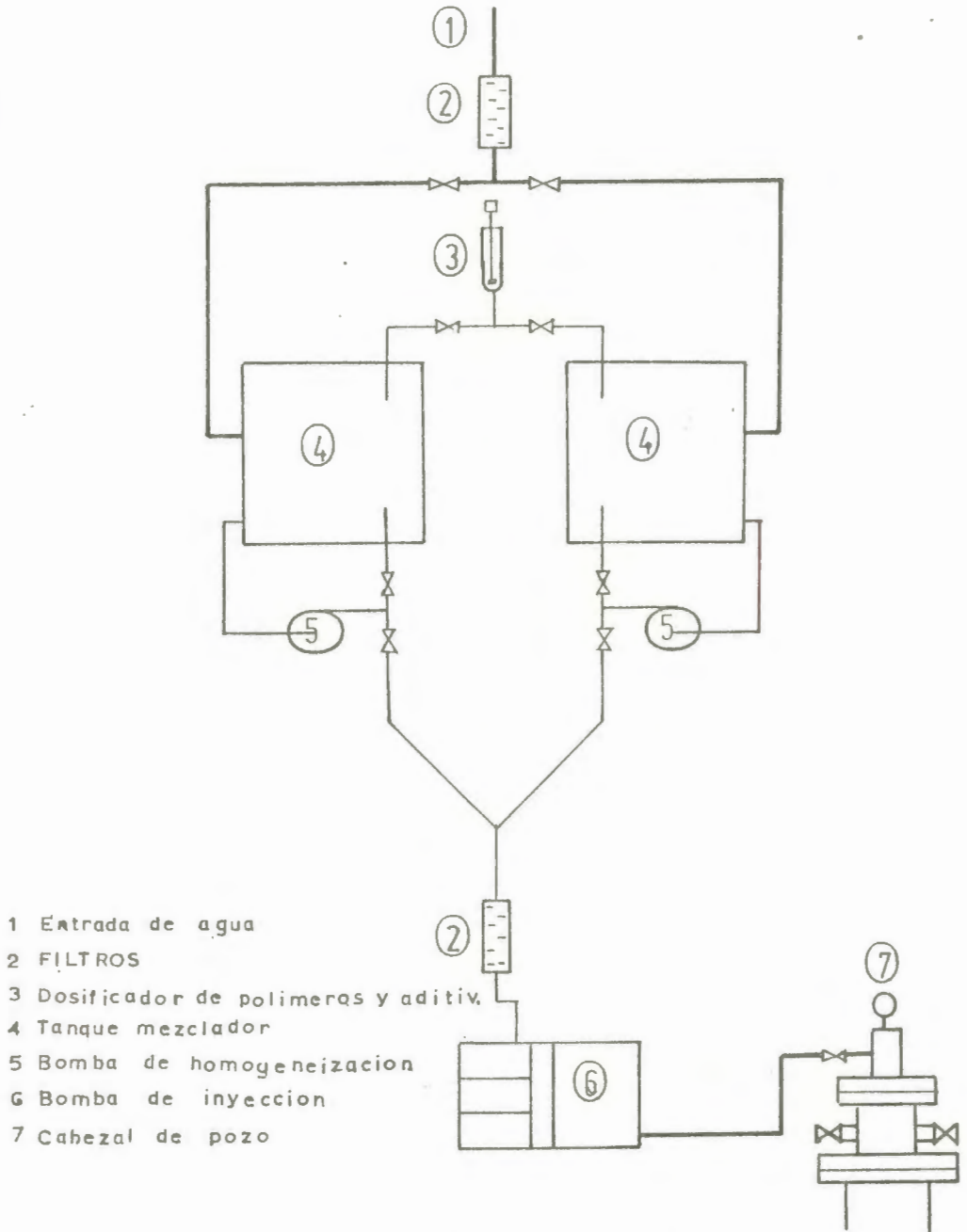
1.2. Equipo simplificado (Esquema I)

1. Entrada de agua
2. Filtros
3. Dosificador de polímeros y aditivos
4. Tanque mezclador
5. Bomba de homogenización
6. Bomba de inyección
7. Cabezal del pozo

1.3. Disolución de Polímeros

Una de las principales dificultades que se presenta dentro de las operaciones con este tipo de soluciones es el lograr una perfecta disolución de los polímeros en el disolvente que forma la solución y así lograr sus óptimas propiedades teóricas.

En la práctica podemos compararlo con la dispersión coloidal del almidón en agua. Aunque insoluble en agua, se puede lograr en condiciones adecuadas dispersiones coloidales. Estas condiciones pueden ser: hacer una previa dispersión del polisacárido en agua a temperatura ambiente y luego trasvasar éste predispersión sobre agua a temperatura de ebullición, así se logrará que los granos de almidón se hinchen y se dispersen en ella, formando el conocido "engrudo de almidón".



ESQUEMA I
 EQUIPO SIMPLIFICADO

En el caso presente, el polímero en polvo debe disolverse previamente en un disolvente tal como el Kerosene, alcohol etílico, fuel, etc. y su selección depende de los tipos de fluidos presentes en el yacimiento o estrato que se va a tratar.

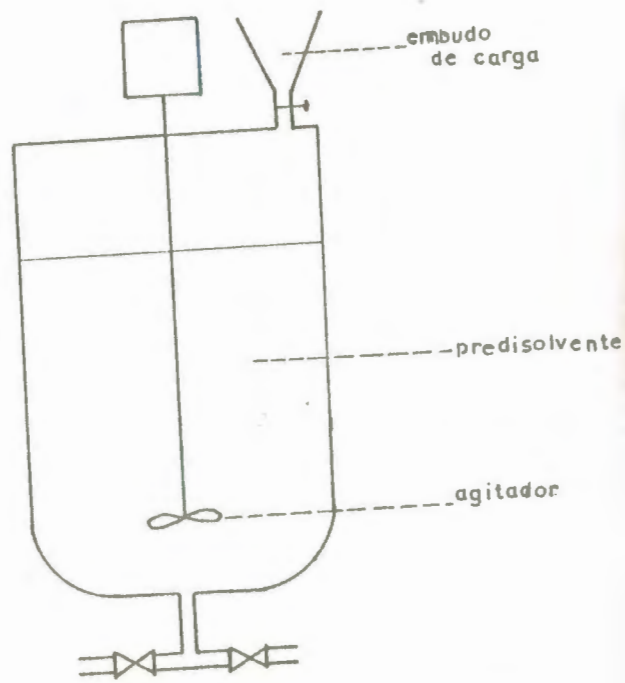
En esta disolución preliminar lo que se busca es formar alrededor de las moléculas del polímero, una capa protectora que impida la formación de grumos, es decir el apelotonamiento de las macromoléculas del polímero cuando éste se halla disuelto en agua, aunque posteriormente esta película protectora se rompa cuando se efectúen procesos mecánicos de homogeneización.

Una de las propiedades del predisolvente es que no reaccione con el polímero.

Luego, esta predisolución de polímeros (Fig. 4-2) es depositada lentamente en el agua filtrada y previamente tratada (Fig. 4-3) o sea conteniendo sales, bactericidas y antioxidantes necesarios.

A continuación con la bomba de homogeneización se hace recircular la solución de polímeros varias veces hasta conseguir una disolución total y homogénea. Entonces en dirección a la válvula de salida, pasando a través de filtros para eliminar cualquier impureza se llega a la bomba de inyección y de allí a la cabeza del pozo.

FIGURA 4-2



DOSIFICADOR DE POLIMEROS Y ADITIVOS

FIGURA 4-3

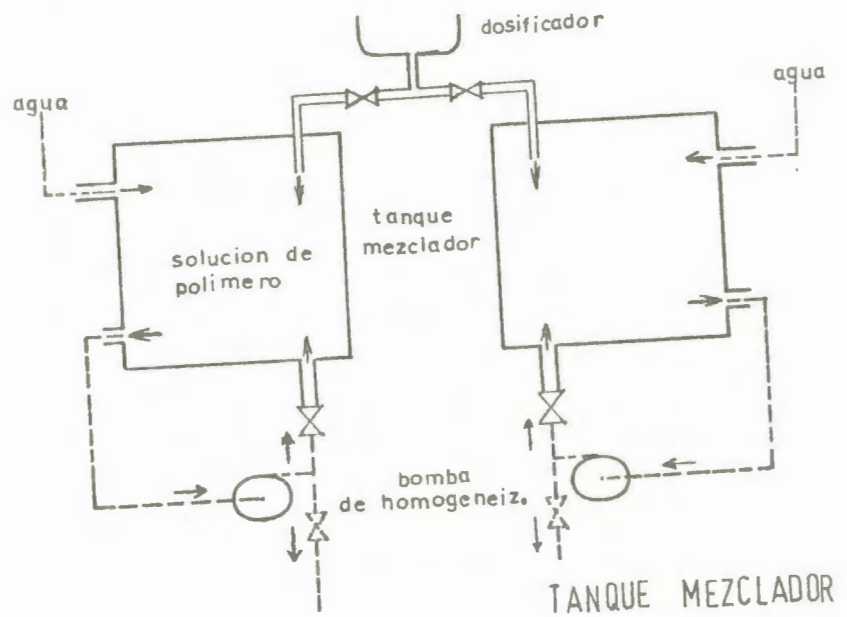
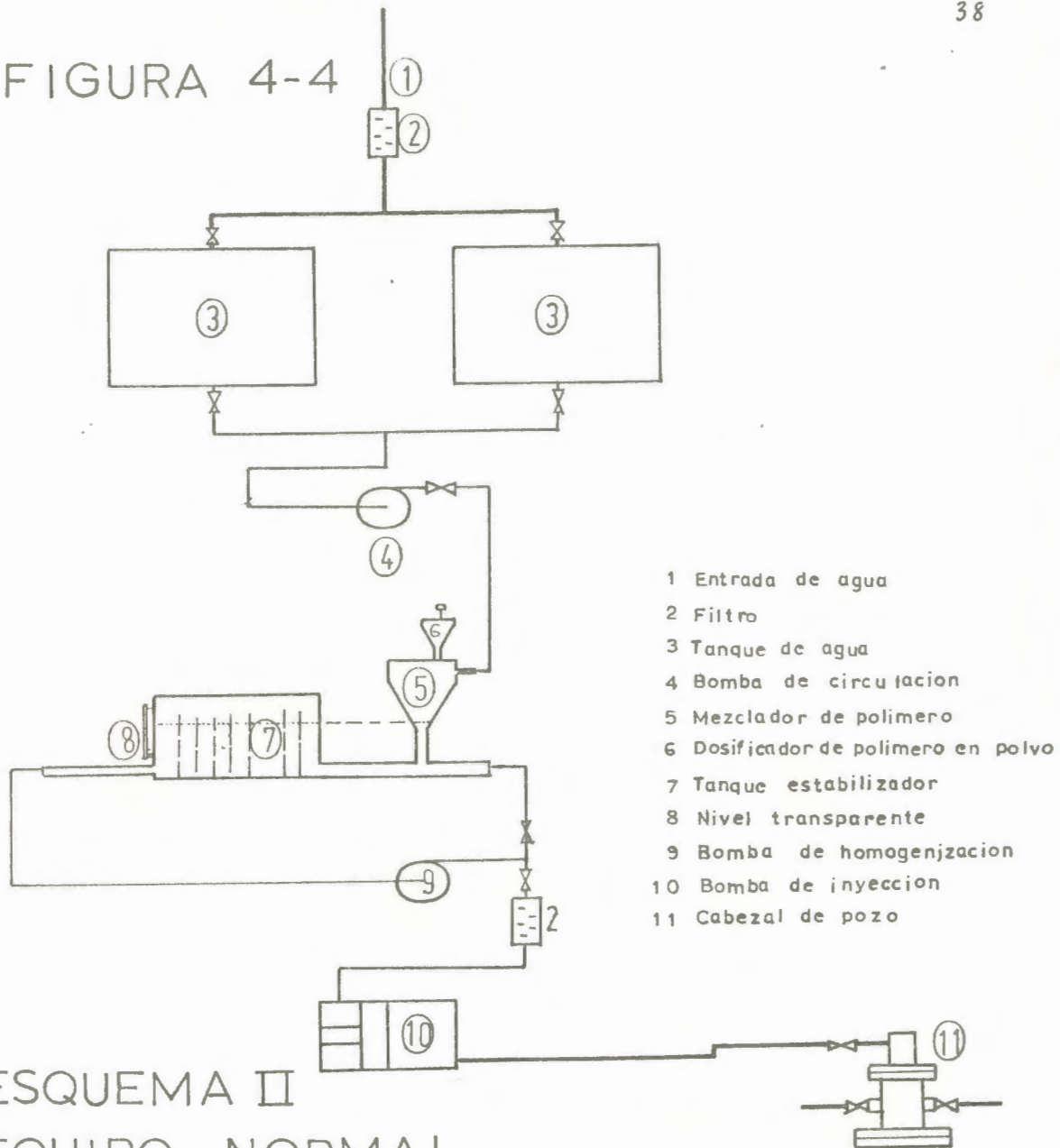


FIGURA 4-4



ESQUEMA II EQUIPO NORMAL

2. UTILIZACION DE EQUIPO NORMAL (Fig. 4-4)

2.1. Explicación

Cuando se trata de mejorar el proceso de inyección de agua en recuperación secundaria, el volumen de polímeros que se inyecta es considerable, además la presencia de instalaciones propias para la inyección de agua hacen factible y económico el uso de este tipo de equipo.

En este método el agua es depositada en los tanques (3), donde se añaden los aditivos necesarios, y luego a una tasa regulable, ser llevada hasta el embudo de mezcla (5), a su vez el polímero en polvo depositado, desciende del dosificador (6), también al embudo mezclador, que es donde se efectúa la preparación de la disolución de polímeros. La disolución pasa al tanque estabilizador (7), es recirculada por la bomba de homogeneización (9), y enviada al pozo por la bomba de inyección (10).

2.2. Equipo Normal (Esquema II)

1. Entrada de agua
2. Filtros
3. Tanques de agua y aditivos
4. Bomba de circulación
5. Mezclador de polímeros
6. Dosificador de polímeros en polvo
7. Tanque estabilizador
8. Nivel transparente
9. Bomba de homogeneización
10. Bomba de inyección
11. Cabezal de pozo

NOTA: La altura del nivel de la solución polímera en el tanque estabilizador debe ser mantenida al nivel - de la base del mezclador de polímeros. El diámetro de la tubería de entrada al tanque estabilizador - debe ser mayor que el de salida.

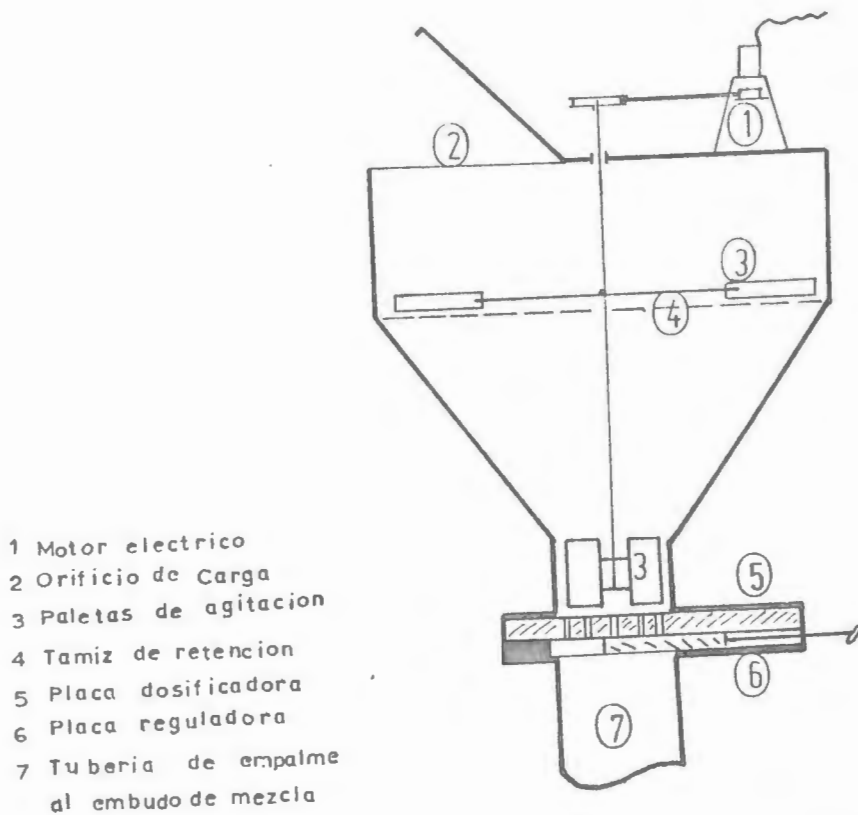
Este tipo de equipos es más conocido y generalmente utilizado.

2.3. Disolución de Polímeros

Debido a que el volumen de solución de polímeros a prepararse es mayor, se utiliza:

- a) Un equipo especial denominado dosificador de polímeros en polvo, el cual gráficamente es como sigue:

FIGURA 4-5



- 1 Motor electrico
- 2 Orificio de Carga
- 3 Paletas de agitacion
- 4 Tamiz de retencion
- 5 Placa dosificadora
- 6 Placa reguladora
- 7 Tuberia de empalme al embudo de mezcla

DOSIFICADOR DE POLIMERO
EN POLVO

Este equipo dispone de un motor eléctrico que sirve para impulsar las paletas de agitación colocadas sobre el tamiz de retención y sobre la placa reguladora. El polímero en polvo es cargado a través del orificio de carga y filtrado en el tamiz de retención, separando de esta manera las partículas de mayor diámetro. Luego, mediante la placa reguladora se selecciona la dosis deseada, pasando finalmente a través de la tubería de empalme, al embudo de mezcla.

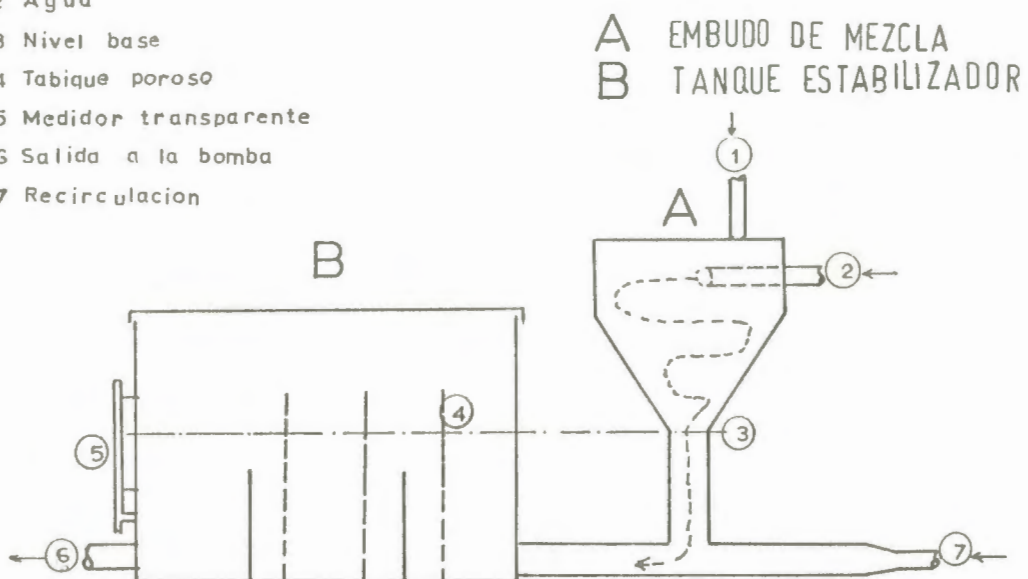
b. Un equipo denominado "mezclador de polímeros" (Fig. 4-6)

Consta de un embudo de mezcla "A" y un tanque estabilizador "B".

El embudo de mezcla recibe la dosis de polímero en polvo enviada por el dosificador (1) y el agua por la tubería (2).

FIGURA 4-6

- 1 Polímero en polvo
- 2 Agua
- 3 Nivel base
- 4 Tabique poroso
- 5 Medidor transparente
- 6 Salida a la bomba
- 7 Recirculación



La solución de polímeros formada desciende al tanque estabilizador a través de la tubería de empalme.

El tanque estabilizador es un recipiente que tiene un metro cúbico de capacidad a la altura del nivel inferior del embudo (3) (Ver fig. 4-6). Interiormente dispone de varios tabiques porosos que sirven para retener las partículas no disueltas de la solución de polímeros. El diámetro de la tubería de entrada al tanque estabilizador debe ser mayor que el de salida para mantener una estabilización del flujo.

Posteriormente la solución de polímeros, llega hasta la bomba de homogenización, y es enviada nuevamente al tanque estabilizador para una completa filtración. Finalmente, después de haber sido recirculada varias veces es enviada mediante la bomba de inyección al pozo.

3. TRATAMIENTO DE AGUA

El disolvente de polímeros que se utiliza en el campo es el agua. Puede provenir de varias fuentes. Tales como manantiales, lagos, ríos, y también subterránea o de minas. Cada una de ellas tiene un grado diferente de mineralización.

Por magnitud de mineralización los ríos se pueden dividir en cuatro clases:

- | | | |
|-----------------------------|---|----------------------|
| 1. Pequeña mineralización | : | hasta 200 mg/lt. |
| 2. Mediana mineralización | : | de 200 a 500 mg/lt. |
| 3. Mineralización aumentada | : | de 500 a 1000 mg/lt. |
| 4. Alta mineralización | : | > 1000 mg/lt |

La mayoría de los ríos del globo terrestre tienen me
diana mineralización del agua. Ríos con mineralización al
ta se encuentran muy raramente.

Ejemplos: Río Columbia (EE.UU): 212 mg/lt
 Río Mississippi (New Orleans): 210 mg/lt.
 Río Amazonas (Obidos) : 37 mg/lt
 Río Paraná (Esteros): 90 mg/lt
 Río Mahaniddi (India Sur Oriental): 122 mg/lt.
 Río Nilo : 119 mg/lt.
 Río Pecos (Nuevo México EE.UU): 2384 mg/lt.

Es muy importante considerar que cuando el agua de un manantial (mineralización mediana) marcha hacia los la
gos y ríos cambia rápidamente de composición por mezclarse con aguas de precipitación, de superficie, y otras aguas subterráneas. Los cambios de composición del agua se encuentran especialmente en los ríos pequeños.

Los bicarbonatos, sulfatos y cloruros de Ca^{++} , Mg^{++} , Na^+ y SiO_2 son los componentes de mayor importancia. Un río cercano, el Amazonas, es un ejemplo típico de composición de aguas tropicales en los que predomina el carbonato de Calcio.

El río Pecos es un ejemplo de composición de agua flu
vial en las regiones áridas. Tiene gran salinidad y presenta un predominio de sulfatos y cloruros.

En lo que se refiere al agua subterránea, ésta es una solución de bicarbonatos, sulfatos y cloruros de los metales alcalinos y alcalinos terreos. La cantidad de só
lidos disueltos depende de varios factores: origen del

agua, composición de las rocas, y tiempo de contacto con el medio. Si se trata de aguas meteóricas es decir de origen atmosférico tendrán gran contenido de CO_2 , el cual es un poderoso agente meteorizante capaz de disgregar casi todos los minerales y formar nuevos compuestos a base de carbonatos, bicarbonatos y sulfatos de Na, K, Ca, Mg, silicatos alcalinos solubles, sílice libre, en verdadera solución o coloidal. El otro tipo, es decir las aguas congénitas contienen sustancias que se encontraban en disolución cuando se depositaron los lechos de sedimentos empapados en dichas agua.

El agua subterránea se ablanda por intercambio de bases, cuando entra en contacto con materias que dejan en libertad sodio o cambio de calcio.

Por otro lado las soluciones concentradas de $ClNa$ - pueden intercambiar sodio y magnesio con los minerales - que los han tomado previamente del agua dura.

En conclusión en las aguas subterráneas se encuentra una muy diversificada mineralización. Encontramos todos los tipos de gradaciones. Desde dulces hasta salmueras, con suma de iones desde decenas de mg/lt. hasta 650 g/lt.

En lo que se refiere al agua de pozos petrolíferos, que en el estudio presente pueden ser de utilidad, ésta ha sido encontrada en las capas portadoras de petróleo o en las adyacentes (acuíferos). El agua dulce es poco frecuente y, cuando existe se trata de agua superficial infiltrada. El agua salada es más común y por lo tanto de mayor importancia y están relacionadas con los yacimientos petrolíferos, tanto geológica como genéticamente. Se

trata sobre todo de aguas cloruradas formadas por reducción del CaSO_4 . Los componentes primarios comprenden NaCl , H_2S , y KCl en mayores proporciones y pequeñas cantidades de CaCl_2 y MgCl_2 . La cantidad de sulfatos y carbonatos es muy pequeña.

Aquí se presenta un ejemplo de la composición del agua de pozos petrolíferos de Bubu Andata en (ppm).

Cl^-	CO_3^{-2} 3	Ca^{++}	Mg^{++}	$(\text{Na}^+ + \text{K}^+)$
216.0	0.50	21.7	21.5	173.4
210.7	1.72	13.2	28.5	170.5
165.3	1.49	14.8	6.74	145.3
152.0	2.04	14.3	6.78	133.0
152.0	3.13	6.08	3.45	145.0
152.3	4.63	3.64	3.96	149.3
76.1	13.20	0.61	0.94	87.8
117.6	9.34	1.96	2.12	122.9
54.1	17.70	0.32	0.69	70.9

(Tomado de "Bases de la hidroquímica de O.A. Alquevín).

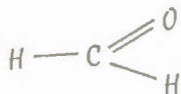
Por las razones expuestas, toda agua que se utiliza par procesos de disolución de polímeros en vista de recuperación de petróleo o para impedir invasiones, debe ser previamente tratada, determinando su contenido o las impurezas (sustancias minerales disueltas, gases disueltos, turbidez y sedimento, color y material orgánico, etc.).

Existen varias técnicas para ablandar el agua, por ejemplo: evaporación, destilación, precipitación, inter-

cambio iónico, secuestación. De las cuales es posible utilizar el intercambio iónico y la precipitación.

Además en el campo se utiliza filtros granulares de varios micrones para filtrar el agua antes de prepararse la solución de polímeros y luego al llegar a la bomba de inyección de acuerdo al diseño presentado. En la práctica se acostumbra a usar el cloruro de sodio de acuerdo a la composición o contenido de sales. Además, para evitar oxidaciones o alguna acción bacteriana también se utiliza formol. El formol es una disolución diluída de metanal.

La estructura molecular del formaldehído o metanal - es la siguiente:



4. BOMBAS

En las dos técnicas expuestas se utilizan bombas regulables ordinariamente de pistón. La bomba principal es alimentada por bombas secundarias para una mejor homogenización de la solución, evitando el paso de grumos.

La presión de funcionamiento no debe exceder los límites de seguridad, es decir el máximo permisible.

5. EQUIPOS DE REGULACION Y SEGURIDAD

La conducción y filtración de agua se regula por sistema de compuerta. Igualmente ocurre con la dosificación de

polímeros y aditivos. El bombeo de inyección se regula mediante manómetros de medición, controles y tuberías de seguridad. La dosis de polímeros se regula de acuerdo a normas que se disponen en los manuales de regulación y seguridad.

Además es necesario conocer que el tiempo de contacto polímero-agua, es decir, desde el momento de la preparación de la solución, hasta su inyección en la formación, debe ser suficiente para una completa disolución de las partículas sólidas, del polímero, pero no excede los límites de estabilidad de cada producto.

C A P I T U L O 5

PRUEBAS EXPERIMENTALES CON POLIMEROS

CAPITULO 5

PRUEBAS EXPERIMENTALES CON POLIMEROS

1. INTRODUCCION

Para realizar estos tipos de ensayos experimentales son indispensables conocimientos de física, matemáticas, química, mecánica de fluidos, etc. y por supuesto los alcances teóricos sobre el tema que se desea experimentar.

En el campo de la investigación, sobre un mismo tópico pueden existir infinidad de ensayos realizados y sin embargo, diferir en las conclusiones, debido a que los resultados aún para un mismo investigador no cumplen exactamente con lo que teóricamente debe esperarse.

La constancia y la fé son las armas fundamentales que todo él que desee investigar debe poseer, el escudo para el éxito es la repetición.

Las condiciones de laboratorio que puedan disponerse ayudan a obtener mejores resultados, pero cuando no se dispone de ello, aumenta el beneficio intelectual porque la falta de condiciones ayudan a determinar cuantitativamente como varían ciertos resultados debido a alteraciones sufridas durante las pruebas; además, sirven de bosquejo para posteriormente realizar pruebas con mayor precisión y diseñar equipos apropiadamente en base a las experiencias preliminares adquiridas.

Evidentemente las condiciones de laboratorio exigidas para este tipo de pruebas no existen en nuestro medio por esta razón los equipos han sido diseñados provisional

mente atendiendo a las condiciones disponibles.

2. FUNDAMENTO DE LAS PRUEBAS EXPERIMENTALES

Considerando la ecuación de flujo lineal de Darcy:

$$Q = \frac{K A \Delta P}{\mu L} \quad (1)$$

Se obtiene:

$$\frac{K}{\mu} = \frac{Q L}{\Delta P A} \quad (2)$$

Además:

$$R_k = \frac{\lambda w_i}{\lambda w_f} \quad (\text{Cap. 2}) \quad (3)$$

$$\lambda w_i = \left. \frac{Kw}{\mu w} \right|_i \quad (\text{movilidad inicial del agua antes de que fluyan los polímeros})$$

$$\lambda w_f = \left. \frac{Kw}{w_f} \right|_f \quad (\text{movilidad final del agua después de haber fluído los polímeros})$$

Entonces:

$$R_k = \frac{\lambda w_i}{\lambda w_f} = \frac{\frac{Q_{w_i} \times L}{A \times \Delta P w_i}}{\frac{Q_{w_f} \times L}{A \times \Delta P w_f}} \quad (4)$$

Asumiendo que las dimensiones del medio poroso ensayado, o sea el área (A) y la longitud (L) son los mismos en am

bos casos, y manteniendo ΔP constante, la ecuación (4) queda reducida a la siguiente expresión.

$$R_k = \frac{Q_{wi}}{Q_{w'f}} \quad (5)$$

Por lo tanto en las pruebas experimentales realizadas se han efectuado mediciones de las tasas de flujo a través de un medio poroso dado, antes y después del paso de las soluciones de polímeros.

3. EQUIPO UTILIZADO

Los principales equipos usados son los siguientes:

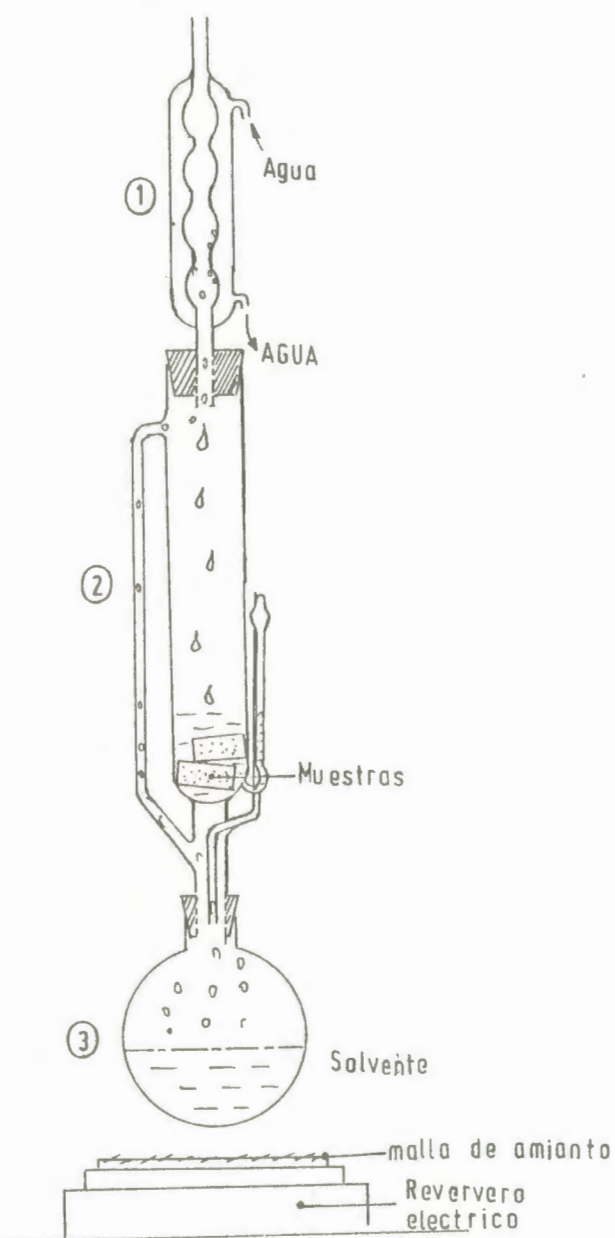
- Extractor Soxhlet
- Viscosímetro de Brookfield
- Dispositivo de Pruebas

3.1. Extractor Soxhlet

Este equipo sirve para el lavado de las muestras de arena seca. El principio de funcionamiento se basa en que el solvente utilizado efectúa un circuito a través de todas las secciones del equipo. Consta de tres secciones (Fig. 1)

1. Cámara de condensación: sirve para condensar los vapores del solvente utilizado para el lavado. Se debe usar un dispositivo de seguridad sobre el terminal superior de la cámara para detectar algún exceso de presión interna. En caso de no disponer de este dispositivo se puede detectar el mismo efecto observando que la condensación no exceda de las secciones inferiores de esta cámara.

FIGURA 1

EXTRACTOR
SOXHLET

para.

2. Cámara de reflujo: Esta sección consta de un tubo portamuestras y dispone de conductos, uno para la entrada del solvente en estado de vapor y otro para la salida en estado líquido. El vapor del solvente asciende hasta la cámara de condensación desde donde cae y se deposita sobre las muestras hasta que alcanza un nivel igual a la máxima altura del conducto de salida, es decir que vence la presión capilar y todo el líquido es expulsado hacia donde inicialmente se hallaba depositado.
3. Depósito del solvente: se trata de un balón de vidrio con una boca que conecta a los distintos conductos de la cámara de reflujo.

3.2. Viscosímetro de BROOKFIELD

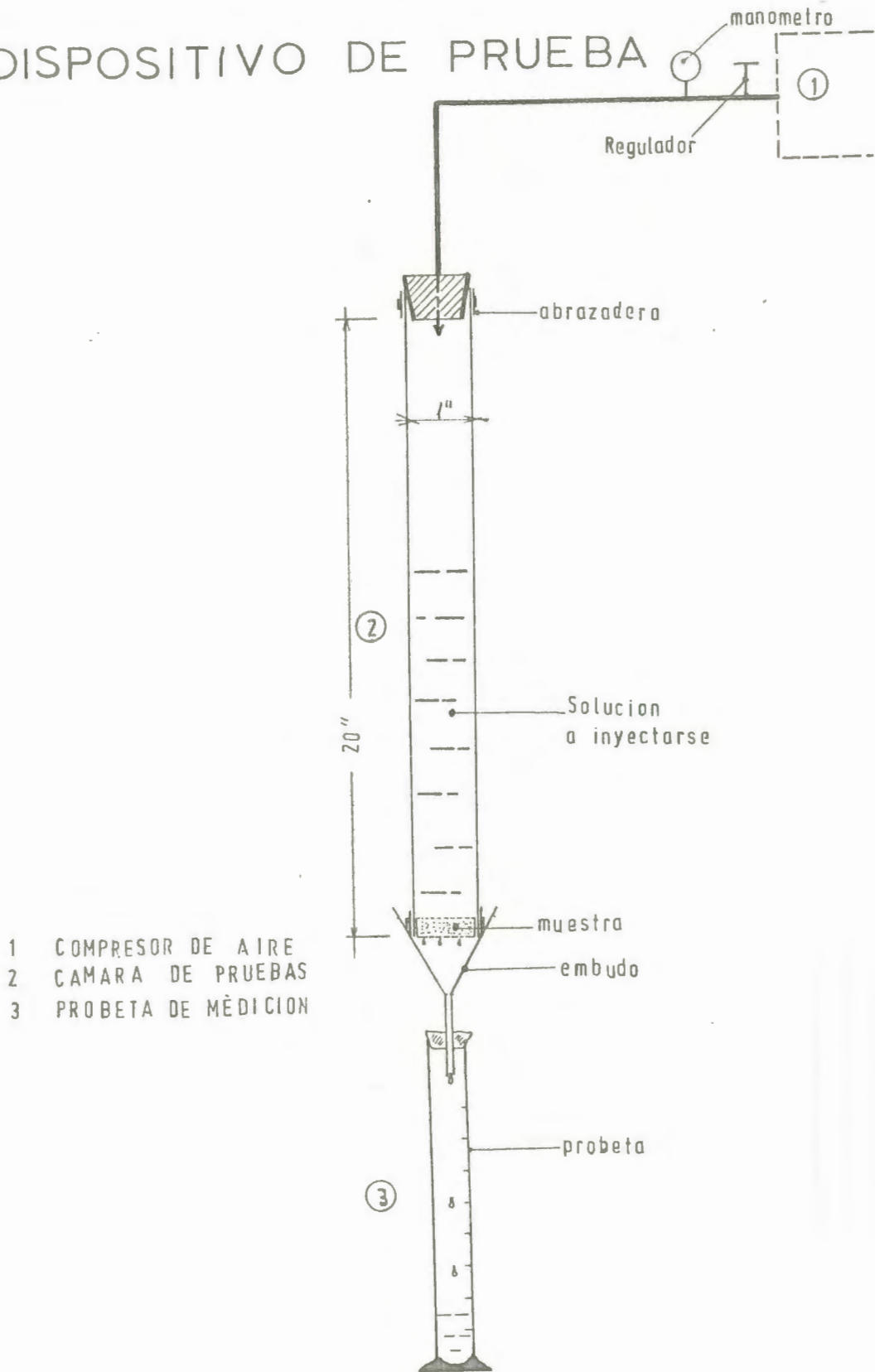
Es preferible utilizar este tipo de viscosímetro, ya que es apropiado para efectuar mediciones de viscosidad de flujos no newtonianos.

El aparato dispone de velocidades desde 0.5 rpm. hasta 100 rpm y de varios discos rotativos "SLIDER" que se utilizan de acuerdo al rango de viscosidades.

Para tomar mediciones de viscosidad el aparato dispone de un disco graduado donde se efectúan las lecturas, y se traducen a valores de viscosidad en cp mediante el uso de una tabla de conversión.

3.3. Dispositivo de Pruebas (Fig. 2)

DISPOSITIVO DE PRUEBA



- 1 COMPRESOR DE AIRE
- 2 CAMARA DE PRUEBAS
- 3 PROBETA DE MEDICION

Consta de: Alimentador de Presión
 Cámara de Pruebas
 Recipiente graduado de recolección

1. Alimentador de Presión: se utiliza un compresor de aire el cual sirve para ejercer la presión deseada en la cámara de pruebas. Es más conveniente usar la presión de un gas insoluble en agua, como p.ej. nitrógeno, helio, etc. ya que en el caso del aire, éste contiene CO_2 que es soluble en solución acuosa y puede alterar las propiedades del fluido y del medio poroso analizados.
2. Cámara de Prueba: se trata de un tubo de plástico con las dimensiones anotadas en la fig. 2, sirve para depositar el fluido que va a ser desplazado. En la parte inferior se coloca y se sella herméticamente la muestra del medio poroso que se va a ensayar. La parte superior dispone de una conexión para recibir la presión ejercida por el alimentador.
3. Recipiente graduado de recolección: para el presente trabajo se usó una probeta graduada de vidrio. Sirve para medir el volumen recolectado del fluido que ha pasado a través de la muestra. Se debe disponer de un embudo colocado sobre la probeta de tal forma que las gotas recogidas se despositen verticalmente.
4. Cronómetro: Instrumento que sirve para efectuar las mediciones de tiempo.

4. MATERIAL

4.1. Medio poroso

Las muestras ensayadas son núcleos de arenisca consolidada

da "BEREA", comunmente utilizada en laboratorios de investigación y cuyas características son las siguientes:

- Análisis químico

Sílice	93.13%
Alúmina	3.86%
Oxido férrico	0.11%
Oxido ferroso	0.54%
Oxido de Magnesio	0.25%
Oxido de calcio	0.10%

- Gravedad específica	2.14
- Adsorción	6 µg/g
- Permeabilidad	160 md a 500 md
- Porosidad	20%
- Longitud	1 pulg.
- Diámetro	1 pulg.

Suministrados por A.W. Thompson
Vice-President. Sales Traffic
CLEVELAND QUARRIES CO.

4.2. Polímeros

Los polímeros utilizados para preparar las soluciones son gránulos de poliacrilamida con una relación carboxil/amidónica a 0.25. Se trata de tres tipos de floculantes

aniónicos a saber: SUPERFLOC A-100

SUPERFLOC A-110

SUPERFLOC A-120

Suministrados por A. Day
Manager, Mining Chemical Research

and Technical Service
CYANAMID INTERNATIONAL

5. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

Mediante el dispositivo de pruebas se efectúan mediciones del volumen recuperado cuando fluyen soluciones ensayadas a través de las muestras de areniscas.

5.1. Preparación del material

5.1.1. Muestras: núcleos de arenisca consolidada

Para la preparación de las muestras se siguen los siguientes pasos:

- Esterilización completa del equipo de lavado.

Todas las secciones e instrumentos de vidrio deben ser esterilizados mediante el uso de una solución sulfocrómica. Luego deben ser puestos en el secador a una temperatura de 110°C.

- Lavado de las muestras: Se instala el extractor Soxhlet con las muestras a lavarse. Se coloca el solvente de lavado, benceno (C_6H_6), y se suministra suficiente temperatura mediante un reverbero. Como precaución es conveniente dejar un espacio libre entre el reverbero y balón que contiene el solvente.

El benceno al llegar a la temperatura de ebullición asciende en estado de vapor por la boca del balón, pasa a través del conducto de entrada a la cámara de reflujo y

llega hasta la cámara de condensación donde sufre un brusco descenso de temperatura y desciende depositándose sobre las muestras. En esta sección el líquido se acumula hasta que la presión capilar en el conducto de salida es suficiente para expulsar el líquido hacia la sección inferior, y así se repite el proceso durante varias horas. Cada muestra es lavada ocho horas aproximadamente.

- Secado: las muestras deben ser secadas, durante me dio día a una temperatura de 110°C .
- Finalmente se deben sellar en el extremo inferior de la cámara de prueba. Como material sellante se usó Epoxy Resin.

5.1.2. Solución de cloruro de sodio (2% ClNa)

Pesar 20 g de ClNa previamente secado.

Colocar 1000 cc de agua destilada en un recipiente de vidrio.

Colocar los 20 g de ClNa sobre el agua destilada.

Agitar durante varios minutos.

Filtrar varias veces en un papel filtro # 6

5.1.3. Soluciones de polímeros

- a) Titulación de soluciones de polímeros ^{en} solución de ClNa 2%.

Concentración: 500 ppm

Pesar 0.5 g. en una balanza de precisión.

Colocar 1000 cc de la solución de ClNa 2% en un Beaker

de 1000 cc.

Agitar hasta hacer un remolino

Colocar los 0.5 g. del floculante

Continuar agitando durante unos 60 a 90 minutos.

b. Filtración

Cada una de las soluciones debe ser completamente lim-pida y libre de grumos, para ello se debe efectuar algunas filtraciones. Usar papel filtro # 3 para las de 500 ppm y # 1 para las de 1500 ppm.

c. Almacenamiento

La poliacrilamida en solución no es estable indefi-nidamente, alguna alteración en la densidad de carga puede tener lugar durante un cierto período de tiempo resultando una variación en la movilidad lo cual pue-de afectar su rendimiento, aunque este cambio es menos sensible en polímeros aniónicos.

5.2. Descripción de una prueba

En cada una de las pruebas se usó una muestra de arenis-ca de las características citadas anteriormente, pero de una menor longitud (Aprox. 0.25 pulg.).

Cada prueba se compone de tres ensayos:

1. Flujo de solución de cloruro de sodio
2. Flujo de solución de polímeros.
3. Flujo de solución de cloruro de sodio

1. Flujo de solución de cloruro de sodio

Depositar en la cámara de prueba unos 150 cc de cloruro de sodio, luego aplicar la presión del aire del compresor y mediante el regulador de presión mantener ΔP constante.

Efectuar las mediciones de los volúmenes recuperados de esta solución que se depositan en la probeta de medición, en función del tiempo

2. Flujo de solución de polímeros

Depositar en la cámara de pruebas un volumen de solución de polímeros igual al del cloruro de sodio, aplicar igual presión que en el caso anterior. Efectuar - el mayor número de mediciones posibles debido a que - el comportamiento de este tipo de soluciones no es lineal.

3. Flujo de solución de cloruro de sodio

En esta etapa de la prueba es necesario tomar lecturas cada cierto intervalo de tiempo para poder obser-
var las variaciones de la movilidad como un efecto producido por la adsorción de los polímeros al medio po-
roso.

5.3. Pruebas realizadas

Las pruebas efectuadas con las soluciones de polímeros a través de las muestras se exponen en el cuadro siguiente:

CUADRO 1

Prueba	Permeabilidad de la muestra (md)	Polímero	Concentración (ppm)
1	500	A-120	1500
2	500	A-120	500
3	250	A-100	500
4	250	A-110	500
5	400	A-100	500
6	400	A-110	1500
7	160	A-100	1500
8	160	A-100	500

6. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Al final de este estudio se hallan los resultados - obtenidos mediante las pruebas realizadas (cuadro 1) dis-puestos de la siguiente forma:

Las tablas I a VIII muestran para cada una de las pruebas los volúmenes recuperados (cc) de ClNa 2% y polímero en función del tiempo (min).

En base a estas tablas se construyen las figuras 1 a 8, y en las cuales se observan las curvas siguientes:

La Curva 1 fue obtenida a partir del flujo inicial de solamente ClNa 2%. En todas las pruebas es una línea recta porque esta sal en solución tiene un comportamiento new-toniano.

La curva P se obtuvo cuando se hizo fluir las soluciones

de polímeros en cada muestra, y expresa un comportamiento no-newtoniano. A medida que transcurre la inyección, la tasa de flujo de polímeros disminuye y esto se puede apreciar en las figuras 12 - 13 - 14 y 15 correspondientes a la variación de la reducción de movilidad agua-polímero "R", en donde se observa que a medida que avanza la inyección, R aumenta.

Las curvas 2, 3, 4, etc. fueron obtenidas fluyendo nuevamente Cl Na 2%, después de haber pasado la solución de polímeros. Todas ellas tienen un comportamiento casi lineal y tienden a acercarse a la posición inicial de la curva 1, pero sin conseguirlo aún después de haber pasado varios volúmenes porosos del ClNa 2% a través de las muestras. Estas se construyen con los valores de la tercera columna de cada una de estas tablas. En estas columnas se encuentran grupos de valores separados por un valor de solución de ClNa 2% expresado en volúmenes porosos (1 VP = 0.5 cc). Cada grupo de valores sirve para graficar cada curva en su orden.

Posteriormente en la tabla IX, se hallan los valores de viscosidades de las soluciones de polímeros en función de la velocidad. Con estos valores se construye la fig. 9.

7. ANALISIS DE LOS RESULTADOS

De acuerdo a los resultados esbozados en tablas y figuras citadas en el numeral anterior, se analizan los siguientes puntos principales:

- Concentración de la solución de polímero:

Este factor influye enormemente en la disminución de la movilidad del agua (ClNa 2%). En cada una de las pruebas las concentraciones de 1500 ppm alcanzan valores más altos de reducciones de movilidad (Fig. 12-15) y permeabilidad. La razón puede atribuirse esencialmente a la mayor viscosidad de las soluciones más concentradas (Fig. 9).

- Permeabilidad de las muestras

Es importante porque principalmente a altos valores de permeabilidad (> 1 Darcy), disminuye la capacidad de adsorción debido a que el tamaño de los canales porosos es mayor y disminuye la posibilidad de un entrapamiento de las moléculas del polímero.

En conclusión, en el presente capítulo experimental, la solución de polímeros más eficiente ha sido la de mayor carga aniónica (superfloc A-120), y el más elevado rendimiento ha sido en un medio de 250 md.

C A P I T U L O 6

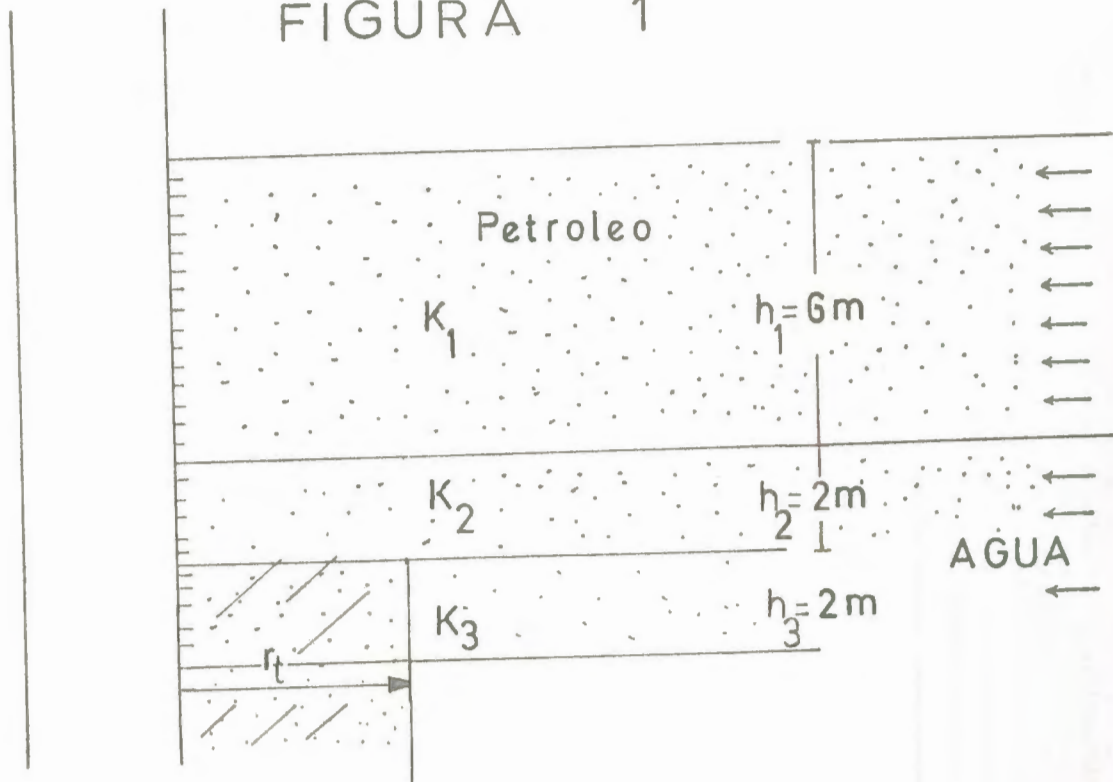
EJEMPLOS PRACTICOS

EJEMPLO # 1

INTRODUCCION

El presente ejemplo es un trabajo realizado sobre una formación estratificada con empuje lateral, cuya producción de petróleo es afectada por un rápido crecimiento de la relación agua petróleo, debido a la presencia de agua en estratos muy permeables.

FIGURA 1



1. INFORMACION

- h_1 = Espesor de la zona de petróleo: 6 m
 k_1 = Permeabilidad a lo largo de h_1 : 100 md
 h_2 = Espesor de la zona de agua: 2 m
 k_2 = Permeabilidad a lo largo de h_2 : 1 md
 h_3 = Espesor de la zona de agua: 2 m.
 k_3 = Permeabilidad a lo largo de h_3 = 1000 md
 ϕ : Porosidad = 0.15
 μ_o : Viscosidad del petróleo = 1.40 cp.
 μ_w : Viscosidad del agua = 0.50 cp.
 r_e : radio de alimentación = 200 m.
 r_p : radio del pozo = 10 cm.
 r_t : radio del tapón de polímeros = 10 m.

Presión del Yacimiento 250 atm

Sin tratamientos:

S_{wr} = Saturación residual de agua = 0.20

S_{or} = Saturación residual de petróleo = 0.20

K_{ro} a S_{wr} = Permeabilidad relativa al petróleo = 0.70

K_{rw} a S_{or} = Permeabilidad relativa al agua = 0.45

Condiciones

+ Formación estratificada con alimentación lateral

+ $K_3 \gg K_1$

+ ΔP : Caída de presión al pozo = constante

+ Polímero utilizado "pusher 700"

c = concentración = 1600 ppm.

2. CASOS

Se han efectuado tres casos, cuyos resultados se hallan -
graficados y se pueden apreciar los efectos producidos -
cuando ocurre un tratamiento con soluciones de polímeros.

Caso 1. Sin tratamiento $\Delta P = 4 \text{ atm.}$

Caso 2. Después de la inyección de polímeros $\Delta P = 4 \text{ atm.}$

Caso 3. Después de la inyección de polímeros $\Delta P = 12 \text{ atm.}$

Cantidad de polímero utilizado.

El tapón de polímeros es inyectado en el estrato de mayor permeabilidad invadido por el agua a lo largo de un espesor " h_t " de 4 m. (por seguridad).

Considerando:

V_i = Volumen de solución de polímeros a ser inyectado (m^3)

P_p = Peso del polímero en polvo (Kg)

$V_i = \phi \Pi (r_t)^2 \cdot h_t \cdot (1 - S_{or})$

$V_i = 0.15 \Pi (10)^2 \cdot 4 \cdot (1 - 0.2)$

$V_i = 151 \text{ m}^3$

$P_p = c \cdot V_i = 1.6 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 151 \text{ m}^3 = 242 \text{ Kg.}$

Desarrollo:

En este trabajo se hace resaltar dos hechos muy importantes:

1. Una selección del estrato a ser tratado, es decir donde

se debe inyectar.

2. La gran diferencia de permeabilidad entre el estrato tratado y el vecino.

La inyección de la solución de polímeros refleja su efecto en la variación producida en las curvas de permeabilidades relativas tal como se muestra en la Fig. 2.

De las curvas de permeabilidades relativas de la figura 2, se puede hacer el siguiente análisis:

Considerando:

R_w = Reducción de permeabilidades al agua

R_o = Reducción de permeabilidades al petróleo

K_{rwi} = Permeabilidad relativa al agua a Sor (sin tratamiento).

K_{rwf} = Permeabilidad relativa al agua a Sor (Después del tratamiento).

$$R_w = \frac{K_{rwi}}{K_{rwf}} = \frac{0.45}{0.018} = 25$$

$$R_o = \frac{K_{roi}}{K_{rof}} = \frac{0.70}{0.48} = 1.50$$

El valor de $R_w = 25$ indica que la permeabilidad relativa al agua ha sido reducida a un valor mínimo; mientras que $R_o = 1.5$ indica que la permeabilidad relativa al aceite no ha sufrido una reducción considerable. Este efecto puede ser apreciado en la figura 3.

La figura 3 indica claramente que la RAP ha sido reducida

FIGURA 2

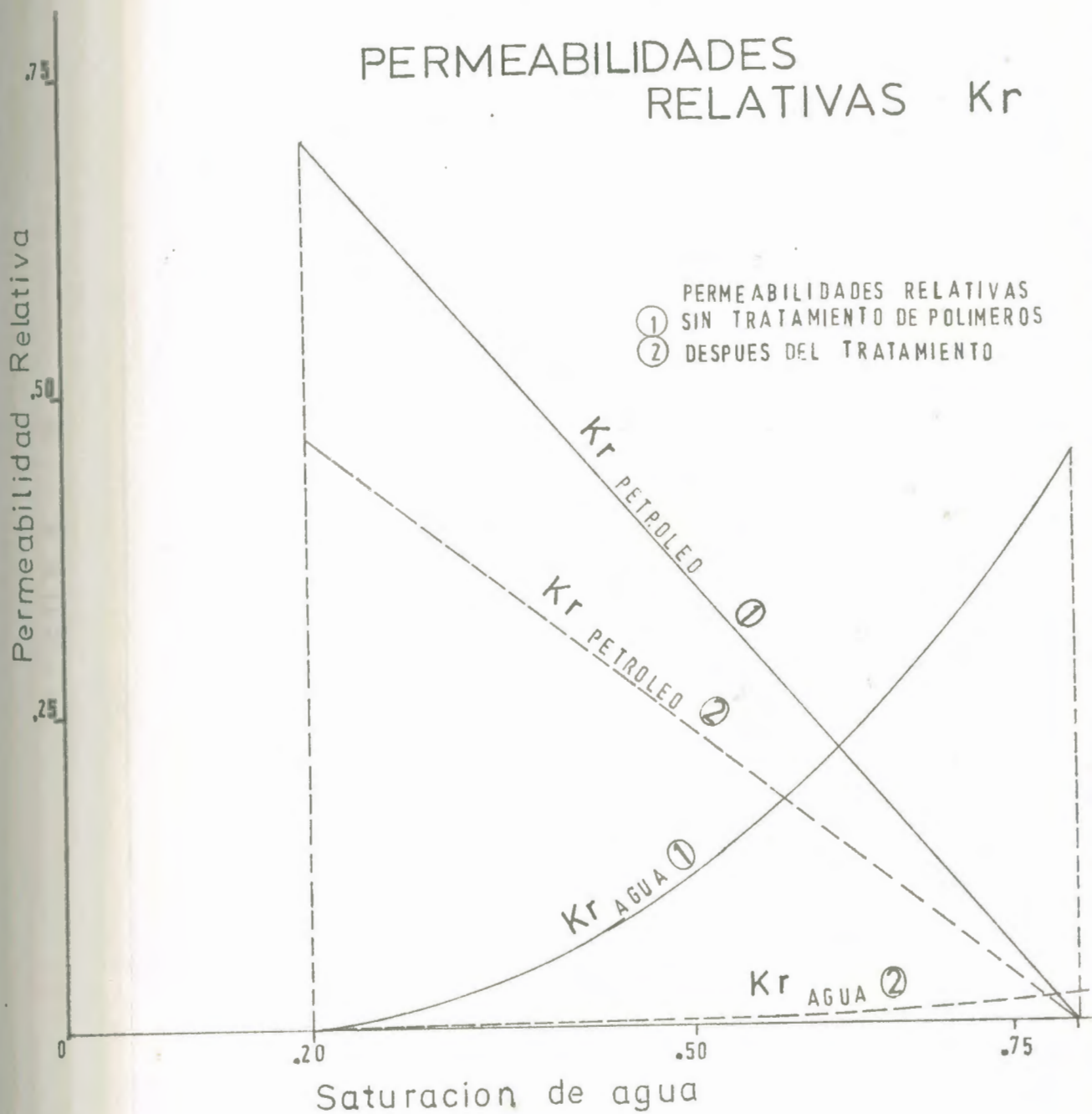
PERMEABILIDADES
RELATIVAS K_r 

FIGURA 3

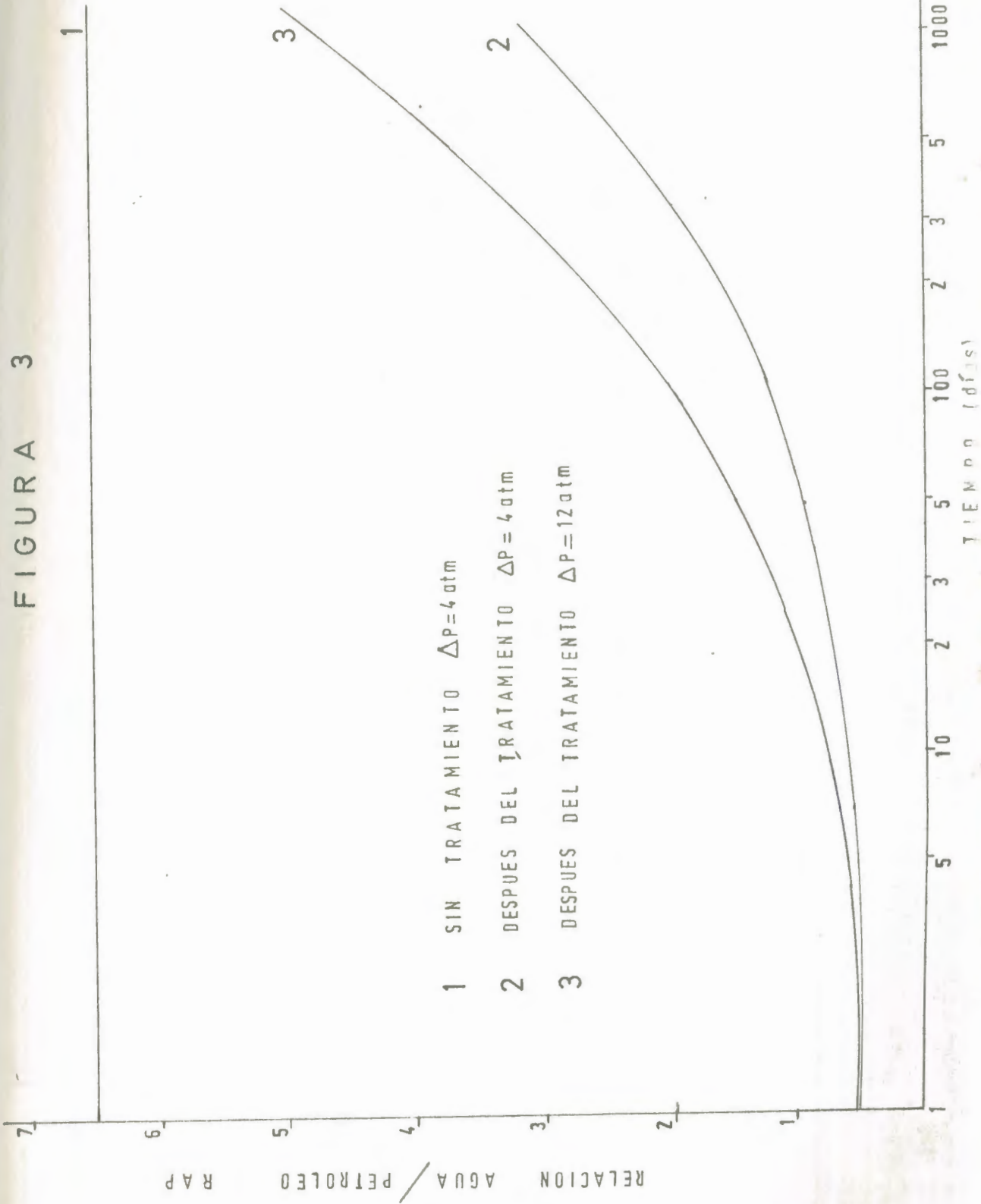
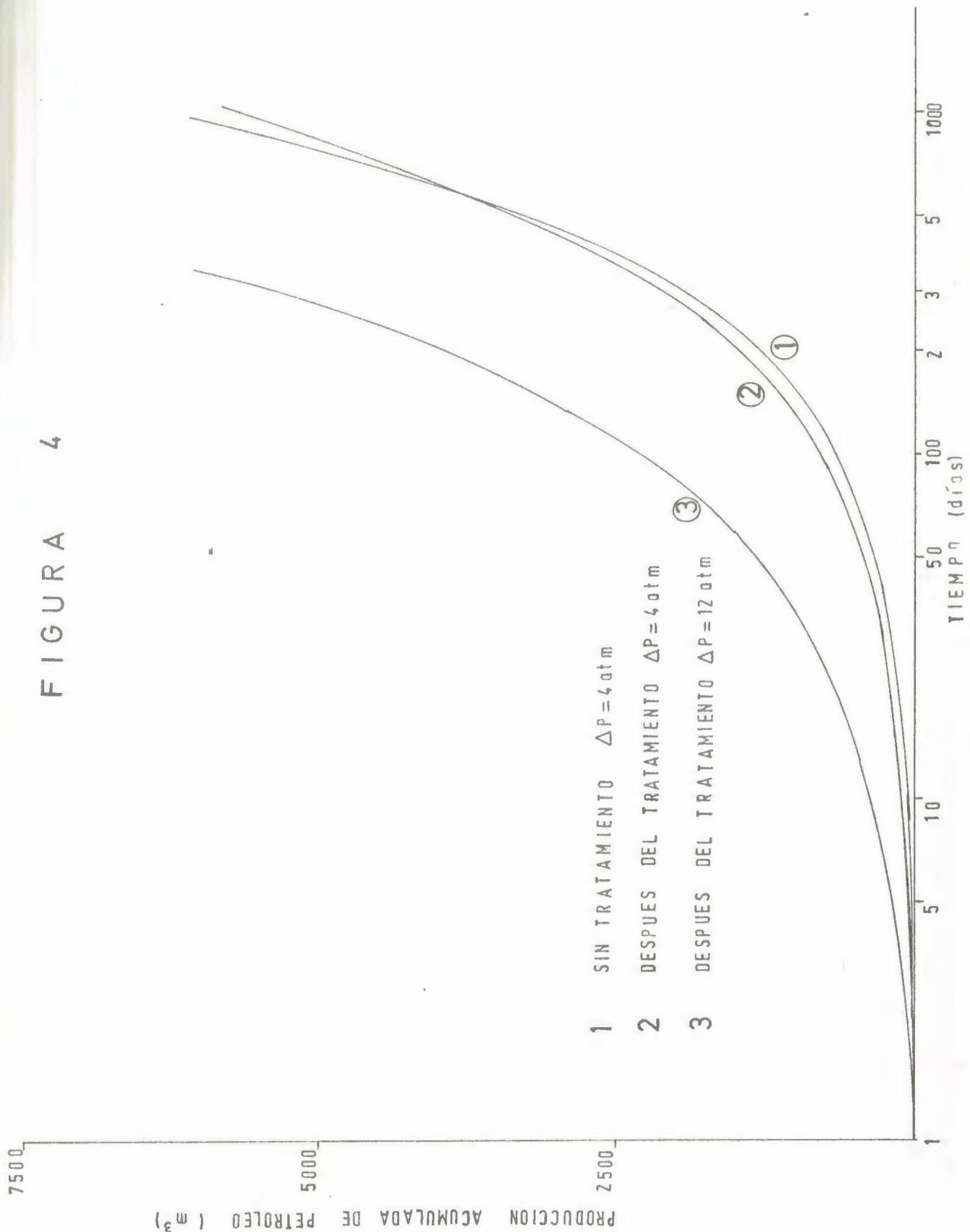


FIGURA 4



cida para los casos en que se han efectuado tratamientos con polímeros, siendo más reducida en el caso en que ΔP es menor, debido a que la solución de polímeros puede ser retenida en el medio poroso con mayor facilidad. Sin embargo, este efecto puede ser negativo debido a que también el petróleo sufre estas consecuencias y ΔP no sea suficientemente favorable para un aumento en la producción. Tales efectos se visualizan en la figura 4.

Conclusiones

En este trabajo queda demostrado cuantitativamente la importancia de los efectos producidos por la inyección de una solución de polímeros en la recuperación de petróleo. - Las condiciones de estratificación favorecen enormemente la eficiencia del trabajo, porque se puede seleccionar donde se debe colocar el tapón no para impedir totalmente la entrada de agua, ya que se necesitaría un volumen muy elevado, o se puede correr riesgos de tapar definitivamente la formación, o el agua podría invadir zonas de petróleo, sino para solamente reducir la movilidad al agua de tal forma que su producción se encuentre dentro de los límites comerciales.

EJEMPLO # 2

Este es un trabajo de una inyección de soluciones de polímeros a un medio poroso, considerando flujo unidimensional. A base de la información dada y curvas presentadas calcular:

a) El incremento en la producción de petróleo comparado con

una inyección de agua.

b) La cantidad de polímero utilizado.

c) Ventaja económica del proyecto.

1. INFORMACION

- Del Yacimiento:

L : Longitud = 200 pies

a : Ancho = 10 pies

h : Altura = 10 pies

ϕ : Porosidad = 0.30

K : Permeabilidad absoluta = 1 darcy

K_{ro} a S_{wr} : Permeabilidad relativa al aceite = 0.90

K_{rw} a S_{or} : Permeabilidad relativa al agua = 0.30

S_{oi} : Saturación inicial de Petróleo = 0.75

S_{wc} : Saturación residual de agua = 0.25

S_{or} : Saturación residual de petróleo = 0.22

- De los fluidos

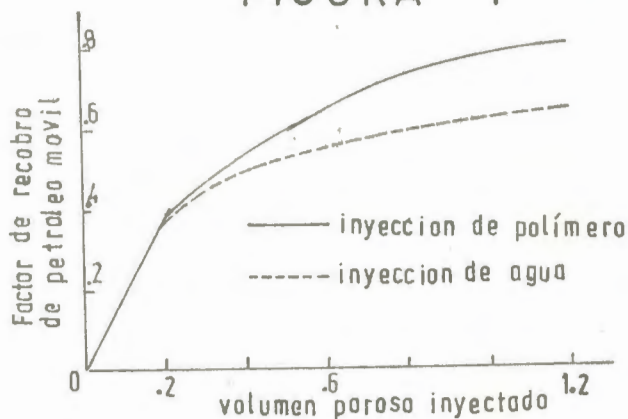
μ_o : viscosidad del petróleo = 20 cp.

μ_w : viscosidad del agua = 0.64 cp.

μ_p : viscosidad del polímero = 2.9 cp.

c : concentración = 300 ppm (Pusher 700)

FIGURA 1



Por simulación matemática efectuada en este modelo se conoce que debido a la adsorción el rompimiento del frente ocurre cuando se ha inyectado 0.85 Volumen porosos de solución de polímeros en lugar de 0.78 VP que se

produciría si solo fuese una inyección de agua, es decir considerando que la $S_{or} = 0.22$.

Por lo tanto parte del petróleo residual ha sido re movido.

2. CALCULOS

- Incremento en la producción de petróleo

Sea: V_p = Volumen poroso

V_{oi} = Volumen inicial de petróleo

V_{om} = Volumen móvil de petróleo

V_{omp} = Volumen móvil de petróleo mediante la inyección de polímeros.

FR = Factor de recobro (%) - fig. # 1

S_{orp} = Saturación residual de aceite mediante la inyección de polímeros.

$$V_p = \phi L \cdot a \cdot h = 0.30 \times 200 \times 10 \times 10 = 6.000 \text{ pie}^3$$

$$V_p = 6000 \text{ pie}^3 / 5.62 = 1.069 \text{ barriles}$$

$$V_{oi} = V_p \cdot S_{oi} = 1069 \times 0.75 = 778.7 \text{ barriles}$$

$$V_{om} = V_p (S_{oi} - S_{or}) = 1069 (0.75 - 0.22) = 544 \text{ barriles}$$

$$V_{omp} = V_p (S_{oi} - S_{orp}) = 1069 (0.75 - 0.15) = 643 \text{ barriles}$$

$$V_{or} = FR \cdot V_{om}$$

V_{or} = Volumen recuperable de petróleo mediante la inyección de agua.

V_{orp} = Volumen recuperable de petróleo mediante la inyección de polímeros.

De la figura 1 se tiene al momento de la ruptura:

$$FR_p = 0.76 \text{ para } 0.85 \text{ VP (inyección de polímeros)}$$

$$FR = 0.60 \text{ para } 0.85 \text{ VP (inyección de agua)}$$

$$Vor_p = FR_p \cdot Vom_p = 0.76 \times 643 = 489 \text{ barriles}$$

$$Vor = FR \cdot Vom = 0.60 \times 544 = 326 \text{ barriles}$$

$$\Delta \text{petróleo} = Vor_p - Vor = 489 - 326 = 163 \text{ barriles}$$

Cuando se ha inyectado 1.2 VP se obtienen resultados como los expuestos en esta tabla 1.

TABLA 1

Fluido inyectado	FR	VP inyectado	Vom	Sor	Vor	Δoil
Solución polímeros	0.76	0.85	643	0.15	489	
agua	0.60	0.85	544	0.22	326	163
Solución polímeros	0.81	1.20	643	0.15	521	
Agua	0.64	1.20	544	0.22	348	173

- Cantidad utilizada de polímeros

Durante todo el proceso se ha utilizado 0.2 VP de solución de polímeros.

En 0.2 VP de solución de polímeros se tiene:

$$V_{\text{soluc.}} = 0.2 \text{ VP} = 0.2 \phi \text{ L a h}$$

$$= 0.2 \times 0.3 \times 200 \times 10 \times 10/5.62 = 213.8 \text{ barriles}$$

$$\text{Peso del polímero: } C \cdot V \text{ solución} = 0.3 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times \frac{213.8}{6.27} \text{ m}^3 =$$

10.25 Kg.

- Ventaja Económica

A pesar de considerar flujo unidimensional es evidente que las ventajas en el aspecto económico son favorables considerando que solo se ha necesitado 10 kg de polímeros para producir un incremento en la producción de petróleo de aproximadamente 170 barriles. El ahorro de tiempo, y el tener que realizar procesos de separación de agua en superficie.

EJEMPLO # 3

INTRODUCCION.- Se trata de una operación en superficie utilizando un equipo "Normal" (Cap. 4), destinado a la inyección de un tapón de soluciones de polímeros en un yacimiento de gas para impedir una invasión de agua.

1. INFORMACION

- Yacimiento

Tipo de formación: arena arcillosa

Profundidad: 1100 m.

h : Espesor perforado de la capa de gas = 5 m.

ϕ : Porosidad = 0.23

K : Permeabilidad = 3 darcys

Pe: Presión promedia del yacimiento = 120 atm.

- Pozo

Tubería de producción 5 1/2"

Tubería de revestimiento 7"

- Inyección

Polímero : Pusher 700

c: concentración : 1600 ppm

r_t : radio del tapón : 6 m

q_t : tasa de inyección: 7.5 m³/n

: número de ciclos para una completa homogenización: 3

q_c : tasa de la bomba de homogenización 0.5 m³/min

Equipo: "Normal" fig. 4-4 Capítulo 4

2. Cálculos

a) Cantidades usadas

- Polímero Pusher 700

El tapón de solución de polímeros ha sido inyectado a todo lo largo del espesor perforado.

V_i : Volumen de solución de polímeros a ser inyectado (m³).

P_p : Peso del polímero en polvo (Kg)

V_i : $\phi \Pi r_t^2 h$

V_i : $0.23 \times 3.1416 (6)^2 \times 5$

V_i : 130 m³

P_p : $C \cdot V_i = 1.6 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \times 130 \text{ m}^3 = 208 \text{ Kg}$ (aprox. 4 sacos de 50 Kg. de Pol. en polvo)

- Agua

El agua disponible es del río Reims que tiene una mineralización promedio de 280 mg/lt.

$$280 \text{ mg/lt.} = 280 \text{ ppm}$$

La salinidad requerida es función de la magnitud de la mineralización del agua del yacimiento.

Asumiendo que el agua del yacimiento posee una mineralización de 10000 ppm., la cantidad de sal necesaria será:

$$\Delta C = C_{\text{agua subterránea}} - C_{\text{agua de río}}$$

$$\Delta C = 10000 \text{ ppm} - 280 \text{ ppm} = 9720 \text{ ppm.}$$

$$\Delta C \times V_i = \text{Peso de sal necesaria}$$

$$9.72 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \times 130 \text{ m}^3 = 1263.6 \text{ Kg de sal}$$

- Metanal

Como bactericida y antioxidante se usa el formol. La concentración requerida es de 200 ppm de una solución al 37%, lo que en peso significa.

$$200 \text{ ppm} = 0.2 \text{ Kg/m}^3$$

$$0.2 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \times 130 \text{ m}^3 = 26 \text{ Kg. de metanal}$$

Pero, como lo que se dispone es una solución, entonces -

el volumen necesario de esta solución será:

$$\frac{26 \text{ Kg}}{0.37 \frac{\text{Kg}}{\text{lt}}} = 70.3 \text{ litros de formol}$$

b) Tiempo

Debido a que la tasa de entrada del agua es de $0.5 \text{ m}^3/\text{min}$. por cada tanque de 4 m^3 se necesita 8 minutos. Este tiempo se contabiliza en una sola ocasión ya que se dispone de dos tanques, mientras el uno se utiliza, el otro se llena. Para preparación de 1 m^3 de solución de polímeros se emplea el siguiente tiempo:

El polímero en polvo y el agua con aditivos ingresan a tasas prefijadas para mantener una concentración de 1600 ppm.

Dosificador: $320 \frac{\text{g}}{\text{min}}$ de polímero en polvo

Tubería de agua al mezclador: $0.2 \frac{\text{m}^3}{\text{min}}$

De tal forma que por cada metro cúbico se necesita cinco minutos. Cada metro cúbico para su perfecta homogenización es recirculado 3 veces mediante la bomba de homogenización (tasa = $0.5 \frac{\text{m}^3}{\text{min}}$), por lo tanto será necesario 6 minutos en total para esta finalidad.

Es decir que sumando ambos tiempos tendremos 11 minutos por m^3 de solución.

El tiempo total para la preparación de los 130 m^3 :

$$11 \frac{\text{min}}{\text{m}^3} \times 130 \text{ m}^3 + 8 \text{ min.} = 1438 \text{ minutos} = 24 \text{ horas}$$

3. BOMBEO

Las bombas utilizadas, tanto las de circulación como las de inyección, deben ser de tasa variable, preferentemente de pistón. Así mismo la presión de funcionamiento - debe ser compatible con las normas de seguridad sobre los pozos. Además debe tomarse en cuenta que en casos de necesidad se debe disponer de un circuito directo de alimentación de agua a modo de "BY PASS" en las instalaciones de polímeros.

Evidentemente para un funcionamiento eficaz se debe disponer de equipos de regulación y seguridad sobre el campo de manera que todas las funciones sean aseguradas.

CAPITULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

En base de los resultados obtenidos en éste estudio, se exponen las siguientes conclusiones:

1. Las reducciones de movilidades y permeabilidades al agua dependen de la concentración y la viscosidad de las soluciones de polímero, de la tasa de flujo y la presión empleada.
2. Las reducciones de movilidades "R" son cuantitativamente mayores que las reducciones de permeabilidades al agua "R_k".
3. El comportamiento de las soluciones de polímeros en un medio poroso de permeabilidad entre 160 md y 500 md es eficiente para reducir la movilidad del agua.
4. El valor de R_k decrece a medida que se inyecta mayor cantidad de agua.
5. Este método sirve de estimulación a la recuperación de petróleo, porque al disminuir la movilidad del agua, se incrementa la relación de movilidades petróleo-agua, considerando que la movilidad del petróleo no es influenciada mayormente.
6. SUPERFLOC-A es un producto que cumple con las finalidades de éste estudio.

RECOMENDACIONES

Espero que éste estudio investigativo contribuya como incentivo para que los nuevos profesionales se preocupen por crear nuevas técnicas de investigación que verifiquen o corrijan las conclusiones expuestas.

Queda un amplio campo por ser investigado. Principalmente se pueden citar:

Diseño de un equipo para realizar pruebas de inyección, en flujo difásico y trifásico.

Utilización de muestras más representativas, preferentemente de nuestro suelo.

Estudiar los efectos causados por la estabilidad - de las soluciones de polímeros, la retención, la inclinación de los estratos, la temperatura, etc.

T A B L A S

- I a VIII MEDICIONES DE FLUJO A TRAVES DE LAS MUESTRAS
- IX VISCOSIDAD DE LAS SOLUCIONES DE POLIMEROS
- X TASAS DE FLUJO DE ClNa 2%
- XI REDUCCION DE PERMEABILIDAD R_K
- XII REDUCCION DE MOVILIDAD R

T A B L A I
PRUEBA 1

Arenisca "BEREA"
Permeabilidad 500 md.
Polímero A - 120
Concentración 1500 ppm.

CLNa 2%		Solución de Polímeros		CLNa 2%	
Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min.)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min.)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min.)
1	0:41	1	28:30	1	12:50
2	1:19	1.5	48:30	1.5	18:00
3	1:58	2	66:00	2	24:10
4	2:38	4	144:50	2.5	29:15
5	3:26	4.5	166:10	10 VP	-
6	4:00	5	190:15		
7	4:15			1	7:30
8	4:49			2	15:00
9	5:25			3	21:45
10	5:57			3.5	25:05
				10 VP	
				1	6:10
				1.5	9:10
				2	11:45
				2.5	14:10

VP = Volumen poroso = 0.5 cc.

T A B L A II
PRUEBA 2

Arenisca "BEREA"
Permeabilidad 500 md
Polímero A-120
Concentración 500 ppm

CLNa 2%		Solución de Polímero		CLNa 2%	
Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (Min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)
1	0:37	1	14:00	1	9:30
2	1:12	2	48:00	2	18:30
3	1:48	2.5	64:00	3	26:15
4	2:30	3.5	97:45		
5	3:13	4	115:40	10 VP	
6	3:50			1	7:00
7	4:05			1.5	10:00
9	5:10			2.	13:51
10	5:40			3	19:49

VP = Volumen Poroso = 0.5 cc.

T A B L A III
PRUEBA 3

Arenisca "BEREA"
Permeabilidad 250 md
Polímero A-100
Concentración 500 ppm

CLNa 2%		Polímero en solución		CLNa 2%	
Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min.)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)
3	1:37	1	3:40	3	5:30
4	2:12	2	9:10	4	7:02
5	2:48	3	13:48	5	8:35
6	3:28	4	18:43	5.5	9:25
7	4:12	5	23:55	10 VP	
8	4:51				
9	5:35				
10	6:18			1	1:28
12	7:15			2	2:53
15	9:00			3	4:20
20	12:31			10 VP	
				1	1:13
				2	2:43
				3	3:55
				4	5:05

VP = Volumen poroso = 0.5 cc.

T A B L A IV

PRUEBA 4

Arenisca "BEREA"
 Permeabilidad 250 md
 Polímero A-110
 Concentración 500 ppm

Cl Na 2%		Solución de Polímero		ClNa 2%	
Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)
1	0:38	1	3:35	1	1:33
2	1:22	1.5	6:10	2	3:15
4	2:40	2	9:00	3	4:40
6	3:40	2.5	12:00	4	6:20
8	4:35	3	14:00	5	8:00
10	5:40	3.5	17:23	10 VP	
12	6:48	4	20:12		
14	8:05	4.5	23:23	1	1:27
16	9:37	5	27:03	2	2:47
				3	4:17
				10 VP	
				2.5	3:02
				3.5	4:22
				4.5	5:45

VP = Volumen poroso = 0.5 cc

T A B L A V

PRUEBA 5

Arenisca "BEREA"
 Permeabilidad 400 md
 Polímero A-100
 Concentración 500 ppm

CLNa 2%		Solución de Polímero		CLNa 2%	
Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)
1	0:15	1	2:25	1	1:00
3	0:41	2	5:10	2	2:10
5	1:14	3	7:48	3	3:18
7	1:46	4.1	10:38	4	4:25
9	2:17	5	13:25		
11	2:52	6	16:36	5 VP	
14	3:47	7	20:00		
15	4:05	8	23:25	1	0:57
17	4:24			2	1:58
				3	3:01
				15 VP	
				1	0:54
				2	1:41
				3	2:26
				4	3:10

VP = Volumen Poroso = 0.5 cc.

T A B L A VI
PRUEBA 6

Arenisca "BEREA"
Permeabilidad 400 md
Polímero A-110
Concentración 1500 ppm

Volumen Recuperado (cc)	CLNa 2%		Solución de Polímero		CLNa 2%	
	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)
2	1	0:25	1	3:00	1	2:08
4	2	0:51	2	7:00	2	4:13
6	2.5	1:30	2.5	9:10	2.5	5:25
8	3.05	1:46	3.05	12:06	5 VP	
10	4	2:15	4	17:20		
12	4.45	2:47	4.45	20:00		
14	5	3:21	5	24:20	0.5	1:05
16	5.5	3:55	5.5	27:10	1	2:02
18	6.	4:30	6.	31:40	1.5	3:07
20	6.5	5:05	6.5	35:45	2	4:06
	7		7	40:00	20 VP	
	7.5		7.5	44:00		
					1	1:07
					2	2:14
					3	3:29

VP = Volumen poroso = 0.5 cc

T A B L A VII
PRUEBA 7

Arenisca "BEREA"
Permeabilidad 160 md
Polímero A-100
Concentración 1500 ppm

	CLNa 2%		Solución de Polímero		CLNa 2%	
	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (min)
2	2	2:35	1	19:00	1	10:01
4	4	4:31	1.5	36:45	2	19:50
5	5	5:41	2	50:00	3	26:00
6	6	6:47	3	86:01	10 VP	
7	7	8:00				
8	8	9:25				
9	9	10:33			1	7:01
10	10	11:47			1.5	10:10
11	11	12:56			2	13:10
12	12	14:15			2.5	15:50
13	13	15:25				
14	14	16:26				
16	16	18:38				
17	17	19:41				
18	18	20:38				
19	19	22:15				

VP = Volumen Poroso = 0.5 cc

T A B L A VIII
PRUEBA 8

Arenisca "BEREA"
Permeabilidad = 160 md
Polímero A-100
Concentración 500 ppm

CLNa 2%		Solución de Polímeros		CLNa 2%	
Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (Min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (Min)	Volumen Recuperado (cc)	Tiempo (Min)
0	0:00	0	0:00	0	0:00
2	2:27	1	6:00	1	5:00
3	3:42	1.5	11:19	1.5	7:35
4	5:20	2	16:00	2.0	10;15
5	6:25	2.5	21:30	2.5	12:45
6	7:26	3	26:57		
7	8:40	3.5	32:30	10 VP	
8	9:55	4	37:15		
9	11:20				
10	12:42			0.5	1:37
11	14:00			1	3:20
13	16:05			1.5	5:40
14	17:10			2	8:00
15	18:40			10 VP	
16	20:10				
				1	3:20
				2	6:41
				3	9:00

VP = Volumen Poroso = 0.5 cc

T A B L A IX
 VISCOSIDAD DE LAS SOLUCIONES DE POLIMEROS
 VISCOSIMETRO BROOKFIELD

Polímero Superfloc	Concentración ppm	Disco	Velocidad μ rpm	Lectura	Constante	Viscosidad cp
A-120	1500	1	100	25	1	25
A-110	1500	1	100	23	1	23
A-100	1500	1	100	22	1	22
A-120	500	1	100	7	1	7
A-110	500	1	100	6.5	1	6.5
A-100	500	1	100	6.1	1	6.1
A-120	1500	1	20	3.1	5	15.5
A-110	1500	1	20	2.6	5	13
A-100	1500	1	20	2.5	5	12.5
A-120	500	1	20	1.0	5	5
A-110	500	1	20	0.8	5	4
A-100	500	1	20	0.7	5	3.5
A-120	1500	1	10	1	10	10
A-110	1500	1	10	0.8	10	8
A-100	1500	1	10	0.5	10	5
A-120	500	1	10	0.3	10	3
A-110	500	1	10	0.28	10	2.8
A-100	500	1	10	0.2	10	2

TEMPERATURA 25° C

TABLA X
TASAS DE FLUJO DE CLNA 2% A TRAVES DE LAS MUESTRAS

Prueba #	Tasa Final q_{wf} (cc/min)			
	1	2	3	4
1	1.66	0.08	0.14	0.18
2	1.76	0.113	0.153	
3	1.70	0.58	0.69	0.78
4	1.75	0.625	0.70	0.79
5	4.80	0.92	1.03	1.20
6	4.20	0.27	0.50	0.87
7	0.87	0.107	0.16	
8	0.80	0.20	0.257	0.33

T A B L A X I
 REDUCCION DE PERMEABILIDAD R_K O FACTOR DE RESISTENCIA

$$\text{RESIDUAL } R_K = \frac{a_{wL}}{a_{w6}}$$

Prueba	R_{K1}	R_{K2}	R_{K3}
1	20.8	11.85	9.22
2	15.6	11.5	
3	2.93	2.46	2.18
4	2.80	2.40	2.22
5	5.20	4.65	4.0
6	15.5	8.4	4.83
7	8.1	5.42	
8	4.0	3.1	2.42

TABLA XII
 REDUCCION DE MOVILIDAD "R" O FACTOR DE RESISTENCIA

Prueba #	q_{wi} (cc/mín)	Polímero VPI	q_p (cc/mín)	$R = \frac{q_{wi}}{q_p}$	Prueba	q_{wi} (cc/mín)	Polímero VPI (0.5cc)	q_p (cc/mín)	R
1	1.66	2	0.0350	47.4	5	4.80	2	0.416	11.5
		4	0.0284	58.5			4	0.364	13.2
		8	0.0263	63.5			6	0.378	12.7
		9	0.0233	71.2			8	0.355	13.5
		10	0.0208	80.0			10	0.364	13.2
2	1.76	2	0.0715	24.7			12	0.313	15.3
		4	0.0295	60.0			14	0.294	16.3
		5	0.0312	56.5	6	4.20	2	0.33	12.7
		7	0.0296	59.5			4	0.25	16.8
		8	0.0274	64.5			6	0.20	21
3	1.70	2	0.294	57.8			8	0.19	22.1
		4	0.182	93.5			10	0.143	29.4
		6	0.228	74.5			12	0.139	30.2
		8	0.220	77.3			14	0.12	35
		10	0.195	87.2	7	0.87	2	0.0526	16.5
4	1.75	2	0.298	58.5			3	0.0282	30.9
		4	0.176	99.5			4	0.0364	23.9
		6	0.165	106.0			6	0.0278	31.3
		7	0.147	118.5			2	0.167	4.8
		10	0.136	128.0	8	0.80	4	0.107	7.4
							5	0.0945	8.5
							6	0.0915	8.75
							7	0.090	8.90

F I G U R A S

CONSTRUIDAS EN BASE A LAS TABLAS I A XII

FIGURA 1
(segun tabla I)

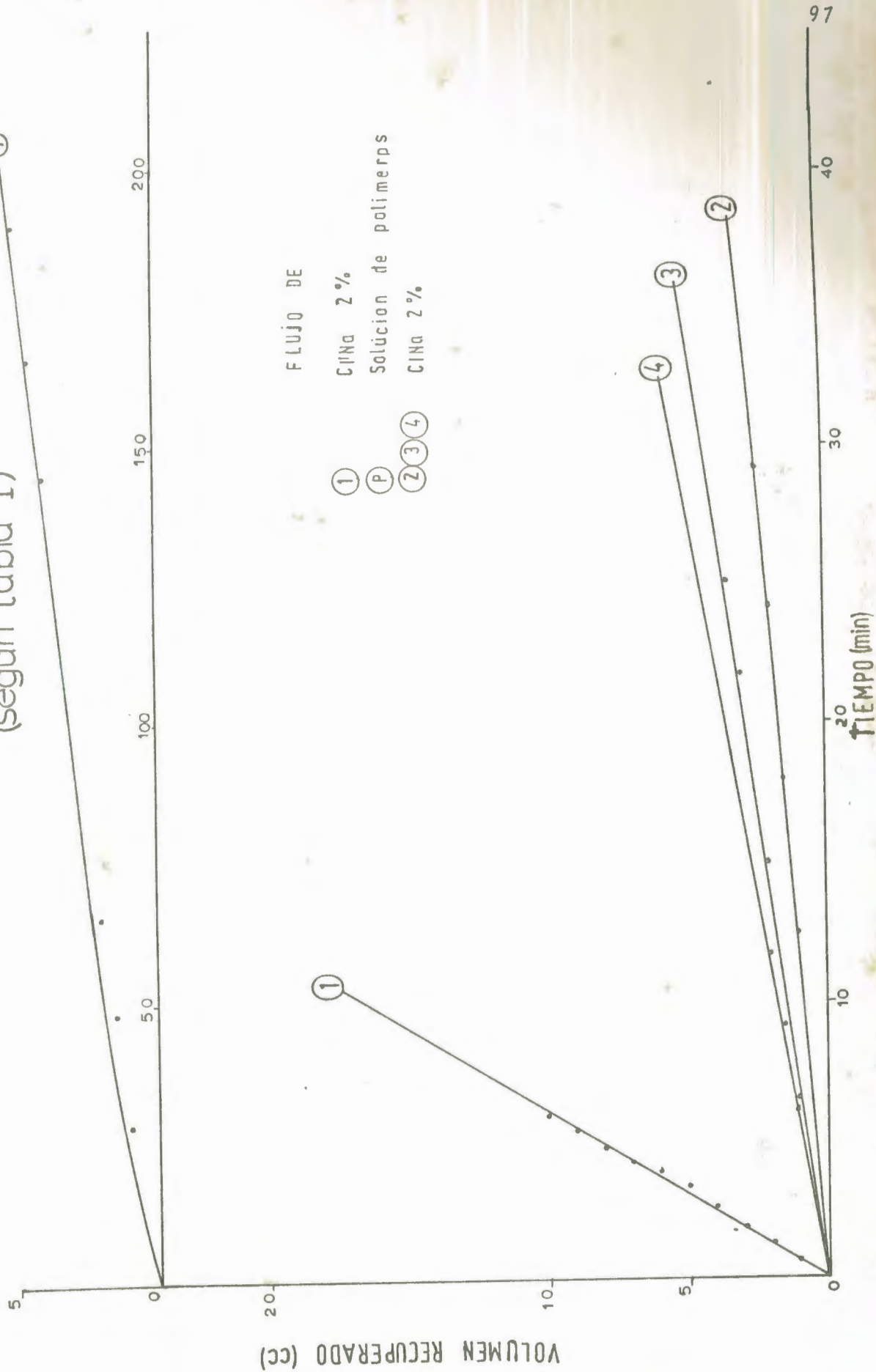


FIGURA 2
(segun tabla II)



FIGURA 3
(segun tabla III)



FIGURA 4
(segun tabla IV)

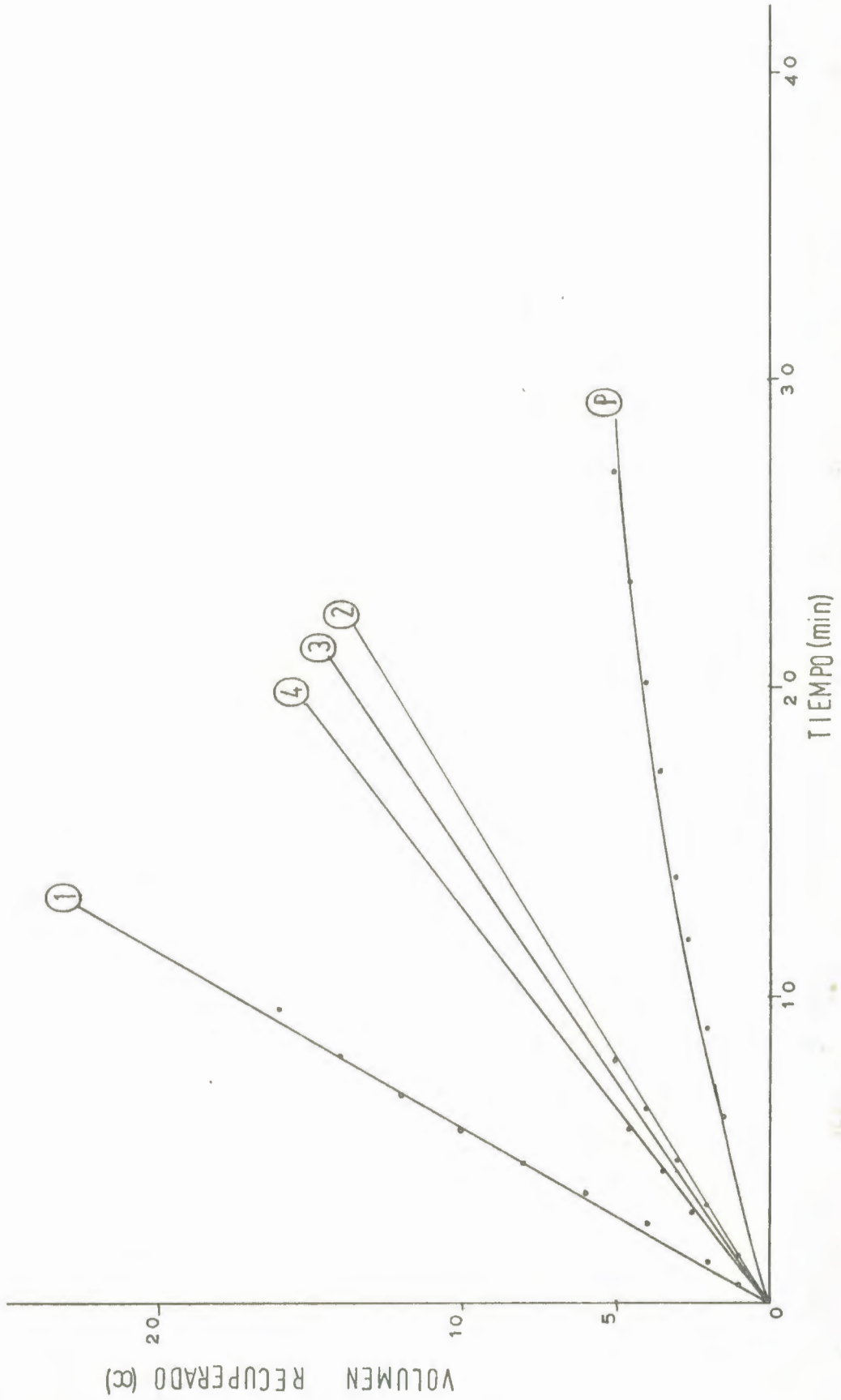


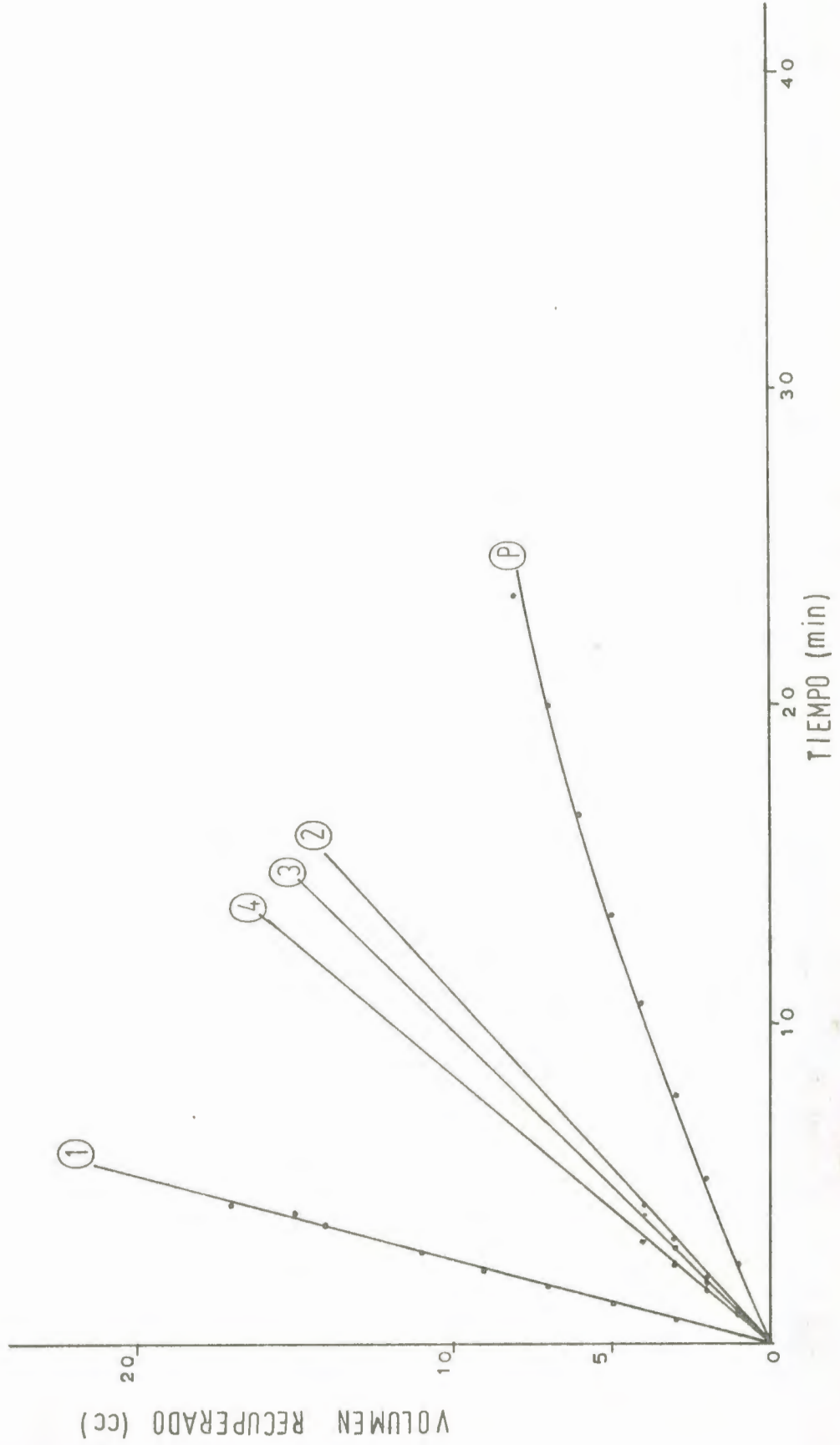
FIGURA 5
(segun tabla V)

FIGURA 6
(segun tabla VI)

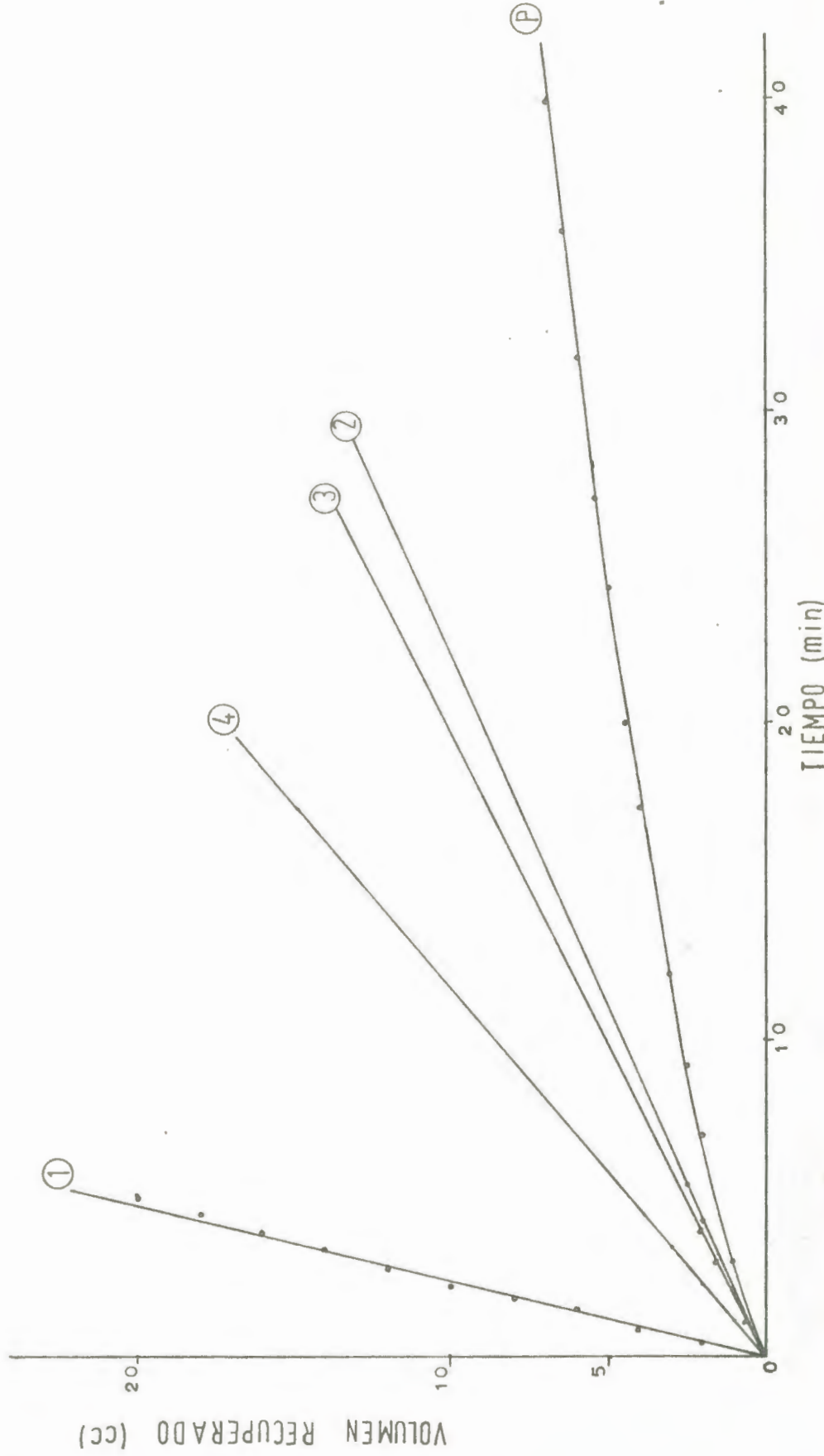


FIGURA 7
(segun tabla VII)

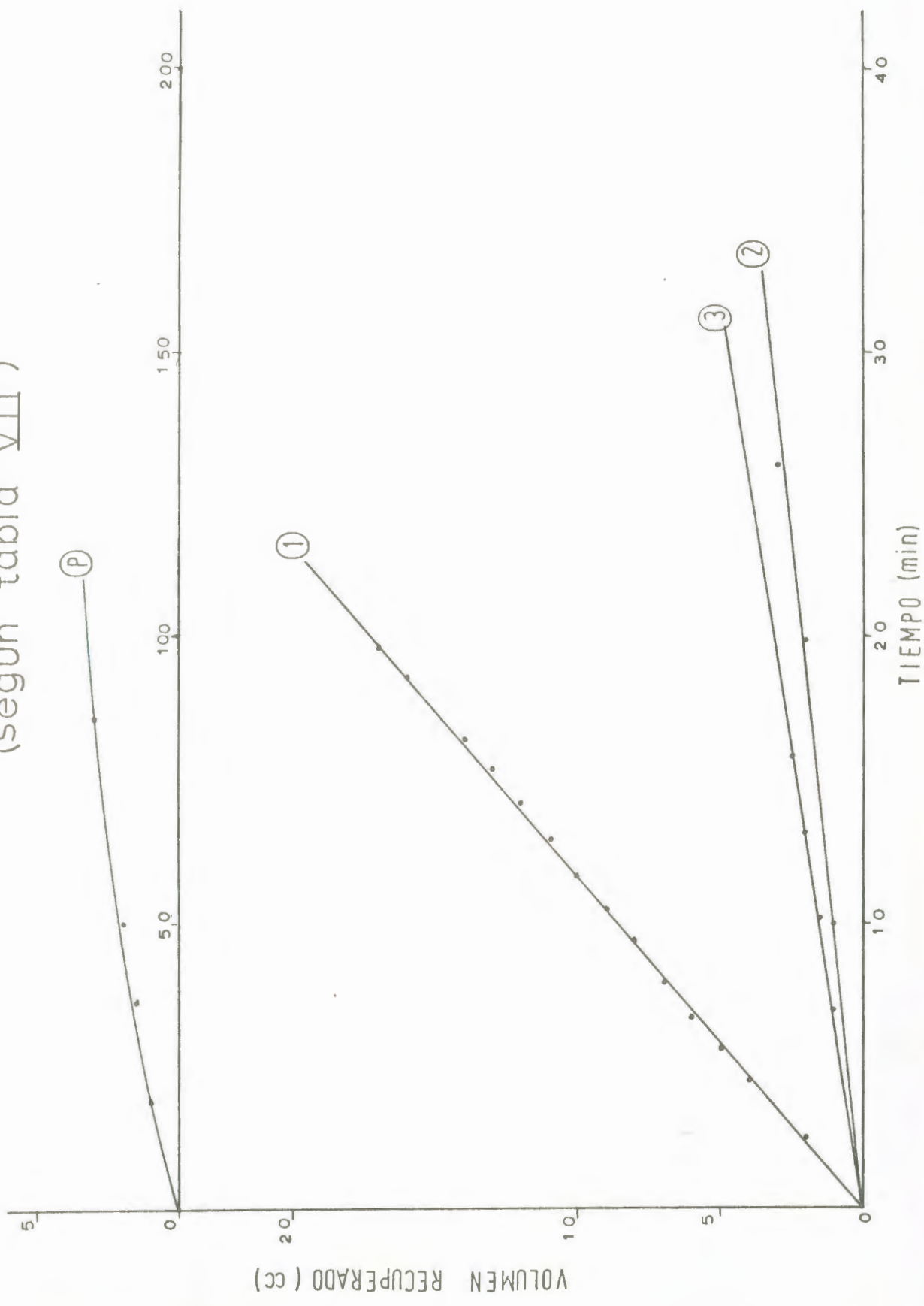


FIGURA 8
(segun tabla VIII)

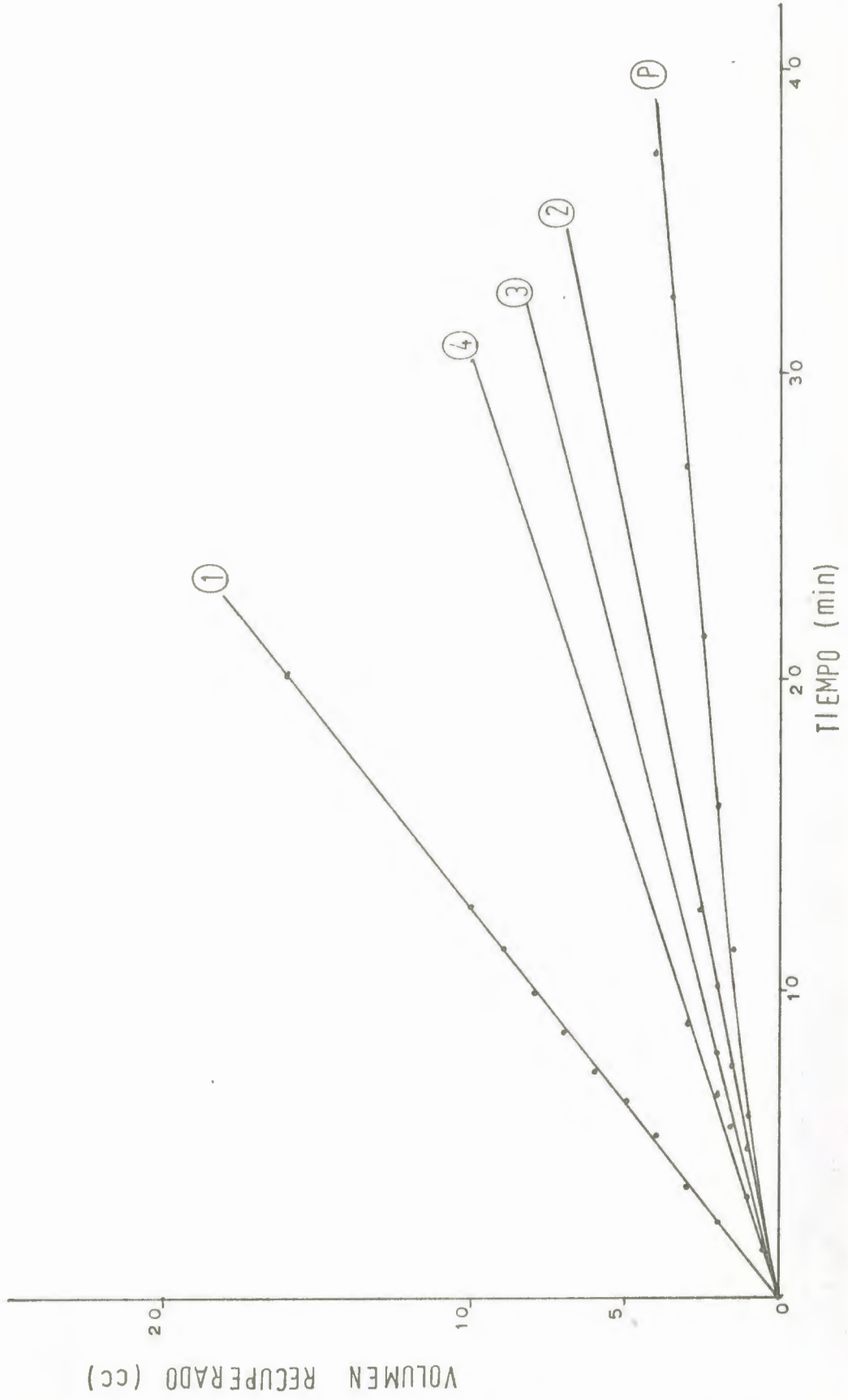


FIGURA 9
(segun tabla IX)

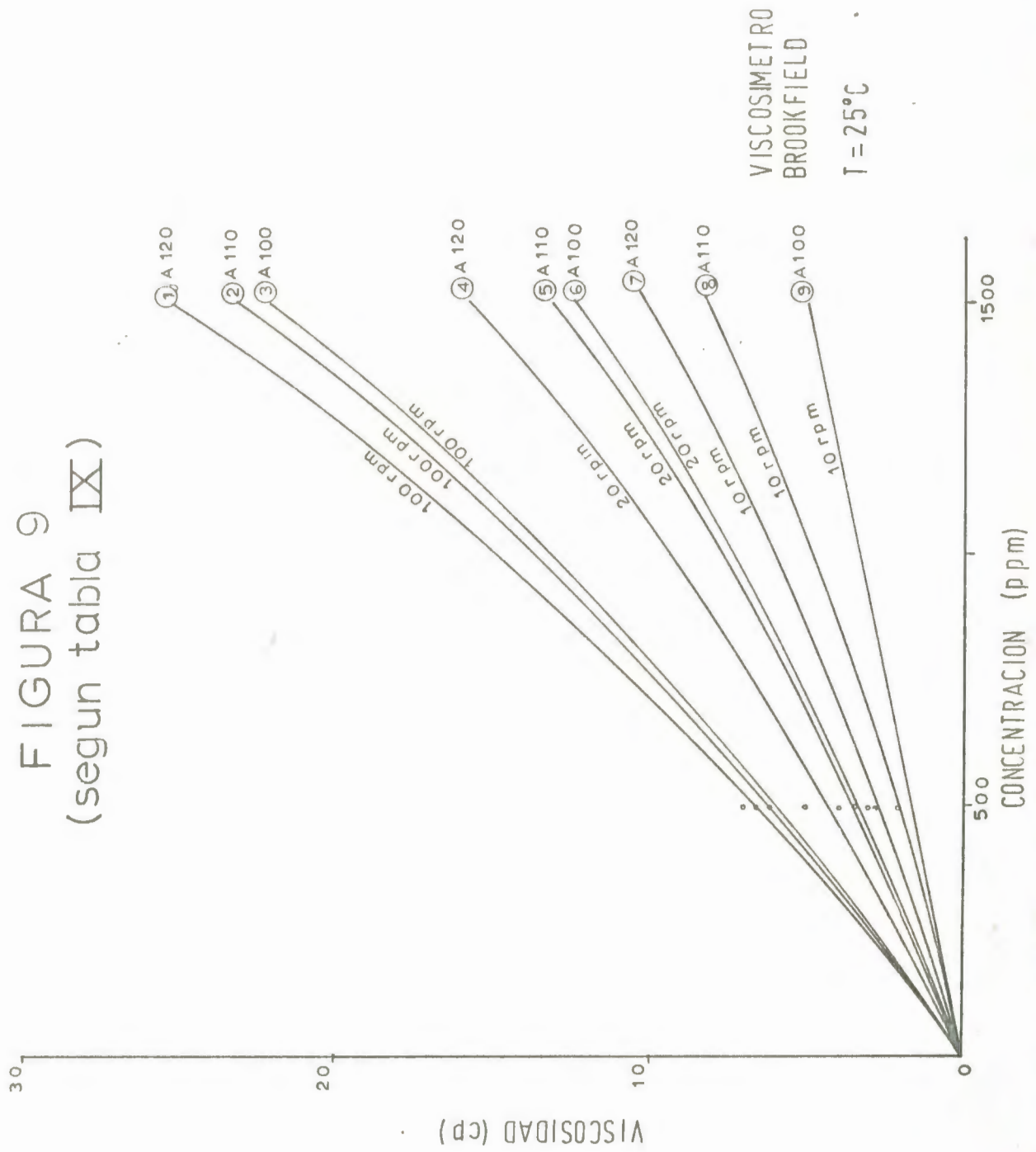


FIGURA 10
(segun tablas I a VIII)

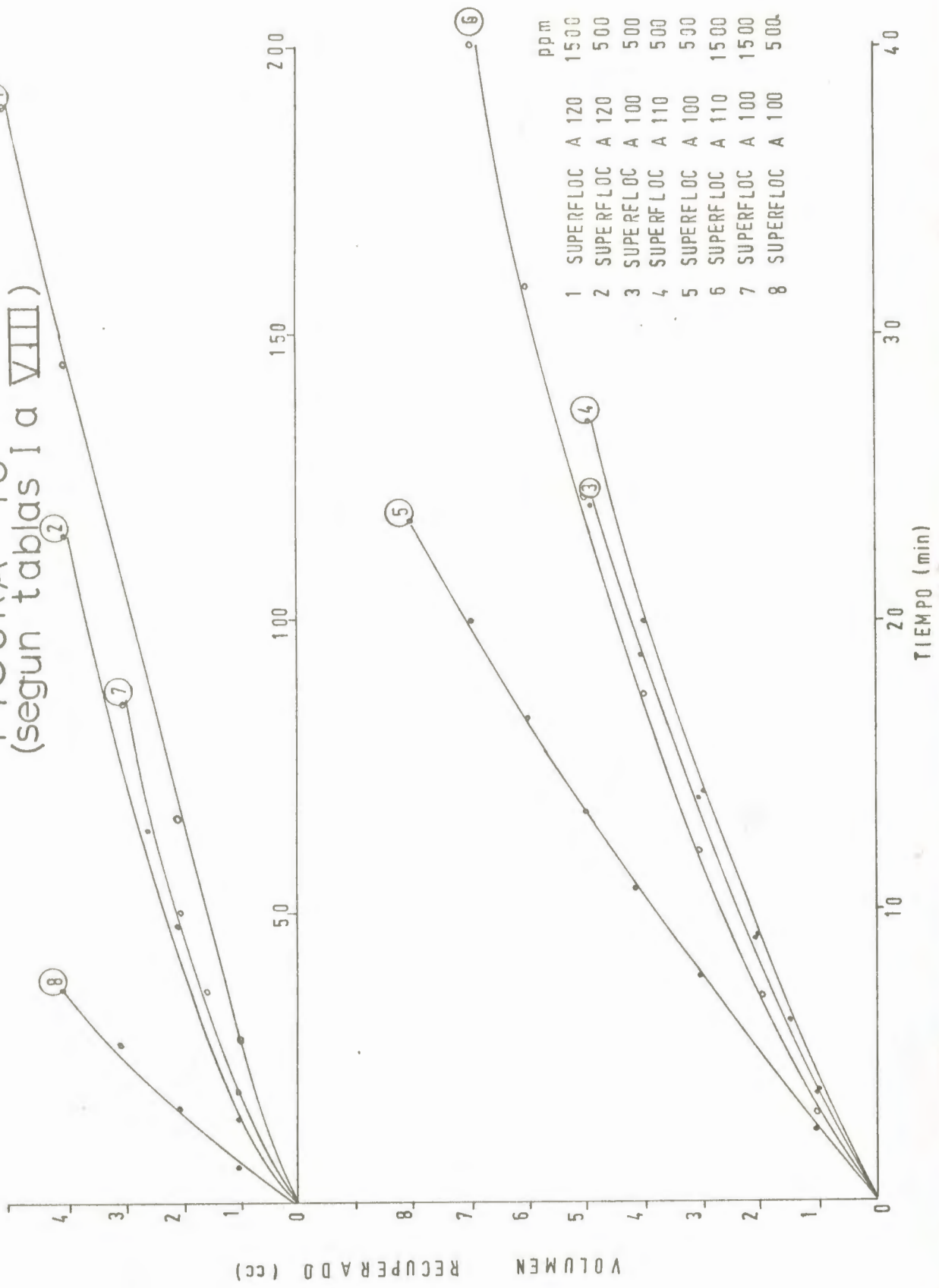


FIGURA 11
(segun tabla XI)

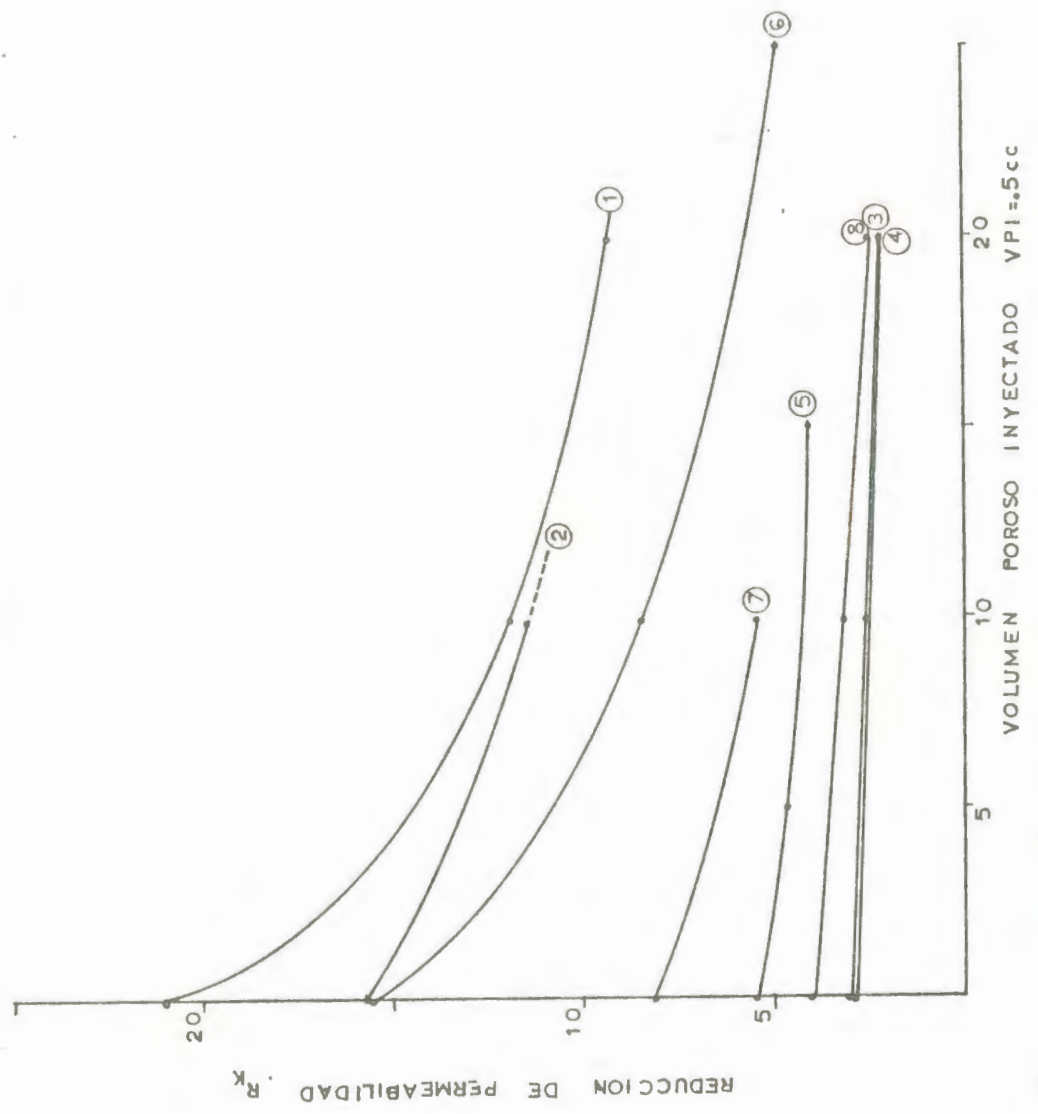


FIGURA 13

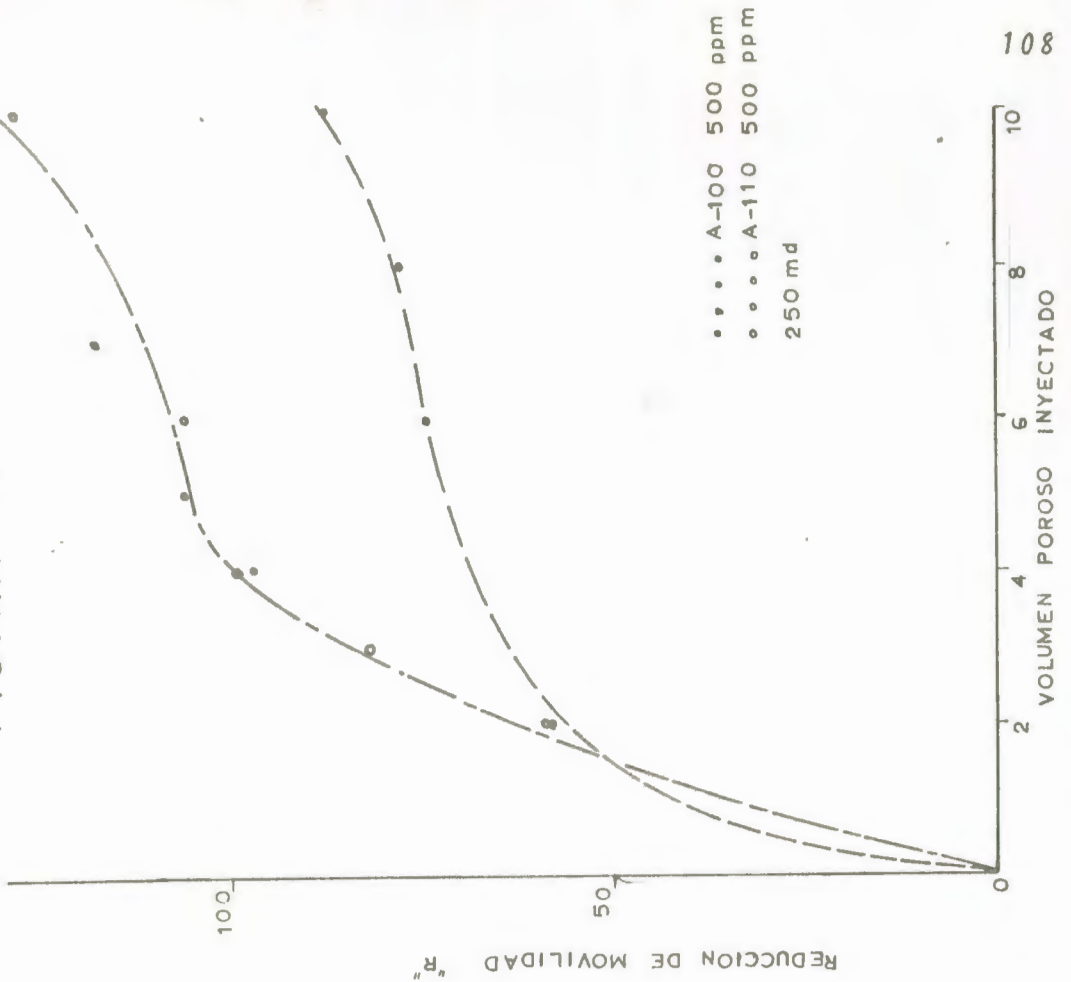


FIGURA 12

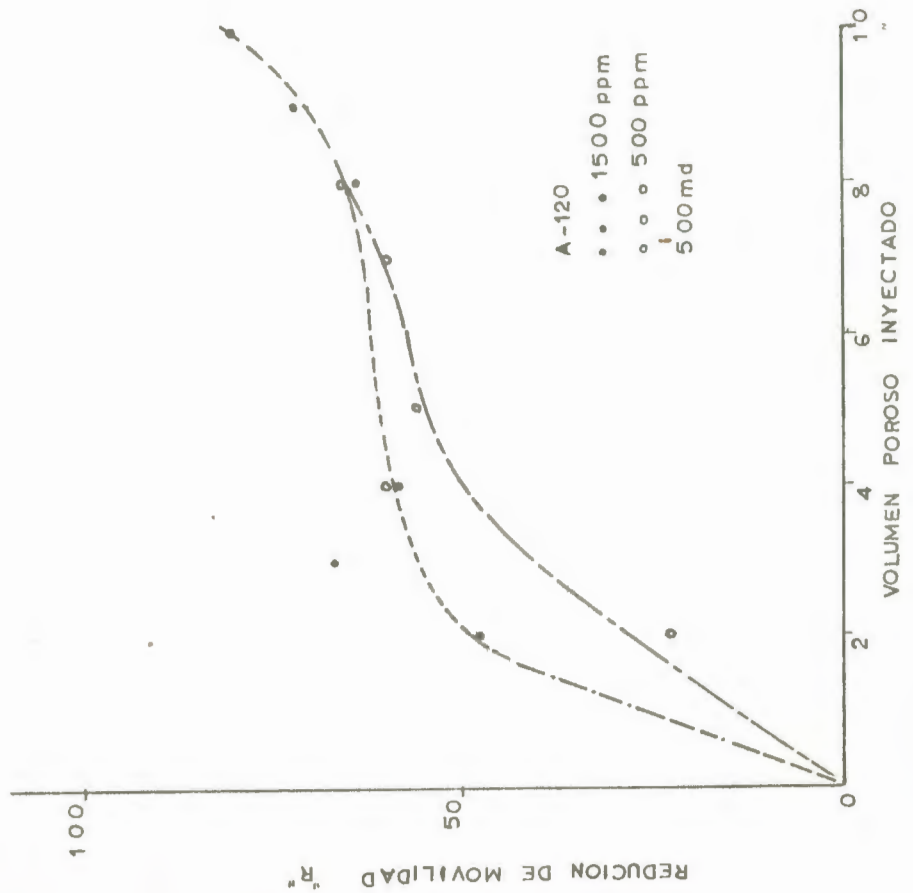


FIGURA 14

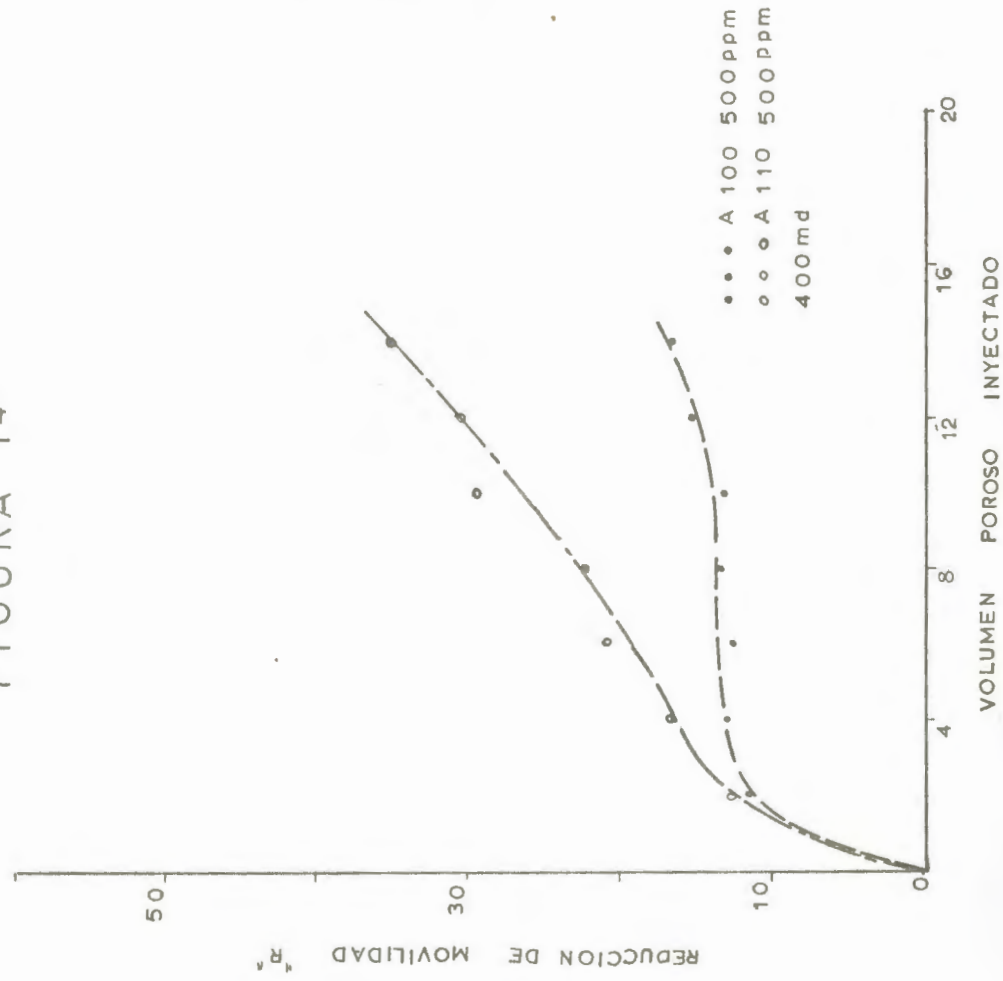
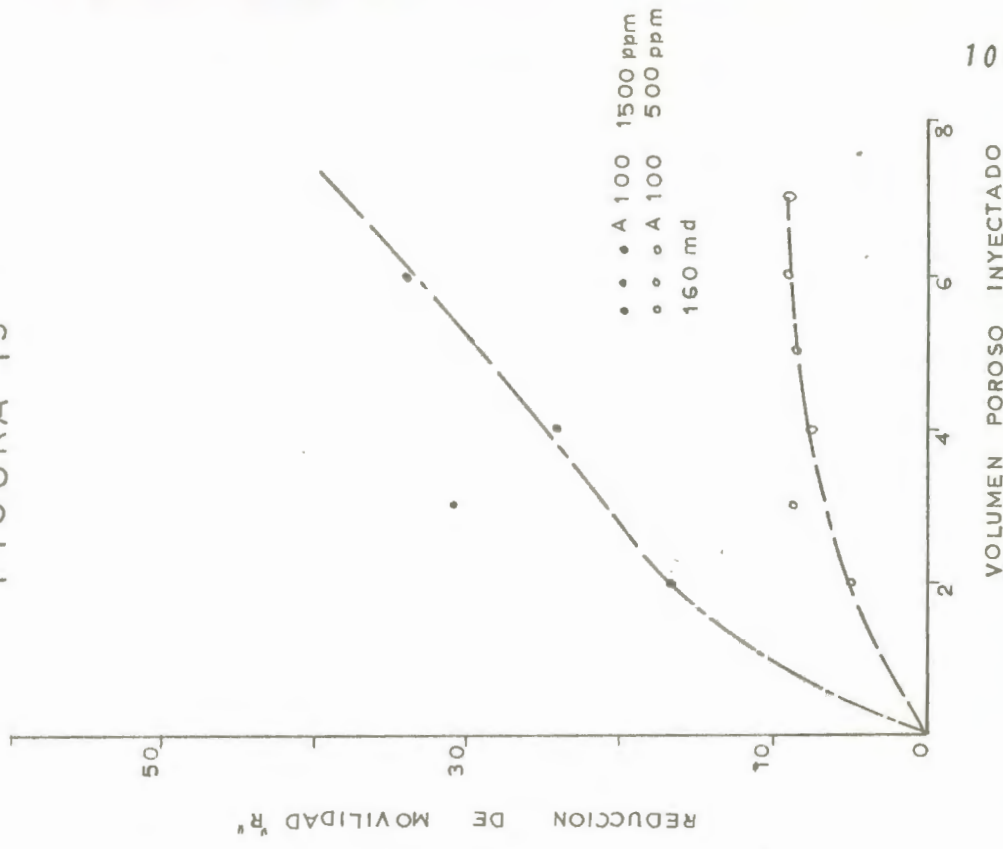


FIGURA 15



A P E N D I C E

ADSORCION DE SOLUCIONES DE POLIMEROS

La adsorción puede calcularse en función de la variación de la concentración del flujo de entrada y de salida a través de un medio poroso.

Sea:

$$Ad = \text{Adsorción } \left| \frac{\mu\text{g}}{\text{g}} \right|$$

$$C_1 = \text{Concentración inicial de la solución de polímeros } \left| \text{ppm} \right|$$

$$C_2 = \text{Concentración del flujo de salida } \left| \text{ppm} \right|$$

$$\rho = \text{Densidad } \left| \frac{\text{g}}{\text{cc}} \right|$$

$$V_t = \text{Volumen total de la muestra } \left| \text{cc} \right|$$

$$\phi = \text{Porosidad}$$

$$V_R = \text{Volumen sólido de la roca } \left| \text{cc} \right|$$

$$V_p = \text{Volumen poroso } \left| \text{cc} \right|$$

$$V_R/V_t = 1 - V_p/V_t = 1 - \phi \left| \text{cc/cc} \right|$$

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{Volumen}}$$

$$\text{Masa/cc} = \rho \cdot \frac{V_R}{V_t} = \rho (1 - \phi) \left| \frac{\text{g}}{\text{cc}} \right|$$

$$\Delta C = C_1 - C_2 = \left| \text{ppm} \right|$$

$$Ad = \frac{\Delta C}{\text{masa/cc}} \times \frac{1}{1000}$$

$$Ad = \frac{C_1 - C_2}{(\text{masa/cc}) 1000} \left| \frac{\mu\text{g polimero}}{\text{g roca}} \right|$$

BIBLIOGRAFIA

1. BURCIK E.J.- "The use of Polymers in the Recovery of Petroleum". *Earth and Mineral Sciences. The College of Earth & Mineral Sciences of The Pennsylvania State University. Vol 37. N° 7 (Abril 1968).*
2. BURCIK E.J. and JOSE FERRER.- "The Mechanism of Pseudo Dilatant Flow". *Producers Monthly (Marzo 1968).*
3. BURCIK E.J. "Pseudo Dilatant Flow of Polyacrylamide Solutions in Porous Media". *Producers Monthly, Vol. 31. N° 3. Pag. 27 (Marzo 1967).*
4. MARTINEZ DE LAS MARIAS.- "Química y Física de los altos polímeros y materias plásticas". Editorial Alhambra. Primera Edición 1972.
5. CHAMPETIER G. y MONNERIE L.- "Introducción a la Química Macromolecular". Editorial Espasa-Calpe S.A. Madrid - España (1973).
6. CHAUVETEAU G. "Comportement Rheologique des solutions de polymere en milieu poreux". *Institut Francais du Petrole. Rueil Malmaison. (Noviembre 1973).*
7. DESREMAUX L., CHAUVETEAU G, MARTIN MLLE. "Comportement des solutions de polymeres en milieu poreux". *Institut Francais du Petrole. Communication N° 28. Rueil Malmaison. Ref. 19226 (Mayo 1971).*
8. CHAUVETEAU G. AND KOHLER N.- "Polymer Flooding: The Essential Elements for Laboratory Evaluation" *So*

- ciety of Petroleum Engineers of AIME. SPE 4745. Tulsa. Oklahoma (Abril 1974).
9. DESREMAUX L. "Prevention des venues d'eau dans les puits par injection de polymere". Institut Francais du Petrole. Rueil Malmaison (Sept. 1972).
 10. LE TIRANT P. y MOULU J.C. "Traitements des puits producteurs pour la prevention ou la reduction des venues d'eau de gaz". Institut Francais du Petrole. Rueil Malmaison. Red. 19882 (Dic. 1971)
 11. BONDOR P.L., HIRASAKI G.J.- "Mathematical Simulation of Polymer Flooding in Complex Reservoirs". SPE 3524 (Octubre 1971).
 12. ARNAUDEAU M. y LE TIRANT P.- "Operation d'injection d'un bouchon de solution de polymere dans une formation". Institut Francais du Petrole. Rueil Malmaison. Note N° 77 (Diciembre 1972).
 13. JENNINGS, R.R., ROGERS J.H., WEST T.J.- "Factor Influencing Mobility Control by polymer Solutions" JPT (Marzo 1971).
 14. PYE D.J. "Improved Secondary Recovery by control of Water Mobility". AIME Transactions 1964. Pag. 911.
 15. SANDIFORD B.B. "Laboratory and Field Studies of Water Floods Using Polymer Solutions to Increase Oil Recoveries" AIME Transaction 1964. Pag. 917.
 16. CYANAMID TECHNICAL LITERATURE. "Cyanamid SUPERFLOC - flocculants for the Mining Industries" American Cyanamid Co., Wayne, New Jersey. MCL 218 (1973)

17. RANKANA S. "Geoquímica" Edic. Aguilar 2^o Ed. pag.251
(1962).