

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE CIENCIAS  
ESCUELA DE QUÍMICA**



**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LOS IONES MAYORITARIOS PRESENTES  
EN EL AGUA DE FORMACIÓN SOBRE EL DESEMPEÑO DE UN  
SISTEMA GELIFICANTE DE BAJA CONSISTENCIA (MULTIGEL®)  
DENTRO DEL MEDIO POROSO**

**Trabajo Especial de Grado presentado  
ante la Ilustre Universidad Central de  
Venezuela, por la Br. Ulimer D. Paredes L,  
para optar al título de Licenciado en**

**Caracas, Noviembre 20**

## CERTIFICADO

Ing. María A. Llamedo C. Titular del Departamento de Esquemas de Explotación de Yacimientos, Exploración y Producción de PDVSA-INTEVEP y Dra. Mary Lorena Araujo, Profesora e Investigadora Asociada del Centro de Equilibrio en Solución, de la Universidad Central de Venezuela, CERTIFICAMOS que el presente Trabajo Especial de Grado, Titulado:

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LOS IONES MAYORITARIOS PRESENTES  
EN EL AGUA DE FORMACIÓN SOBRE EL DESEMPEÑO DE UN  
SISTEMA GELIFICANTE DE BAJA CONSISTENCIA (MULTIGEL®)  
DENTRO DEL MEDIO POROSO**

Que presenta la Br. **Ulimer D. Paredes L.**, para aspirar al Título de Licenciado en Química, ha sido realizado en los laboratorios de Procesos Químicos y Formulación de Geles de PDVSA-INTEVEP bajo nuestra dirección, durante el año 2007-2008 y con esta fecha autorizamos su presentación.

Caracas, Noviembre de 2008

---

Ing. María A. Llamedo  
(Tutor)

---

Dra. Mary Lorena Araujo  
(Tutor)

## APROBACIÓN

Los abajo firmantes designados por la Universidad Central de Venezuela, como integrantes del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado titulado:

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LOS IONES MAYORITARIOS PRESENTES  
EN EL AGUA DE FORMACIÓN SOBRE EL DESEMPEÑO DE UN  
SISTEMA GELIFICANTE DE BAJA CONSISTENCIA (MULTIGEL®)  
DENTRO DEL MEDIO POROSO**

Presentado por la Br. Ulimer D. Paredes L., certificamos que este trabajo cumple con los requisitos exigidos por nuestra Magna Casa de Estudios para optar al título de Licenciado en Química.

---

Ing. María A. Llamedo C.  
(Tutor)

---

Dra. Mary Lorena Araujo  
(Tutor)

---

Dr. Santiago Marrero  
(Jurado)

---

Dra. Yani C. Araujo  
(Jurado)

## DEDICATORÍA

## **AGRADECIMIENTOS**

Paredes León, Ulimer D. **EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LOS IONES MAYORITARIOS PRESENTES EN EL AGUA DE FORMACIÓN SOBRE EL DESEMPEÑO DE UN SISTEMA GELIFICANTE DE BAJA CONSISTENCIA (MULTIGEL®) DENTRO DEL MEDIO POROSO.** Trabajo especial de grado para optar al Título de Licenciado Químico. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ciencias. Escuela de Química. Caracas. Venezuela. 2008.

## RESUMEN

El empleo de sistemas gelificantes poliméricos para el control de la excesiva producción de agua y/o gas, constituye uno de los métodos más aplicados en los yacimientos petroleros. Sin embargo, aun se tiene un conocimiento limitado en relación al comportamiento de estos sistemas dentro del medio poroso, cuando son expuestos a diferentes condiciones de salinidad. En este sentido se evaluó el comportamiento del sistema gelificante Multigel® ULT, mediante la realización de pruebas fuera (de botella) y dentro del medio poroso (de desplazamiento) a 60 °C y 200 psi, cuando entra en contacto con soluciones de los iones sodio y calcio, a concentraciones de 100 y 10.000 ppm. En las pruebas fuera del medio poroso también se evaluó la influencia del ión  $\text{HCO}_3^-$ . Otro aspecto evaluado en las pruebas fuera del medio poroso, fue la influencia del pH en los tiempos de gelificación, encontrándose que a medida que el pH de la solución gelificante aumenta, se produce un incremento en los tiempos de gelificación. Además se evaluó el grado de hinchamiento del gel, encontrándose que la mayor absorción de agua es producida por los iones  $\text{HCO}_3^-$ , mientras que la menor absorción de agua es generada por los iones  $\text{Ca}^{+2}$ . Las pruebas realizadas dentro del medio poroso sugieren que el sistema Multigel® ULT causa una disminución considerable de la permeabilidad efectiva al agua en mayor o menor medida, dependiendo de la concentración y del ión implícito. Los diferenciales de presión más altos fueron obtenidos para el caso de la inyección de agua de Intequim, la cual es el agua base de preparación de los geles.

**Palabras clave:** poliacrilamida, medio poroso, control de aguas, permeabilidad.

## TABLA DE CONTENIDO

CERTIFICADO .....	II
APROBACIÓN .....	III
DEDICATORÍA .....	IV
AGRADECIMIENTOS .....	V
RESUMEN .....	VI
TABLA DE CONTENIDO .....	VII
LISTA DE FIGURAS .....	XII
LISTA DE TABLAS .....	XII
INTRODUCCIÓN .....	1
1 EL PROBLEMA .....	5
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	5
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	7
1.3 OBJETIVOS .....	7
1.3.1 OBJETIVO GENERAL .....	7
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	7
1.4 JUSTIFICACIÓN .....	8
1.5 IMPORTANCIA .....	9
1.6 DELIMITACIÓN .....	10
1.7 ALCANCES .....	10
2 MARCO TEÓRICO .....	11
2.1 BASES TEÓRICAS .....	11
2.1.1 Definición de Yacimiento .....	11
2.1.2 Mecanismos de Recuperación de Petróleo .....	13
2.1.3 Alta Producción de Agua .....	14
2.1.4 Problemas Fundamentales Generados por la excesiva Producción de Agua ---	15
2.1.4.1 Disminución de la tasa de Petróleo .....	15

2.1.4.2	Acortamiento de la Vida Útil del Pozo-----	16
2.1.4.3	Incremento de los Costos Operacionales-----	16
2.1.4.4	Problemas Ambientales-----	17
2.1.5	Tipos de Aguas-----	18
2.1.5.1	Agua de Barrido.-----	19
2.1.5.2	Agua Buena.-----	19
2.1.5.3	Agua Mala.-----	19
2.1.6	Tecnologías para el Control de Aguas-----	20
2.1.6.1	Soluciones de Completación-----	21
2.1.6.2	Soluciones Mecánicas-----	21
2.1.6.3	Soluciones Químicas-----	22
2.1.6.3.1	Fluidos Totalmente Sellantes-----	22
2.1.6.3.2	Tratamientos Selectivos-----	23
2.1.7	Sistemas Gelificantes Poliméricos (Geles)-----	23
2.1.8	Mecanismo de Formación de un Gel Polimérico, tipo Poliacrilamida-Fenol-Formaldeido.-----	28
2.1.9	Tipos de Geles-----	30
2.1.9.1	Geles Sellantes-----	30
2.1.9.2	Geles Selectivos.-----	31
2.1.10	Multigel® [22]-----	32
2.1.11	Factores Criticos a Considerar Para la Formulación de un Gel-----	32
2.1.11.1	Tiempo de Gelificación-----	33
2.1.11.1.1	Tiempo de Gelificación Inicial-----	33
2.1.11.1.2	Tiempo de Gelificación Final o de Máxima Consistencia.-----	33
2.1.11.2	Consistencia o Fuerza de Gel.-----	33
2.1.11.3	Durabilidad.-----	35
2.1.11.4	Efecto de la Salinidad Sobre los Sistemas Gelificantes Poliméricos.-----	35
2.1.11.5	Comportamiento en el Medio Poroso.-----	35
2.1.12	Ventajas y Desventajas de los Sistemas Poliméricos Gelificantes.-----	36



2.1.13	Rango de Aplicación de los Sistemas Poliméricos Gelificantes [26]	37
2.1.14	Métodos de Caracterización de los Sistemas Poliméricos Gelificantes	38
2.1.14.1	Ensayos de botella	38
2.1.14.2	Ensayos Reológicos [27]	39
2.1.15	Propiedades de la Roca y de los Fluidos.	45
2.1.15.1	Porosidad.	46
2.1.15.2	Tipos de porosidad.	47
2.1.15.3	Mojabilidad	48
2.1.15.4	Permeabilidad.	49
2.1.15.4.1	Permeabilidad Absoluta.	49
2.1.15.4.2	Permeabilidad Efectiva.	50
2.1.15.4.3	Permeabilidad Relativa.	50
2.1.15.4.4	Ley de Darcy.	51
2.1.16	Pruebas de Desplazamiento.	53
2.1.16.1	Factor de Resistencia Residual (RRF).	54
2.1.16.2	Efecto DPR.	56
2.2	ANTECEDENTES	58
3	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	62
3.1	Selección de los Fluidos	63
3.1.1	Procedimiento Utilizado para la Preparación de las Soluciones	64
3.1.1.1	Agua de Intequim	64
3.1.1.2	Soluciones Salinas	65
3.1.1.3	Caracterización de los Fluidos Preparados	65
3.2	Prueba Fuera del Medio Poroso	66
3.2.1	Preparación de la Formulación Gelificante	66
3.2.2	Determinación de la Influencia del pH en el Tiempo de Gelificación y la Consistencia.	67
3.2.3	Ensayos de Hinchamiento	67

3.2.4	Ensayos Reométricos	68
3.2.5	Análisis de las Soluciones Remanentes	69
3.3	Pruebas Dentro del Medio Poroso	70
3.3.1	Diseño y Montaje del Equipo	70
3.3.1.1	Aspectos Relevantes del Equipo	73
3.3.2	Ajuste de Condiciones de Trabajo	74
3.3.2.1	Empaque de la Celda	74
3.3.2.2	Prueba de Fuga	75
3.3.2.3	Calibración de los Transductores de Presión	76
3.3.3	Caracterización del Medio Poroso	76
3.3.3.1	Determinación del Volumen Poroso ( $V_p$ ) y la Porosidad ( $\emptyset$ )	76
3.3.3.2	Determinación de la Permeabilidad Absoluta al Agua ( $K_{abs}$ )	78
3.3.4	Inyección de la Solución Polimérica Gelificante	78
3.3.5	Inyección de las Soluciones Salinas	79
3.3.6	Determinación de la Permeabilidad Efectiva $K_{efec}$	79
3.3.7	Determinación de Factor de Resistencia Residual (RRF)	80
4	ANÁLISIS DE RESULTADOS	81
4.1	Selección de los Fluidos	81
4.2	Pruebas Fuera del Medio Poroso	83
4.2.1	Preparación de la Formulación Gelificante	83
4.2.2	Influencia del pH en el Tiempo de Gelificación y la Consistencia.	84
4.2.3	Influencia del Aditivo Químico Multigel <sup>®</sup> C Sobre los Tiempos de Gelificación y la Consistencia	88
4.2.4	Ensayos de Hinchamiento	90
4.2.5	Difusión de los iones	97
4.2.6	Ensayos Reométricos de los Geles	101
4.3	Pruebas Dentro del Medio Poroso	105
4.3.1	Prueba de Desplazamiento para la evaluación del ión $Na^+$	105

4.3.1.1	Determinación del Volumen Poroso “Vp” y la Porosidad “ $\emptyset$ “	106
4.3.1.2	Determinación de la Permeabilidad Absoluta	108
4.3.1.3	Inyección del Sistema Gelificante	109
4.3.1.4	Inyección de las Soluciones Salinas	111
4.3.2	Prueba de Desplazamiento para la evaluación del ión $\text{Ca}^{+2}$	125
4.3.2.1	Determinación del Volumen Poroso y la Porosidad	126
4.3.2.2	Determinación de la Permeabilidad Absoluta	127
4.3.2.3	Inyección del Sistema Gelificante	128
4.3.2.4	Inyección de las Soluciones Salinas	130
	CONCLUSIONES	141
	RECOMENDACIONES	143
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	144

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Modelo básico de ubicación de fluidos en el yacimiento. -----	12
Figura 2 El Rol del Agua en el Proceso de Producción de Petróleo. -----	15
Figura 3 Esquema de Tecnologías para el Control de Aguas -----	21
Figura 4 Esquema de la Reacción de formación del gel. -----	24
Figura 5 Clasificación de los polímeros de acuerdo con su estructura y al tipo de monómero [13]-----	25
Figura 6 Estructura Molecular de la Poliacrilamida. -----	26
Figura 7 Estructura molecular de los entrecruzadores orgánicos fenol y formaldehído-	27
Figura 8. Esquema de reacción entre los entrecruzadores orgánicos Fenol- Formaldehído -----	28
Figura 9 Mecanismo de Formación de Geles -----	29
Figura 10 Velocidad de corte y Esfuerzo de corte -----	40
Figura 11 Comportamiento de los fluidos Newtonianos. -----	41
Figura 12 Comportamiento de un fluido no Newtoniano.-----	41
Figura 13 Representación del rango viscoelástico Lineal-----	44
Figura 14 Esquema de un Medio Poroso-----	46
Figura 15 Distribución de fluidos en una roca fuertemente mojada al agua. -----	49
Figura 16 Sistema considerado en el flujo de fluidos en un medio lineal. -----	52
Figura 17 Curva de Desplazamiento, caso efecto DPR. -----	55
Figura 18 Curva de Desplazamiento, caso Bloqueo.-----	55
Figura 19 Reducción Desproporcionada de Permeabilidad. -----	57
Figura 20 Esquema de la Metodología Experimental -----	62
Figura 21 Equipos Empleados para las Mediciones Reológicas-----	69
Figura 23 Longitud de las secciones de la celda donde se midieron las presiones diferenciales -----	74
Figura 24. Grado de hinchamiento en función de la variación de la concentración de los iones Na <sup>+</sup> -----	92

Figura 25. Grado de hinchamiento en función de la variación de la concentración del ión $\text{Ca}^{+2}$ -----	93
Figura 26. Grado de hinchamiento en función de la variación de la concentración del ión $\text{HCO}_3^-$ -----	93
Figura 27. Estructura Química del EDTA-----	97
Figura 28. Difusión de los Iones Presentes Fuera y Dentro del Gel (Semana 1)-----	100
Figura 29. Difusión de los Iones Presentes Fuera y Dentro del Gel (Semana 2)-----	100
Figura 30. Módulos Elásticos de los Geles vs. Concentración inicial de los iones $\text{Na}^+$ , $\text{Ca}^{+2}$ y $\text{HCO}_3^-$ (Semana 1 de hinchamiento) -----	104
Figura 31. Modulo Elástico de los Geles vs. Concentración inicial de los iones $\text{Na}^+$ , $\text{Ca}^{+2}$ y $\text{HCO}_3^-$ (valores obtenidos luego de 2 semanas de hinchamiento) -----	105
32. RRF vs. Vp Inyectado (sección total)-----	121
Figura 33. RRF vs. Vp Inyectado (sección 1) -----	121
Figura 34. RRF vs. Vp Inyectado (sección 2)-----	122
Figura 35. RRF vs. Vp Inyectado (sección 3) -----	122
Figura 36. RRF vs. Vp Inyectado (sección 4)-----	123
Figura 37. RRF vs. Vp de Agua de Intequim inyectada.-----	124
Figura 38. RRF vs. Vp de Solución de 100 ppm de $\text{Na}^+$ Inyectada.-----	124
Figura 39. RRF vs. Vp de Solución de 10.000 ppm de $\text{Na}^+$ Inyectada.-----	125
Figura 40. RRF vs. Vp Inyectado (sección total) -----	136
Figura 41. RRF vs. Vp Inyectado (sección 1)-----	137
Figura 42. RRF vs. Vp Inyectado (sección 2) -----	137
Figura 43. RRF vs. Vp Inyectado (sección 3) -----	138
Figura 44. RRF vs. Vp Inyectado (sección 4) -----	138
Figura 45. RRF vs. Vp de Agua de Intequim inyectada -----	139
Figura 46. RRF vs. Vp de Solución de 100 ppm de $\text{Ca}^{+2}$ Inyectada. -----	140
Figura 47. RRF vs. Vp de Solución de 10.000 ppm de $\text{Ca}^{+2}$ Inyectada. -----	140

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Problemas más frecuentes asociados a la alta producción de agua-----	18
Tabla 2 Consistencia de geles en Pruebas de Botella.-----	34
Tabla 3 Principales tipos de fluidos no newtonianos -----	42
Tabla 4 Rango de Valores de Porosidad. -----	46
Tabla 5. Factores que afectan la Porosidad -----	47
Tabla 6 Composición del agua de Intequim-----	63
Tabla 7 Reactivos y Cantidades Empleados para la Preparación del Agua de Intequim -----	64
Tabla 8 Cantidades Empleadas para la Preparación de Soluciones de $\text{Na}^+$ , $\text{Ca}^{+2}$ y $\text{HCO}_3^-$ -----	65
Tabla 9 Formato Utilizado para la Estimación del Tiempo de Gelificación y la consistencia a diversos valores de pH -----	67
Tabla 10 Resultados de los Ensayos de Hinchamiento -----	68
Tabla 11. Caracterización de la berea -----	74
Tabla 12 Concentraciones y Especies Presentes en el Agua de Intequim-----	82
Tabla 13 Concentraciones Reales de las Soluciones Salinas Preparadas -----	82
Tabla 14 Estimación del Tiempo de Gelificación Y la Consistencia-----	84
Tabla 15 Tiempos de Gelificación y Consistencia Final. -----	86
Tabla 16 Influencia del Aditivo Químico Multigel <sup>®</sup> C Sobre los Tiempos de Gelificación y la Consistencia.-----	89
Tabla 17 Consistencia, Tiempo de Gelificación Inicial y Final Alcanzados al Añadir Multigel <sup>®</sup> C -----	89
Tabla 18 Hinchamiento Alcanzado en 1 y 2 Semanas de Exposición -----	91
Tabla 19 Balance de Masa de los Iones $\text{Na}^+$ , $\text{Ca}^{+2}$ y $\text{HCO}_3^-$ -----	98
Tabla 20 Módulos de elasticidad Obtenidos para los geles Hinchados -----	102
Tabla 21 Composición Mineralógica de los Núcleos de Berea Utilizados en las pruebas de Desplazamiento -----	106

Tabla 22 Volumen Poroso “Vp” y Porosidad “ $\emptyset$ ” Prueba de Desplazamiento 1 y 2.---	107
Tabla 23 Diferenciales de presión Medidos para el Cálculo de la permeabilidad Absoluta -----	108
Tabla 24 Permeabilidad Absoluta al Agua para cada Sección -----	108
Tabla 25 Valores de pH de los Efluentes Recogidos por cada Volumen Poroso Inyectado. -----	109
Tabla 26 Tiempos de Gelificación y Consistencia Final de los Efluentes Recolectados por cada Volumen Poroso de Gel Inyectado. -----	110
Tabla 27 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de Agua de Intequim -----	111
Tabla 28 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de la Solución de 100 ppm Na <sup>+</sup> -----	112
Tabla 29 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de la Solución de 10.000 ppm de Na <sup>+</sup> -----	115
Tabla 30 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel (Agua de Intequim) -----	116
Tabla 31 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel (Solución 100 ppm Na <sup>+</sup> ) -----	117
Tabla 32 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel (Solución 10.000 ppm Na <sup>+</sup> ) -----	118
Tabla 33 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Agua de Intequim)-----	119
Tabla 34 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Solución de 100 ppm Na <sup>+</sup> )-----	119
Tabla 35 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Solución de 10.000 ppm Na <sup>+</sup> )-----	120
Tabla 36 Volumen Poroso “Vp” y Porosidad “ $\emptyset$ ”, Prueba de desplazamiento 3 y 4. ---	126
Tabla 37 Diferenciales de presión Medidos para el Cálculo de la permeabilidad Absoluta -----	127
Tabla 38 Permeabilidad Absoluta al Agua para cada Sección (60 °C y 200 psi) -----	127

Tabla 39 Valores de pH, Tiempos de gelificación y Consistencia de los Efluentes Recogidos por cada Volumen Poroso Inyectado.-----	129
Tabla 40 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de Agua de Intequim -----	130
Tabla 41 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de la Solución de 100 ppm Ca <sup>+2</sup> -----	131
Tabla 42 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de la Solución de 10.000 ppm Ca <sup>+2</sup> -----	131
Tabla 43 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel en Función de los Volúmenes Porosos Inyectados (Agua de Intequim)-----	132
Tabla 44 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel en Función de los Volúmenes Porosos Inyectados (Solución de 100 ppm Ca <sup>+2</sup> )-----	133
Tabla 45 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel en Función de los Volúmenes Porosos Inyectados (Solución de 10.000 ppm Ca <sup>+2</sup> )-----	133
Tabla 46 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Agua de Intequim), Prueba 3-4---	134
Tabla 47 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Solución 100 ppm Ca <sup>+2</sup> ), Prueba 3 -----	134
Tabla 48 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Solución 10.000 ppm Ca <sup>+2</sup> ), Prueba 4 -----	135



## INTRODUCCIÓN

A escala mundial uno de los principales problemas que afecta a la industria petrolera, es la elevada producción de fluidos indeseados, como es el caso del agua de formación o el agua de inyección empleada en los procesos de recuperación secundaria, bien sea porque representan una amenaza para el medio ambiente (por sus altos contenidos de compuestos orgánicos e inorgánicos) o porque su disposición final, debido a los altos volúmenes que se generan, requiere de elevados costos económicos, y conlleva en la mayoría de los casos, a la búsqueda de nuevas técnicas de separación del sistema agua/petróleo en superficie, al empleo de nuevas herramientas, por la rápida corrosión de los equipos de trabajo dentro de los pozos, y en general a la búsqueda de nuevos procedimientos que disminuyan la rápida declinación de la producción de los pozos petroleros, para no llegar hasta el abandono total de los mismos.

De acuerdo con las estadísticas, se sabe que la producción de agua es tan elevada que en muchos casos llega a ser de tres barriles de agua por cada barril de petróleo [1], lo que prácticamente estaría convirtiendo a los pozos productores de petróleo en pozos productores de agua, por ello la necesidad de encontrar tecnologías que solucionen o aminoren el problema.

El efecto de la producción excesiva de agua es generalmente causado por la heterogeneidad natural del yacimiento, por fracturas, por diferencias en la viscosidad de los fluidos presentes en el yacimiento, entre otros, que provocan la canalización del agua hacia los pozos productores generando altos cortes de agua. Otro escenario, donde se observa una alta producción de agua es en los procesos de recuperación secundaria, como consecuencia de los proyectos de inyección de este fluido.

Cronológicamente, los primeros esfuerzos para reducir esta elevada producción de agua incluyeron el aislamiento mecánico, la cementación forzada, inyección de partículas sólidas (arcillas), inyección de emulsiones agua/petróleo, inyección de sistemas de silicatos, entre otras técnicas, que a largo plazo no resultaron efectivas. No obstante, de acuerdo a investigaciones recientes, se ha encontrado que una técnica efectiva para reducir la alta producción de agua, consiste en la inyección de polímeros o sistemas gelificantes poliméricos, que permitan mejorar la heterogeneidad macroscópica de los yacimientos para bloquear canales de alta permeabilidad. [2]

Los polímeros empleados para disminuir los efectos causados por la alta producción de agua, no son más que un conjunto de macromoléculas de naturaleza orgánica que se forman por la unión de moléculas más pequeñas (monómeros). Estas macromoléculas son empleadas para el control de la movilidad de diversos fluidos, como es el caso del agua de formación. Contribuyen al mejoramiento de la eficiencia de barrido areal, mediante un efecto combinado de aumento de la viscosidad de la fase acuosa con una disminución de la permeabilidad efectiva, al bloquear las vías de flujo.

Los geles por su parte, se basan en una mezcla de un polímero soluble en agua con un agente entrecruzante que al reaccionar químicamente a una temperatura dada, forman una red tridimensional que inmoviliza el agua en su interior, adquiriendo un aspecto que va desde una solución viscosa hasta una gelatina poco móvil. Si el hinchamiento se produce por acción del agua se obtienen los denominados hidrogeles, donde la conservación de la forma es el resultado del balance entre las fuerzas intermoleculares dispersivas y cohesivas, por lo que se suelen caracterizar como un estado intermedio entre un líquido y un sólido, al que se le atribuyen propiedades de transporte (líquido) y fuerza de cohesión (sólido).

Debido a la característica de hinchamiento que poseen los geles, estos pueden ser empleados como sistemas de control de agua y/o gas. Con esta tecnología se pretende reducir el flujo de agua sin afectar considerablemente el flujo de petróleo, mediante la reducción de la permeabilidad efectiva al agua. Sin embargo, es importante destacar que dichos sistemas se ven afectados por una serie de factores que influyen en su comportamiento, tales como: el pH, la fuerza iónica del medio y la temperatura, entre otras, por ello la importancia de estudiar y poder establecer de forma precisa, la influencia que genera cada uno de estos factores por separado.

De acuerdo a lo antes mencionado, el comportamiento de los sistemas poliméricos gelificantes, varía de acuerdo a las condiciones que lo circundan en el medio poroso, de allí la importancia de poder establecer las características necesarias a la hora de diseñar un gel, mediante la ejecución de pruebas o ensayos de laboratorio.

En este sentido, se estudiará el comportamiento de un sistema gelificante polimérico de baja consistencia (no sellante), mediante la realización de pruebas fuera y dentro del medio poroso, a través del seguimiento de variables críticas tales como cambios de permeabilidad a los fluidos, tiempos de gelificación, evaluación de RRF, etc.

Con base en lo antes expuesto, el presente trabajo de investigación contiene cuatro capítulos que se encuentran estructurados de la siguiente manera:

Capítulo I. Planteamiento del problema, donde se exponen la formulación del problema, los objetivos planteados, la justificación de la investigación, la importancia de la investigación, delimitación del estudio y alcance del estudio.

Capítulo II. Revisión bibliográfica, donde se exponen los fundamentos teóricos de la investigación, como por ejemplo los términos básicos relacionados al tema bajo estudio y los antecedentes de la investigación.

Capítulo III. Metodología del estudio, donde se describe el tipo de investigación, la población y muestra con que se va a trabajar, instrumentos y técnicas utilizadas, tabulación de datos, validez y confiabilidad, tratamiento estadístico, procedimiento de la investigación y las pruebas que se realizaran.

Capítulo IV. Discusión de resultados, donde se exponen los resultados obtenidos y la discusión correspondiente a los mismos.

Capítulo V. Conclusiones y recomendaciones.



# CAPÍTULO I

## 1 EL PROBLEMA

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El incremento en la producción de agua en los campos petroleros, es un problema de importancia considerable que presentan la mayoría de los países productores de petróleo, ya que la producción excesiva de dicho fluido afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde sus inicios hasta su desarrollo y posterior producción, teniendo un impacto negativo tanto a nivel económico como a nivel ambiental. Esta problemática genera la imperiosa necesidad de buscar y desarrollar métodos que reduzcan significativamente la alta producción de agua, generando el menor impacto en la producción petrolera y mantener la rentabilidad del proceso.

A lo largo de los años se han desarrollado diversos métodos para reducir o controlar el problema de la alta producción de agua, sin embargo, numerosas pruebas de campo y estudios experimentales a escala de laboratorio, han demostrado que uno de los métodos más efectivos ha resultado ser el empleo de sistemas poliméricos gelificantes como agentes de bloqueo.

Los geles se basan en una mezcla de un polímero soluble en agua con un agente entrecruzante que al reaccionar químicamente a una temperatura dada, forman una red tridimensional que inmoviliza el agua en su interior, adquiriendo un aspecto que va desde una solución viscosa hasta una gelatina poco movable. Estos geles se ven influenciados por múltiples factores como lo son: temperatura, pH, concentración del agente entrecruzante y fuerza iónica del medio; todos ellos influyen de manera

determinante la consistencia final del gel y su desempeño como agente de bloqueo dentro del medio poroso.

Es importante destacar que para que las pruebas en medio poroso se lleven a cabo es necesario tener un estudio previo, del comportamiento del gel fuera del medio poroso (pruebas de botella), ya que estas permiten establecer parámetros como tiempo de gelificación inicial, el tiempo de gelificación final, y la consistencia culminado este último tiempo. Estos parámetros permiten establecer el máximo volumen a ser inyectado y el tiempo de cierre del pozo, con el propósito de evitar la gelificación de la mezcla fuera del medio poroso, bien sea a escala de laboratorio o a nivel de prueba piloto.

Una vez que estos geles son inyectados en la matriz porosa, entran en contacto con el agua que se encuentra en el medio; en la mayoría de los casos esta agua posee una mayor concentración de iones disueltos que el agua contenida dentro del gel, por lo que su salinidad es mayor en comparación a la salinidad del agua contenida dentro del gel. Este contraste de condiciones puede provocar diversos cambios, bien sea aumentando su volumen por hinchamiento o disminuyendo el mismo por sinéresis, trayendo como consecuencia modificaciones en sus propiedades de bloqueo. Sin embargo, hasta el momento, los mecanismos precisos y los efectos provocados por el agua de formación de diferentes salinidades sobre el comportamiento de sistemas gelificantes de baja consistencia, dentro del medio poroso, no está completamente establecido.

Los estudios realizados hasta el momento no son lo suficientemente concluyentes, por lo que se hace necesario continuar investigando, para así obtener una idea más clara y predecir el comportamiento de estos sistemas dentro del medio poroso.



De esta manera, la presente investigación, persigue aportar los conocimientos teóricos y experimentales requeridos para explicar el comportamiento de sistemas gelificantes de baja consistencia, dentro del medio poroso, cuando son sometidos al contacto con aguas de diferente salinidad.

## **1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

Tomando en consideración lo antes referido, se puede indicar que la interrogante en este caso es la siguiente: ¿cómo influye la salinidad del agua de formación, en sus diferentes grados de concentración de iones presentes, en el desempeño de un gel de baja consistencia (no sellantes) dentro del medio poroso?

## **1.3 OBJETIVOS**

### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar el efecto provocado por los iones calcio, sodio y bicarbonato presentes en las aguas de formación, en el desempeño de un sistema gelificante de baja consistencia (MULTIGEL®) dentro del medio poroso.

### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar la influencia del pH sobre los tiempos de gelificación y la consistencia final del gel empleado.



- Determinar la influencia de los iones  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{HCO}_3^-$  en solución, sobre el hinchamiento del gel empleado, fuera del medio poroso.
- Determinar el comportamiento reológico de los geles hinchados.
- Determinar la capacidad del gel de originar un efecto de reducción de la permeabilidad al agua en una zona de alta permeabilidad.
- Analizar el efecto causado sobre el gel una vez que es puesto en contacto con las soluciones de sodio, calcio y bicarbonato, dentro del medio poroso, mediante el monitoreo de variables como permeabilidad efectiva al agua y factor de resistencia residual al agua (RRF).
- Analizar el efecto de la longitud en los factores de resistencia residual (RRF)

#### 1.4 JUSTIFICACIÓN

La inyección de sistemas poliméricos gelificantes constituye un mecanismo de control para la producción excesiva de agua y/o gas. Con esto, se pretende aumentar la vida productiva del pozo y la disminución de costos operacionales asociados al mantenimiento, disposición y manejo de grandes volúmenes de fluidos indeseados, para el caso de pozos productores. En el caso de pozos inyectores, se busca mejorar los perfiles de inyección para lograr barridos homogéneos de zonas altamente canalizadas, incrementando así la eficiencia en la recuperación del crudo.

En tal sentido, el aporte de conocimientos relacionados con el comportamiento de dichos sistemas poliméricos gelificantes fuera y dentro del medio poroso, es de mucha importancia, ya que ayuda a explicar los cambios que experimentan dichos sistemas cuando son puestos en contacto con soluciones que contienen una cantidad de iones, característicos de las aguas presentes en los yacimientos petrolíferos.





El desarrollo de este trabajo experimental constituye un aporte de gran valor en el mejoramiento y desarrollo de las tecnologías para control de agua que requieren ser aplicadas en los yacimientos a nivel nacional, específicamente, en aquellos que presentan altas concentraciones de iones o elevada salinidad en las aguas de formación, como es el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

### **1.5 IMPORTANCIA**

A pesar de las numerosas investigaciones que se han llevado a cabo en relación con la influencia que ejercen los iones presentes en las aguas de formación, los cuales afectan de manera marcada el hinchamiento y deshinchamiento de los sistemas poliméricos gelificantes, en la actualidad aun existen numerosas incertidumbres en cuanto al efecto que ejercen dichos iones por separado sobre el sistema Multigel®, tecnología desarrollada por PDVSA-INTEVEP- para el control de agua y/o gas.

El empleo de sistemas gelificantes poliméricos, en particular los geles de baja consistencia, podría constituir una técnica alternativa utilizada para el control de fluidos indeseados en yacimientos donde el agua de formación presente exhibe un alto contenido de iones o una elevada salinidad, como es el caso de los yacimientos de crudos pesados y extrapesados característicos de la faja del Orinoco (FPO). Se estima que la FPO contiene 236.000 millones de barriles de crudo pesado, lo cual coloca a Venezuela como el país con las mayores reservas del planeta, de allí la importancia de poder desarrollar tecnologías de control de agua que puedan ser aplicadas en estos yacimientos que presentan acuíferos activos.



## 1.6 DELIMITACIÓN

El presente estudio se realizará en el Centro de Investigación y Apoyo Tecnológico Intevop S.A., filial de PDVSA, ubicado en la Urbanización Santa Rosa, Sector El Tambor, en la ciudad de Los Teques - Estado Miranda, Venezuela.

Se llevarán a cabo pruebas de desplazamientos en medio poroso, con núcleos de arena no consolidada en el que se inyectará el sistema gelificante a ser investigado, dichas pruebas se realizarán en los laboratorios N°17 (Lab. de procesos químicos) y N°8 (Lab. de geles.). La investigación tendrá una duración, de doce meses.

## 1.7 ALCANCES

Esta investigación se orientará a determinar la influencia que tienen los iones sodio, calcio y bicarbonato, presentes en las aguas de formación, sobre el desempeño de un sistema gelificante de baja consistencia (Multigel®), a través de la interpretación de los factores de resistencia residual (RRF) obtenidos con un sistema de desplazamiento diseñado para el presente estudio.



## CAPÍTULO II

### 2 MARCO TEÓRICO

#### 2.1 BASES TEÓRICAS

##### 2.1.1 Definición de Yacimiento

Un yacimiento se define como una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, a través de la cual estos fluidos pueden desplazarse para ser recuperados, bajo presiones existentes o aplicadas externamente. [3]

La unidad geológica puede estar formada por tres tipos diferentes de rocas: ígneas, metamórficas y sedimentarias. Las rocas ígneas son rocas primarias que resultan de la solidificación del magma. Están compuestas predominantemente de minerales del grupo de los silicatos, son consideradas como las precursoras de los otros tipos de rocas. Las rocas metamórficas, son derivadas de cualquier otra por medio de metamorfismo, que es el proceso de transformación mineralógico y estructural de las rocas en estado sólido, cuando son sometidas a condiciones físicas y químicas (principalmente temperatura y presión) distintas a las de su formación. Las rocas sedimentarias, son originadas por la erosión de rocas pre-existentes bajo la acción de agentes geológicos externos (aguas oceánicas o continentales, viento, procesos de oscilaciones térmicas, etc.), seguido del transporte de material en forma sólida o en disolución y finalmente, su acumulación y consolidación.

En un yacimiento podemos encontrar agua de formación, petróleo y gas, siendo los dos últimos fluidos, compuestos orgánicos (carbono e hidrógeno), normalmente denominados hidrocarburos. En la figura 1 podemos observar un modelo básico de la distribución de los componentes mencionados anteriormente dentro de un yacimiento.

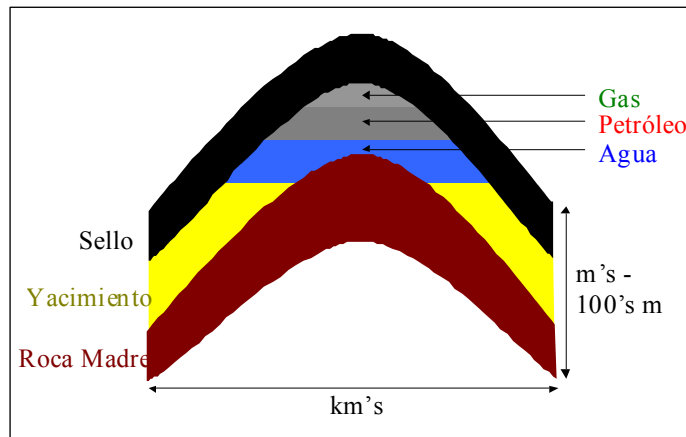


Figura 1 Modelo básico de ubicación de fluidos en el yacimiento.

El agua que se encuentra presente en un yacimiento (agua de formación) es agua salada atrapada en los intersticios de los sedimentos del mismo. También se le da el nombre de **agua intersticial** o **agua connata**. Esta agua resulta ser de 3 a 4 veces más salina que el agua de mar y puede llegar a contener en promedio 3,5 % en peso ó 35.000 ppm de Cloruro de Sodio (NaCl). Entre los iones predominantes de las sales disueltas presentes en las aguas de formación se encuentran:  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ,  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Ba}^{++}$ ,  $\text{Li}^+$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{NO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$  y  $\text{SO}_4^-$ .

Muchas de las aguas en los campos petrolíferos se caracterizan por presentar altas salinidad, como es el caso de las aguas presentes en la faja petrolífera del Orinoco (FPO)

### 2.1.2 Mecanismos de Recuperación de Petróleo

Según Magdalena París [4], la explotación o recuperación de petróleo en los yacimientos, puede llevarse a cabo a través de diversas etapas y mecanismos. Tradicionalmente se suelen definir tres etapas correspondientes a la explotación petrolera que son: etapa primaria, que resulta en el desplazamiento del fluido, gracias a la energía natural que posee el yacimiento, y en la cual se pueden distinguir diversos mecanismos como lo son: expansión de la roca y los fluidos, empuje por gas en solución, empuje por capa de gas, drenaje por gravedad y empuje hidráulico o por agua.

La etapa secundaria se lleva a cabo cuando se verifica una declinación en la energía natural del yacimiento. Por lo general en esta etapa se suele emplear la inyección de agua o gas, esta inyección en muchos casos trae como consecuencia, problemas asociados con la alta producción de dicho fluido, ya que en muchos casos se produce un barrido areal deficiente, debido a las mismas condiciones de heterogeneidad del yacimiento; es en este punto donde se hacen necesarios los mecanismos de producción terciaria, los cuales, se suele emplear cuando los procesos secundarios se transforman en no rentables.

Los mecanismos de producción terciaria consisten en el empleo de diversos procesos, entre los cuales destacan: los procesos térmicos, los procesos donde se emplean gases miscibles e inmiscibles, los procesos donde se utilizan sustancias químicas, como la inyección de polímeros o la inyección de sistemas poliméricos gelificantes, entre otros. En la actualidad la etapa terciaria se designa con el término EOR del inglés Enhanced Oil Recovery, recuperación mejorada de petróleo.



### 2.1.3 Alta Producción de Agua

En los campos maduros, el agua suele percibirse como un mal necesario. Si bien el agua a menudo impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria, el exceso de agua producida representa un factor limitante que controla la vida productiva del pozo y genera costos significativos para las compañías productoras de petróleo.

Globalmente, con cada barril de petróleo se genera como mínimo tres barriles de agua, en los pozos que presentan dicho problema. En algunos países el problema es tan grave que el agua producida constituye un 98% de todos los residuos generados, lo que en promedio se traduce en 10 barriles de agua por cada barril de petróleo [5]

Aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua puede aumentar al punto de representar más del 90% del volumen de líquido que se lleva a la superficie, trayendo como consecuencia la sobrecarga de los sistemas de tratamiento en la superficie, así como también otros problemas como corrosión o formación de escamas, lo que afecta la eficiencia y la productividad. Finalmente, el costo que implica el tratamiento del agua producida impide la rentabilidad del campo

Se debe entonces, identificar los yacimientos asociados con excesiva producción de agua y aplicar el tratamiento adecuado para solucionar este efecto no deseado. El control de la producción de agua comienza con identificar el origen del problema, lo cual requiere de una investigación de todos los aspectos característicos del pozo y del yacimiento. [6]

El control de agua es la aplicación de procesos de yacimientos que permiten reducir su producción, mejorar la eficiencia de recobro final y satisfacer las normativas ambientales. Aún cuando el uso de los procesos de control de agua pueden no resultar en un incremento de la producción, consiguen frecuentemente mejorar la rentabilidad operacional y como resultado generar beneficios.

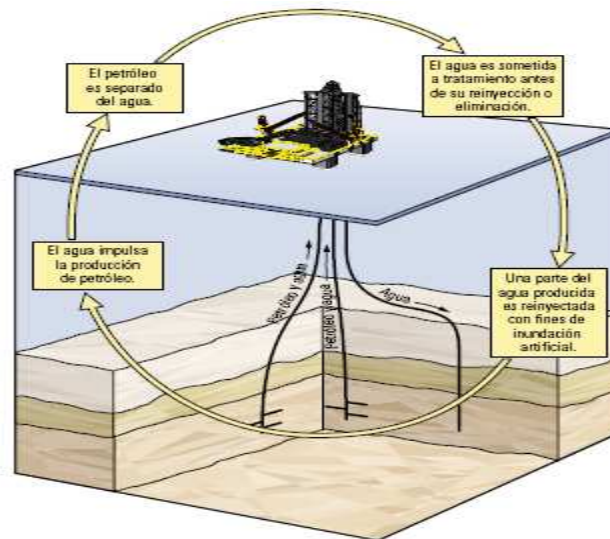


Figura 2 El Rol del Agua en el Proceso de Producción de Petróleo. [5]

## 2.1.4 Problemas Fundamentales Generados por la excesiva Producción de Agua

### 2.1.4.1 Disminución de la tasa de Petróleo

El alto corte de agua en un pozo implica la disminución porcentual de la producción de crudo. Cuando la irrupción de agua ocurre, la producción de petróleo disminuye de acuerdo a la tasa de producción de agua, en otras palabras, sí el porcentaje de agua producida es alto, la capacidad de recuperación de crudo se ve afectado por altas tasas de agua. Hay que tomar en cuenta que existen casos de pozos sometidos a un empuje por capa de gas, en donde el agua afecta significativamente la producción crudo ya que



disminuye la relación gas-líquido, lo cual hace que la capacidad de elevación sea ineficiente, obteniéndose como resultado que los pozos fluyan irregularmente o dejen de producir. [7]

#### **2.1.4.2 Acortamiento de la Vida Útil del Pozo**

Cuando ocurre la irrupción del agua en un pozo petrolero, se hace más difícil tratar de recuperar el petróleo en sitio. Muchas veces los métodos que utilizan para controlar el agua pueden ocasionar daños permanentes en las arenas productoras. También cabe destacar que a medida que el pozo incrementa su corte de agua, este se hace menos rentable ya que hay que aumentar los costos para reciclaje o tratamiento del agua. Esto se traduce en pérdidas, ya que la producción de crudo disminuye y a la larga conduce al cierre o abandono del pozo. [7]

#### **2.1.4.3 Incremento de los Costos Operacionales**

A medida que el pozo aumenta el corte de agua, los costos operacionales también aumentarán, se tiene que destinar más recursos para plantas de tratamiento de las aguas de producción o muchas veces movilizar grandes tanques para su almacenamiento. Otro problema que ocasiona el influjo excesivo del agua y repercute en el incremento de los costos, es el que se deban destinar mayores recursos al mantenimiento y recuperación de los equipos de superficie o de subsuelo debido a que estos van a estar más expuestos a la corrosión y al desgaste, es decir, la vida útil de los equipos va ser más corta.

También en los pozos con alta producción de agua el consumo de energía es mayor esto se debe a que se tiene que hacer un mayor esfuerzo en las maquinarias para





hacer posible la recuperación de crudo, la energía empleada también va aumentar en el mismo momento que se necesiten más equipos para el tratamiento del agua de producción y para el mantenimiento o reemplazo de cualquiera de los mismos. [7]

#### **2.1.4.4 Problemas Ambientales**

El agua de producción puede ser dañina para los suelos hasta el punto que los llega a esterilizar para la agricultura. Estos suelos en presencia y en contacto con una cantidad apreciable de agua se degradan o pierden su equilibrio debido a la presencia de sales u otros compuestos. En el lago, los desechos de las aguas de producción pueden variar el pH, lo que influye directamente en la fauna marina. [7]

Otros problemas asociados con la alta producción de agua se encuentran resumidos en la siguiente tabla. [6]

**Tabla 1 Problemas más frecuentes asociados a la alta producción de agua**

<b>PROBLEMA</b>	<b>POSIBLES CAUSAS</b>	<b>SEÑALES</b>	<b>MEDIO DE IDENTIFICACION</b>
Fugas Del Revestidor	Hueco en LA tubería por corrosión, fugas en las roscas de cuello	Inesperado incremento de producción de agua	Registros de temperatura, de cementación, análisis de agua
Producción Indeseada De Un Canal	Mala cementación, estimulación fuera de la zona	Inesperado incremento de producción de agua	Registros de temperatura, de cementación, análisis de agua
Ruptura De Barreras	Trabajos de estimulación	Incremento de la producción de agua	Registro de temperatura, decaimiento termal de neutrones, entre otros
Taponamiento Por Incrustaciones	Precipitaciones, Incrustaciones	Incremento de la producción de agua	Análisis de agua
Cañoneo Cerca De La Zona De	Mala interpretación	Incremento de la producción de	Registros, núcleos, reporte de perforación
Agua		agua	
Mal Cemento	Deterioro del cemento, Problemas de cementación	Incremento de la producción de agua	Registros de cementación
Daño De La Formación	Daño por lodo	Baja producción de crudo	Pruebas de presión.
Conificación	Movimiento de acuífero de fondo	Incremento gradual de RAP	Registros neutrón, densidad, pruebas de pozo
Canalización	Comunicación con zona de alta permeabilidad	Fluido inyectado irrumpe en el productor	Análisis de núcleo, de movilidad de los fluidos.
Fracturas	Fracturas fuera de la zona	Fluido inyectado irrumpe en el productor	Registro de fluidos, pruebas de presión

### 2.1.5 Tipos de Aguas

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante en el campo. Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua,

hay aguas que son mejores que otras. Con respecto a la producción de crudo, es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva). [6]

#### **2.1.5.1 Agua de Barrido.**

Es aquella que proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es parte fundamental de la gerencia del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la vida productiva del yacimiento y en el recobro final del mismo.

#### **2.1.5.2 Agua Buena.**

Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (RAP). Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de mezcla que provoca el aumento gradual de la relación agua/petróleo. Dado que el agua buena, por definición, produce petróleo junto con ella, se debería tratar de maximizar su producción. Para reducir los costo implícitos, el agua debería eliminarse tan pronto como fuese posible; en forma ideal mediante un separador de fondo. Estos dispositivos, junto con las bombas electro sumergible (Hidrociclón), permiten separar hasta el 50% del agua e inyectarla en el fondo, con lo cual se evitan los costos del levantamiento y la separación del agua en la superficie.

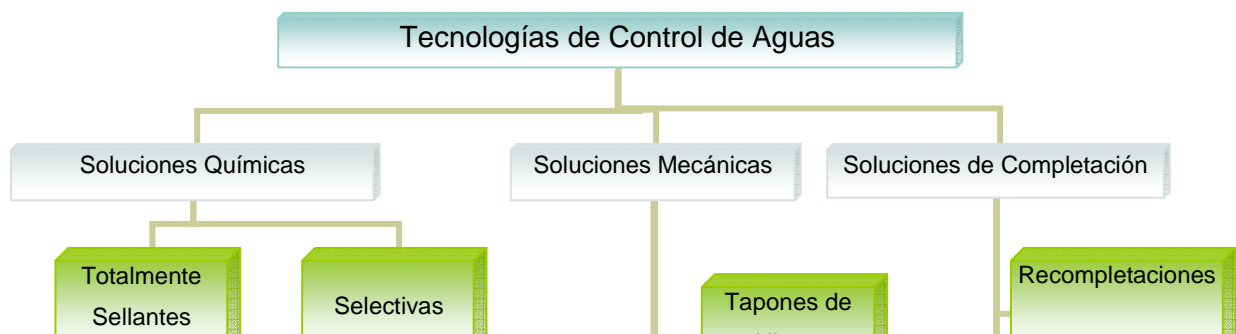
#### **2.1.5.3 Agua Mala.**

El agua mala se puede definir como el agua producida dentro del hueco, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP. El origen del agua perjudicial puede estar dado por ciertas condiciones en el yacimiento, o en las cercanías del pozo. Las condiciones típicas, incluyen conificación, fisuras y capas de alta permeabilidad, lo cual hace que el agua llegue al pozo sin barrer un volumen adecuado de petróleo. Ahora bien, no todas las capas de alta permeabilidad son perjudiciales, algunas pueden contribuir a barrer otras capas adyacentes, en especial cuando el contraste de permeabilidad es moderado. La presencia de pozos inyectores de agua crea más fuentes potenciales de agua perjudicial.

El flujo de agua puede estar provocado por diversos factores, por ejemplo adherencia deficiente del cemento, cavernas formadas por la producción de arena, flujo de petróleo reducido debido a daños de la formación y estimulaciones frecuentes.

### 2.1.6 Tecnologías para el Control de Aguas

Una vez identificado el origen de la alta producción de agua, existen diferentes opciones tecnológicas para lograr su control, las cuales varían desde las simples soluciones mecánicas y químicas, que son relativamente de bajo costo, hasta las más complejas y costosas soluciones de completación [7]. En la figura 3 se encuentran esquematizadas y clasificadas en tres grupos principales, las tecnologías existentes empleadas para el control de la excesiva producción de agua.



### Figura 3 Esquema de Tecnologías para el Control de Aguas

#### 2.1.6.1 Soluciones de Completación

Las soluciones de completación son utilizadas para resolver problemas de alta producción de agua de mayor dificultad o complejidad que las generalmente solventadas por las soluciones mecánicas. En general, este tipo de soluciones podría entrar como un subgrupo dentro de las soluciones mecánicas, con la diferencia de que estas son por lo general muy costosas debido a que requieren modificar la completación del pozo, perforar ramificaciones o simplemente abandonar el pozo.

#### 2.1.6.2 Soluciones Mecánicas



Las soluciones mecánicas se basan en la colocación de herramientas o equipos mecánicos al nivel de la superficie o del subsuelo para reducir o controlar la producción de agua en la superficie y/o mejorar el barrido y la recuperación de crudo. Entre las opciones mecánicas menos costosas y más comunes se encuentran los parches de tubería, tubería expansible, tapones de arena y tapones de hierro. Estas opciones de aislamiento funcionan adecuadamente cuando las zonas ofensivas se encuentran hacia la parte inferior de la completación y no existe flujo cruzado entre las zonas.

### **2.1.6.3 Soluciones Químicas**

Las tecnologías químicas se basan en la inyección de sustancias químicas capaces de modificar el paso de fluidos dentro del medio poroso. La mayoría de los tratamientos con químicos requieren una colocación precisa del fluido, sobre todo en aquellos casos en los cuales se desea proteger las zonas productoras. Sin embargo, la decisión final sobre que tipo particular de sistema químico se debe inyectar dependerá de la estabilidad de los sistemas a las condiciones del yacimiento, especialmente a la temperatura y a los diferenciales de presión, a la penetración requerida en función de la capacidad de penetración del sistema químico en particular, al riesgo de reducción de la producción en casos en que las arenas productoras no puedan aislarse, y finalmente al factor económico. Dentro de las soluciones químicas podemos encontrar las siguientes:

#### **2.1.6.3.1 Fluidos Totalmente Sellantes**

Este tipo de tratamiento se coloca en la zona productora de agua y actúa como una barrera sellante que impide el paso de agua hacia la zona productora, este tipo de fluido sellante reduce tanto la permeabilidad relativa al agua como al petróleo. Entre estos tenemos cementos, emulsiones, sales y geles sellantes.

### 2.1.6.3.2 Tratamientos Selectivos

Así mismo dentro de las soluciones químicas tenemos los tratamientos selectivos donde encontramos dos sub categorías que son los tratamientos modificadores de la permeabilidad relativa y los geles con efecto DPR.

Los tratamientos modificadores de la permeabilidad relativa  $K_r$  son aquellos que intentan crear en la cercanía del pozo una reducción desproporcionada de la permeabilidad del agua, la aplicación de este tipo de tratamiento es recomendada en zonas de alta permeabilidad con flujo cruzado.

En cuanto a los geles con efecto DPR, actualmente, el uso de este tipo de sistemas es la técnica que está siendo empleada con mayor frecuencia para controlar los problemas de alta producción de agua e incluso de gas. Algunas de las características que ha llevado a la extensión de su uso son: la fácil aplicación, control del tiempo de gelificación, habilidad para penetrar a profundidad en la matriz porosa, entre otras que serán ampliadas más adelante. [8] Adicionalmente, muchos de ellos han mostrado un comportamiento de reducción selectiva de la permeabilidad al agua sin afectar significativamente la permeabilidad al petróleo, lo que ha hecho atractivo su uso en zonas productoras donde las zonas de agua y crudo no pueden ser aisladas. [9, 10, 11]. Es por ello, que en este trabajo se estudiará la influencia que tiene la salinidad del agua de formación, sobre el desempeño de un sistema gelificante específico a condiciones específicas.

### 2.1.7 Sistemas Gelificantes Poliméricos (Geles)

Los geles o sistemas poliméricos gelificantes, se basan en una mezcla de un polímero soluble en agua y un agente entrecruzante, que al reaccionar químicamente a una temperatura dada, forman la estructura del gel o red tridimensional que inmoviliza el agua dentro de ella, estos sistemas tienen un aspecto que va, desde una solución viscosa hasta una gelatina dura, dependiendo de la naturaleza y concentración de los componentes. De igual forma, este tipo de sistemas son considerados como un estado intermedio entre un líquido y un sólido, por lo que presentan tanto propiedades de transporte inherentes a un líquido, como propiedades de cohesivas inherentes a un sólido. En la figura 4 se encuentra representado el esquema de la reacción de formación de un gel. [12]

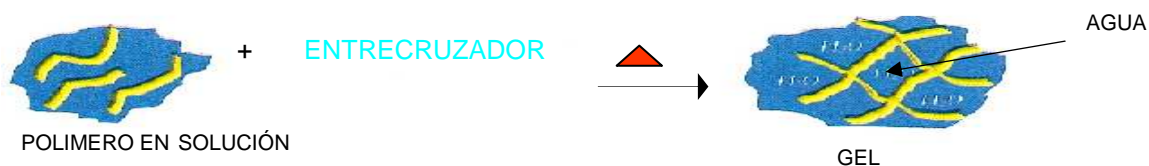


Figura 4 Esquema de la Reacción de formación del gel. [12]

El proceso en campo consiste en inyectar una mezcla de polímero y entrecruzadores disueltos en agua, y la reacción de gelificación se inicia dentro del yacimiento por el efecto de la temperatura, pH y salinidad del medio circundante.

Un polímero es soluble en agua cuando posee un número suficiente de grupos hidrófilos a lo largo de la cadena principal o de las cadenas laterales. Estos grupos comprenden principalmente aminas, amidas, grupos carboxilos y grupos sulfónicos. [13] Debido a que las características del gel dependen de diversos factores, como la proporción de sus componentes, las características estructurales del polímero y del



agente entrecruzante y las condiciones a las cuales es sometido, se han llevado a cabo numerosos desarrollos con condiciones químicas y físicas muy variadas, en la búsqueda de obtener geles estables, de alta calidad, flexibles en cuanto a lograr variados tiempos de gelificación, de fácil manejo y costos razonables. Uno de los factores que se toma en cuenta a la hora de diseñar un gel, por ejemplo, se refiere a la estructura y tipo de polímero que se este empleando, ya que de acuerdo a esta se tendrá uno u otro comportamiento. En la figura .5 se encuentra una clasificación de los polímeros de acuerdo con su estructura y al tipo de monómeros que lo conforma.

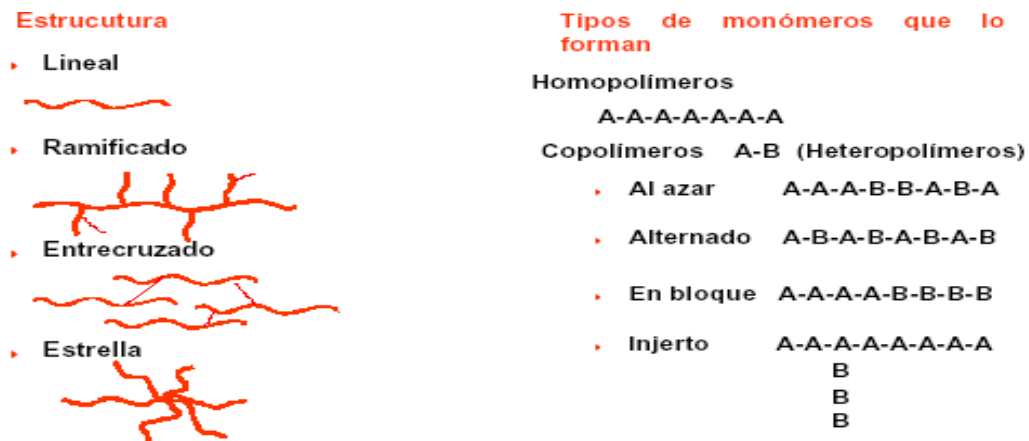
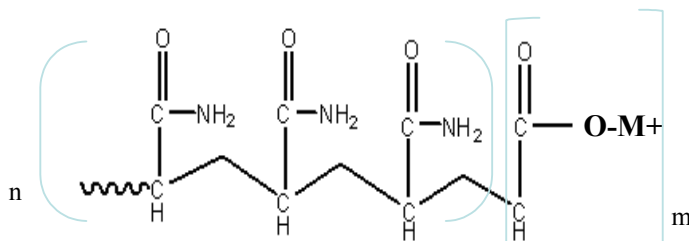


Figura 5 Clasificación de los polímeros de acuerdo con su estructura y al tipo de monómero [13]

Entre los tipos de polímeros de mayor uso comercial utilizados por la industria petrolera, bien sea para incrementar la recuperación de petróleo o como método de control de la excesiva producción de agua, entre otras, se encuentran dos grupos principales: las poliácridamidas (PAAm), que son polímeros solubles en agua cuya solución acuosa no es corrosiva al acero, las cuales presentan pesos moleculares que oscilan entre valores de  $1 \times 10^4$  a  $12 \times 10^6$ , producen alta viscosidad a baja concentración del producto son sensibles a la presencia de sales minerales como por ej: NaCl, CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub>, NaHCO<sub>3</sub>. Además de su aplicación en la industria petrolera, las poliácridamidas tienen múltiples usos, tales como: floculante en el tratamiento de agua negras, hidroseparación en la

industria minera y clarificación de jugo de caña. Igualmente es de mucha utilidad en la industria textil, industria del papel y otras como la farmacéutica, alimenticia y la agricultura. [13]

Por otra parte la Goma Xantano es un polisacárido que tiene como características resaltantes la estabilidad frente a sales minerales, y su resistencia a los esfuerzos mecánicos. El peso molecular de este tipo de polímero es normalmente entre 1 y 3 millones, sin embargo, se pueden formar asociados moleculares que pueden alcanzar los 10 millones. Es un compuesto sumamente pseudoplástico y moderadamente resistente a la temperatura. Tiene diversas aplicaciones tanto en la industria petrolera en la recuperación de crudos, y en fluidos de perforación como en otras industrias, tales como la alimenticia, farmacéutica y cosmética.[14]. En la siguiente figura se representa la estructura molecular que caracteriza a la poliacrilamida.



**Figura 6 Estructura Molecular de la Poliacrilamida.**

$$\% \text{ de hidrólisis} = \frac{n}{n + m} \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

m: Contenido de grupos acrilatos.

n: Contenido de grupos amidas.

Así mismo, tenemos que dentro de los agentes entrecruzantes utilizados se encuentran los inorgánicos, basados en sales de complejos metálicos como el cromo ( $\text{Cr}^{+3}$ ) [15, 16] y el aluminio ( $\text{Al}^{+3}$ ); sin embargo, debido a que el entrecruzador dicromato ( $\text{Cr}^{-\text{VI}}$ ) es cancerígeno, este ha sido sustituido por complejos de  $\text{Cr}^3$ , como el acetato y el propionato de cromo [17,18] Los entrecruzadores orgánicos por su parte, están basados en compuestos orgánicos como fenol y formaldehído. En este caso, debido a que el enlace entre el polímero y el agente entrecruzante es de tipo covalente, es posible obtener geles más fuertes y estables que los obtenidos mediante enlaces iónicos o coordinados, formados por metales polivalentes [12,19, 20].



**Figura 7 Estructura molecular de los entrecruzadores orgánicos fenol y formaldehído**

La resistencia de los geles a la temperatura depende de la química utilizada y varía con cada formulación. De esta forma se define el límite de temperatura de cada sistema gelificante, aunque en general los sistemas gelificantes pueden ser utilizados en yacimientos con temperatura hasta 350 °F.

Como puede observarse, la química de los geles puede ser muy variada, sin embargo, no toda combinación permite obtener el gel con las características adecuadas, por lo que ha sido un reto tecnológico formular un gel que permita cubrir un amplio intervalo de aplicaciones.

### 2.1.8 Mecanismo de Formación de un Gel Polimérico, tipo Poliacrilamida-Fenol-Formaldeído.

El mecanismo de formación de un sistema gelificante polimérico (en el cual los componentes son poliacrilamida, fenol y formaldehído), se basa en un conjunto de reacciones donde inicialmente interactúan el fenol y el formaldehído, para formar especies químicas intermediarias (denominadas metilo-fenoles), las cuales se convierten en los precursores responsables del entrecruzamiento con la poliacrilamida, actuando como verdaderos catalizadores que permiten dar la continuidad a la reacción de gelificación deseada. En este sentido la figura 8 muestra la reacción entre los entrecruzadores orgánicos fenol-formaldehído y las posibles especies químicas formadas que luego se entrecruzarán con el polímero. De esta manera, el formaldehído puede ser condensado en un medio básico con el fenol para formar unidades metilfenoles, las cuales a su vez pueden condensarse con las unidades aminas de la poliacrilamida y crear puentes de metilo. [21]

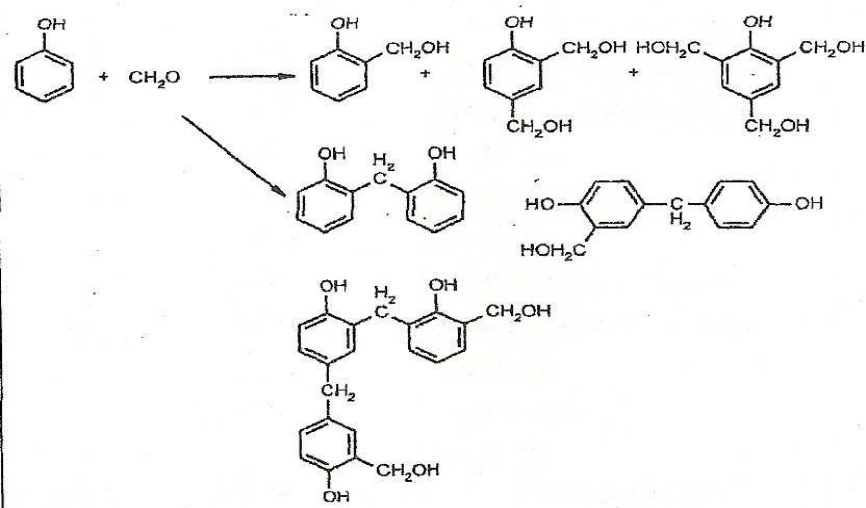


Figura 8. Esquema de reacción entre los entrecruzadores orgánicos Fenol-Formaldehído

Por otra parte las unidades metilfenoles también pueden formarse por la reacción del formaldehído con la poli(acrilamida) y formar puentes éteres al unirse con otras unidades metilfenoles. La formación de estos puentes metileno o éteres da lugar a la red tridimensional del gel. En la figura 9 se describe los detalles del mecanismo propuesto para la formación de estos sistemas.

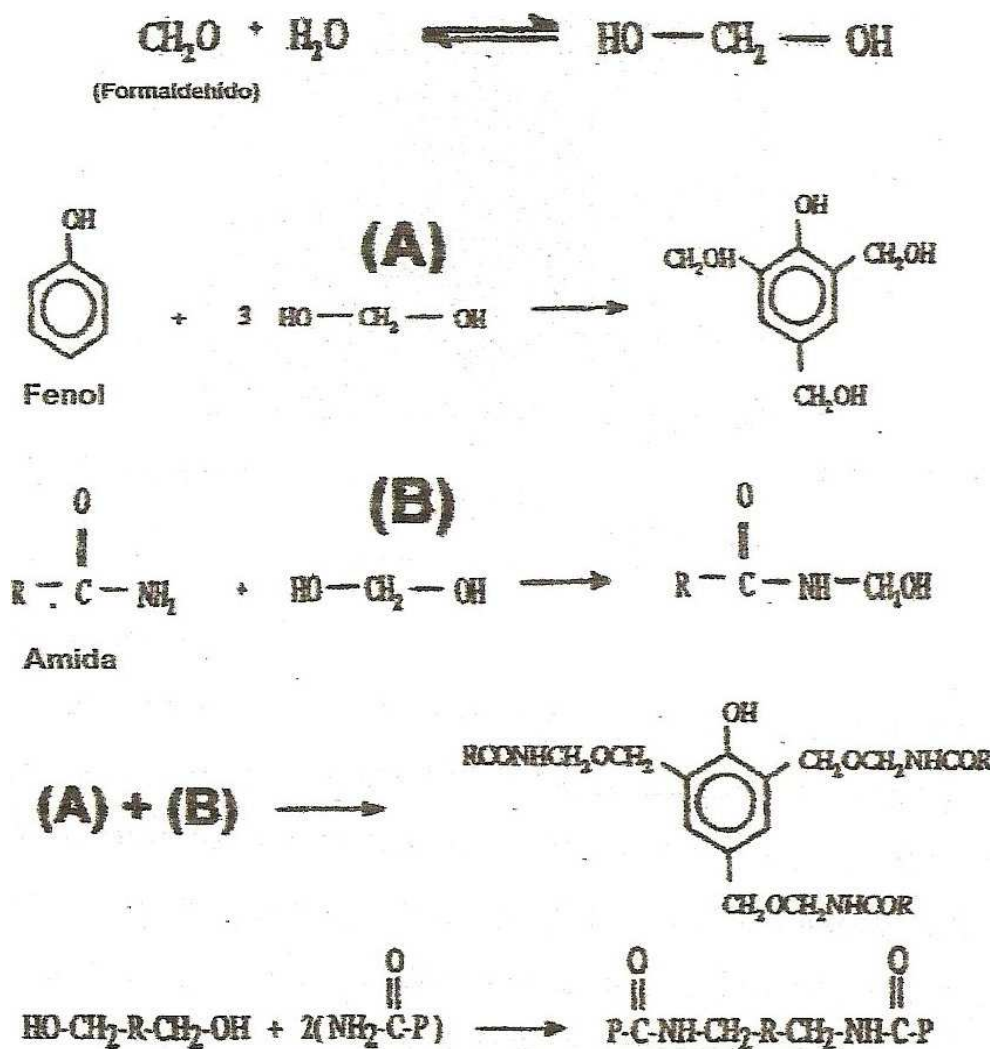


Figura 9 Mecanismo de Formación de Geles

### **2.1.9 Tipos de Geles**

De acuerdo con todas las características antes discutidas, los geles utilizados para el control de la excesiva producción de agua, se suelen clasificar en dos grandes grupos que son: geles sellantes y geles selectivos o no sellantes.

#### **2.1.9.1 Geles Sellantes**

Los geles sellantes, también llamados geles rígidos, tienen la capacidad de bloquear totalmente el paso de cualquier fluido hacia el pozo. Su ventaja es la habilidad para penetrar en espacios diminutos como redes porosas, fracturas y finos canales detrás de la tubería, razón por la cual son capaces de proveer un aislamiento más eficiente que otros métodos químicos.

Este tipo de geles, ha sido muy utilizado a nivel mundial para modificar el perfil de producción o inyección en pozos completados en yacimientos altamente heterogéneos, mediante el aislamiento de zonas ofensoras y / o ladronas.

Los geles sellantes, a su vez, se pueden clasificar en dos tipos: geles orgánicos e inorgánicos. Los geles inorgánicos son sistemas a base de silicatos que controlan la gelificación en sitio por medio de catalizadores que pueden ser externos o internos; estos sistemas son menos costosos, sin embargo, no son removibles y presentan tiempos de gelificación muy cortos, lo que limita la profundidad de penetración a la formación y el tiempo de bombeo del sistema. Por tal razón, su principal utilización es la corrección de problemas en la cercanía del pozo como fugas, flujo por detrás del revestidor, comunicación con el acuífero a través de fracturas inducidas y también en casos de pérdidas de circulación severas.

Los geles orgánicos que se encuentran dentro de esta categoría, son sistemas a base de monómeros o polímeros a los cuales se les agrega un activador de polimerización en el primer caso, o un compuesto entrecruzador en el segundo caso, para lograr su gelificación in situ a condiciones de temperatura y pH del medio poroso del yacimiento. Los geles sellantes que son inyectados al pozo con cierto grado de entrecruzamiento, con el fin de favorecer la penetración en las fisuras del cemento o en la formación, son denominados pre-geles.

Estos últimos, forman parte de lo que podría llamarse las nuevas tendencias de la tecnología de geles. Su uso eliminaría la necesidad de proteger las zonas productoras durante la reparación de la cementación y ayudaría a crear un sello más eficiente en sistemas fracturados ofensivos, minimizando el riesgo de daño al medio poroso por invasión, debido a que son diseñados para que al momento de llegar al fondo del pozo se encuentren con una alta viscosidad, evitándose así su penetración en la formación (mientras menor sea el espesor de los canales, mayor será la calidad del sello creado). No obstante estos geles son tecnología novedosa y su rango de aplicación requiere de mayor experiencia y pruebas de campo.

#### **2.1.9.2 Geles Selectivos.**

Los geles selectivos, tiene como característica más relevante la capacidad de disminuir la permeabilidad al agua en mayor proporción que la permeabilidad al petróleo, esto se conoce como efecto DPR, por las siglas en inglés "Disproportionate Permeability Reduction". Estos geles se denominan también geles no sellantes o con efecto DPR. La diferencia entre los tipos de geles radica en su formulación, es decir, los geles sellantes poseen una mayor concentración de polímero y entrecruzador que los geles con efecto DPR, los cuales tienden a ser más elásticos, así como con mayor fluidez y menor consistencia. No obstante, la formulación no es el único factor que determina el grado



del bloqueo de los geles, las características de la formación y las condiciones operacionales con las que se aplique el tratamiento también tienen influencia en el comportamiento del gel en el medio poroso, como se explicará más adelante.

### **2.1.10 Multigel® [22]**

Es la tecnología de geles desarrollada por PDVSA- Intevep, S.A. orientada hacia el control de la excesiva producción de agua y/o gas, la cual es aplicable a pozos productores e inyectores, esta tecnología cuenta con cuatro tipos fundamentales de geles, cuyas características varían de acuerdo a la necesidad y condiciones que posea la formación, de acuerdo con ello tenemos:

Multigel UHT: recomendado para yacimientos con temperaturas entre 260 y 320 °F (126 °C a 160 °C).

Multigel HT: recomendado para yacimientos con temperaturas entre 230 a 302 °F (110 °C a 150 °C).

Multigel LT: recomendado para yacimientos con temperaturas entre 158 a 230 °F (70 °C a 110 °C).

Multigel ULT: recomendado para yacimientos con temperaturas entre 130 a 170 °F (54 °C a 76 °C).

### **2.1.11 Factores Críticos a Considerar Para la Formulación de un Gel**

La mayor parte de los factores que se mencionan a continuación, son evaluados en el laboratorio a través de pruebas de botella, y tienen como finalidad evaluar una determinada formulación de gel y establecer su comportamiento fuera del medio poroso, permitiendo a la vez, descartar fácilmente sistemas deficientes [14]. Entre los factores que caracterizan a un gel se pueden mencionar los siguientes:





### **2.1.11.1 Tiempo de Gelificación**

Es el tiempo que tarda la mezcla gelificante (polímero + entrecruzador) en formar el gel, es decir hacerse viscoso a las condiciones presentes en la formación. El tiempo de gelificación depende principalmente de la temperatura, y en la mayoría de los casos se ha observado que a mayor temperatura, menor es el tiempo de gelificación, sin embargo este comportamiento depende de la formulación del gel.[20] Tomando en cuenta estas consideraciones el tiempo de gelificación se distingue en dos tiempos importantes que son:

#### **2.1.11.1.1 Tiempo de Gelificación Inicial**

Tiempo al que la mezcla comienza a volverse altamente viscosa, estableciendo cual es el máximo volumen de gel que puede ser inyectado en la formación a una tasa dada, sin correr el riesgo de gelificación en la tubería.

#### **2.1.11.1.2 Tiempo de Gelificación Final o de Máxima Consistencia.**

Es el tiempo que le toma al gel alcanzar su máxima consistencia o fuerza, y establece el tiempo de cierre del pozo después de la inyección y antes de su puesta a producción.

### **2.1.11.2 Consistencia o Fuerza de Gel.**

Se refiere a la dureza, elasticidad, y movilidad del gel. Esta característica está relacionada con la capacidad del gel para reducir el paso de fluidos a través de la matriz porosa y es directamente proporcional a la concentración de polímero y entrecruzador

en la solución gelificante. Mientras más rígido es el sistema, la reducción al paso de los fluidos tiende a ser más pronunciada.

Una metodología para determinar la consistencia de geles fuera del medio poroso basada en la observación de su dureza, elasticidad, y movilidad durante el proceso de gelificación fue desarrollada por Fernández y colaboradores [23]. En este estudio tales variables fueron asociadas a un código alfabético que clasificaron en forma cualitativa esta propiedad, de esta manera, un incremento en el orden alfabético establecido se traduce en menor movilidad, (ver tabla 2).

**Tabla 2 Consistencia de geles en Pruebas de Botella.**

Código	Descripción del gel
A	Sin cambio a la vista (sin gel).
B	Solución viscosa.
C	Gel muy suave altamente móvil.
D	Gel muy suave móvil
E	Gel muy suave moderadamente móvil.
F	Gel suave móvil
G	Gel suave moderadamente móvil.
H	Gel suave poco móvil.
I	Gel no móvil altamente deformable.
J	Gel no móvil moderadamente deformable.
K	Gel no móvil poco deformable.
L	Gel rígido.



Sin embargo, todas las características antes definidas, no pueden tomarse como definitivas en cuanto a estabilidad que ese gel tendrá dentro del medio poroso a los diferenciales de presión que serán expuestos, ya que el factor de adhesión a la roca puede jugar un papel importante a considerar,

#### **2.1.11.3 Durabilidad.**

Caracteriza la estabilidad del gel en función del tiempo, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento donde se va a colocar. Como resultado de la exposición del gel a las condiciones del yacimiento puede ocurrir una degradación del mismo o la expulsión de agua atrapada dentro de la estructura de malla del gel, denominando a este último fenómeno como sinéresis.

#### **2.1.11.4 Efecto de la Salinidad Sobre los Sistemas Gelificantes Poliméricos.**

Se refiere al efecto causado por los iones que se encuentran presentes tanto en el agua de preparación de los geles, como en el agua presente en el yacimiento, en donde estos serán colocados. La salinidad tiene una marcada influencia sobre la capacidad de hinchamiento que caracteriza a los sistemas poliméricos gelificantes. Sin embargo aun existen incertidumbres en relación a los fenómenos que experimentan estos sistemas, ya que cada uno posee características particulares por lo que es de interés continuar investigando en este campo para poder esclarecer las dudas que aun se tienen.

#### **2.1.11.5 Comportamiento en el Medio Poroso.**

Se refiere a la capacidad que posee el gel para modificar la permeabilidad de los fluidos presentes en la formación, así como la estabilidad del gel en el tiempo después de pasar varios volúmenes porosos. Este comportamiento permite conocer si el gel tendrá

la capacidad de reducir preferencialmente la permeabilidad efectiva al agua sin afectar significativamente la del petróleo (efecto DPR), o si por lo contrario bloquea todos los fluidos presentes en la formación.

La forma más común para medir y expresar la capacidad de un gel para reducir la permeabilidad de las fases presentes en el medio poroso, es a través del llamado factor de resistencia residual (por sus siglas en inglés "Residual Resistance Factor"), RRF.

#### **2.1.12 Ventajas y Desventajas de los Sistemas Poliméricos Gelificantes.**

Entre las principales ventajas de estos sistemas se encuentran [24]:

- Fácil aplicación.
- Tiempos de gelificación controlables.
- Fácil remoción por métodos químicos.
- Habilidad para penetrar a gran profundidad la matriz porosa de las formaciones.
- Permite mejorar los perfiles de inyección o producción.
- Permite reducir en mayor proporción la permeabilidad al agua que al petróleo (efecto DPR)
- Se puede aplicar en zonas productoras en las que no puede realizarse aislamiento mecánico.
- Permite corregir problemas matriciales y de fracturas.
- El daño a la formación puede ser menor en comparación con otros métodos de control.

Entre las desventajas más relevantes se pueden destacar las siguientes [25]:

- Puede degradarse a altas temperaturas.

- En caso de flujo cruzado (comunicación entre capas o entre unidades de flujo), es recomendable estudiar la posibilidad de aplicar otra tecnología, debido a que el empleo de geles puede ser riesgoso o poco efectivo.
- Posible pérdida de productividad por bloqueo de zonas productoras, aun cuando el gel tienda a ser no sellante o con efecto DPR.
- Su manipulación debe realizarse con el equipo adecuado (mascarillas, guantes, lentes, etc.) debido a que algunos de sus componentes pueden ser tóxico o irritantes.

### **2.1.13 Rango de Aplicación de los Sistemas Poliméricos Gelificantes [26]**

Entre las aplicaciones de los sistemas poliméricos gelificantes en yacimientos petrolíferos se tienen:

- El empleo de los geles como método químico se puede aplicar para el control de agua y/o gas en problemas vinculados con: canales de alta permeabilidad, adedamiento viscoso por movilidad desfavorable (mayor movilidad de los fluidos inyectados), comunicación entre pozos inyectores y productores por fracturas abiertas o fallas comunicantes.
- Se utilizan para el control de producción de agua y/o gas cuando la producción de estos fluidos, alcanza valores que afectan la economía del proceso de recuperación petrolera.
- Se pueden utilizar en pozos productores e inyectores, en el primer caso puede aumentar la producción de petróleo, disminuir los costos operacionales por manejo de altos volúmenes de agua o reducir la permeabilidad efectiva al agua. En el segundo caso, puede mejorar la eficiencia de barrido, taponar zonas ofensoras, desviar fluidos hacia zonas de petróleo no barridas de manera eficiente, alterar la permeabilidad efectiva a los fluidos de la formación.
- Pueden extender la vida productiva de un pozo o de un yacimiento.

- Se puede utilizar en aquellos casos en los que la zonas productoras u ofensoras, no se puedan aislar mecánicamente mediante otros métodos, como la cementación. Esto puede deberse a: deficiente caracterización geológica del yacimiento, completaciones multiples que dificultan el aislamiento, extensión significativa de la zona ofensora, limitaciones de carácter técnico o económico, adhesión pobre del cemento a la roca, flujo cruzado, etc.
- Este tipo de tecnologías es aplicable a yacimientos con temperaturas no mayores a los 300°F

#### **2.1.14 Métodos de Caracterización de los Sistemas Poliméricos Gelificantes**

La aplicación de sistemas gelificantes en yacimientos petroleros ha sido precedida por la realización de pruebas experimentales en laboratorio que buscan una caracterización general de los sistemas que luego se emplearan en el medio poroso.

Las pruebas de laboratorio reportadas por diferentes autores involucran el estudio y análisis del comportamiento de geles, tanto fuera como dentro de un medio poroso. Las pruebas que se realizan fuera del medio poroso buscan caracterizar una determinada formulación del gel para establecer su comportamiento. Para ello se realizan ensayos de botella y medidas reométricas.

##### **2.1.14.1 Ensayos de botella**

Los ensayos de botella consisten en la evaluación de parámetros como: tiempo de gelificación inicial, tiempo de gelificación final, aspecto y consistencia del gel, respuesta de este frente al tiempo, temperatura, presión, y en general a la condiciones de trabajo en la que será expuesto, para poder establecer si realmente dicho sistema gelificante puede ser o no sometido al medio poroso. Las pruebas de hinchamiento también

constituyen parte fundamental de los ensayos realizados en botella para la caracterización de un gel, este tipo de pruebas nos permiten saber de forma cualitativa cual es la respuesta del gel frente a diversas soluciones, las cuales ejercen cierto efecto sobre el comportamiento de hinchamiento que caracteriza ha este tipo de sistemas, estas pruebas son por lo general de tipo cualitativas y se basan en la observación diaria de los sistemas bajo estudio. Una caracterización más cuantitativa de los geles se basa en la estimación de parámetros reométricos como por ejemplo el modulo elástico o el modulo de almacenamiento que presenta un gel.

#### 2.1.14.2 Ensayos Reológicos [27]

La **Reología** ha sido definida como la ciencia encargada del estudio de la deformación y flujo de la materia. La **Reometría**, por su parte, se refiere al conjunto de técnicas desarrolladas para llevar a cabo mediciones de parámetros reológicos. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido actuara bajo diversas condiciones, como la temperatura, la presión y la velocidad de corte.

Las propiedades reológicas se definen a partir de la relación existente entre fuerza o sistema de fuerzas externas y su respuesta, ya sea como deformación o flujo. Dicho sistema de fuerzas se representa matemáticamente mediante el esfuerzo cortante " $\tau_{xy}$ ", mientras que la respuesta dinámica del fluido, se cuantifica mediante la velocidad de deformación o velocidad de corte " $\gamma$ ". Una propiedad que toma en cuenta estos parámetros es la viscosidad.

La viscosidad es el termino reológico más conocido. En su sentido más amplio la viscosidad se puede describir como la resistencia al flujo de una sustancia. Matemáticamente se encuentra definida de la siguiente forma:

$$\mu = \frac{\gamma}{\tau} \text{ Ec. 2}$$

Donde:

$\mu$ : Viscosidad (mPa.s)

$\gamma$ : Velocidad de deformación ( $s^{-1}$ )

$\tau$ : Esfuerzo de Corte (mPa)

La figura 10 es una representación simplificada de dos capas de fluido (A y B) que se mueven a diferentes velocidades cuando se aplica una fuerza. Cuando un fluido está en movimiento, hay una fuerza en el fluido que se opone al flujo. Esta fuerza se llama *Esfuerzo de Corte*, se puede describir como un esfuerzo de fricción que aparece cuando una capa de fluido se desliza encima de otra. La velocidad a la cual una capa pasa por delante de la otra capa se llama *Velocidad de corte*, por lo tanto, la velocidad de corte es un gradiente de velocidad.

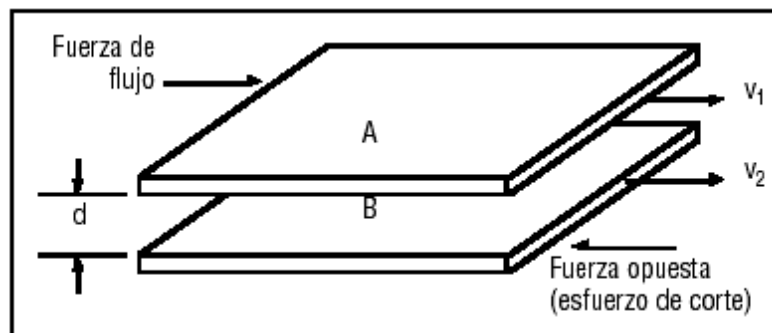


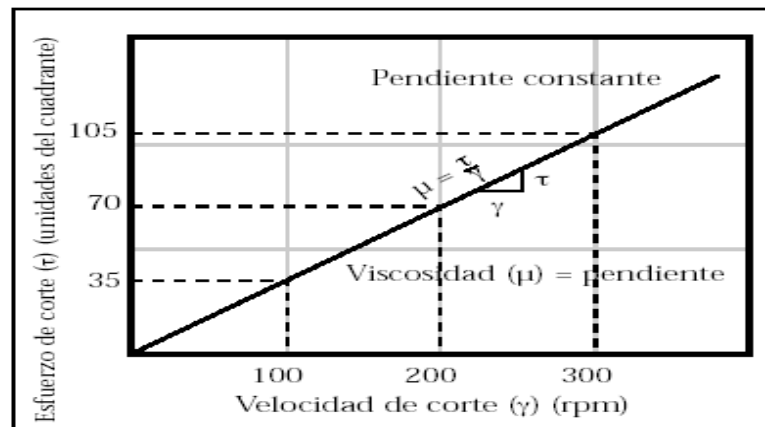
Figura 10 Velocidad de corte y Esfuerzo de corte

Basado en su comportamiento de flujo, los fluidos se pueden clasificar en dos tipos diferentes: newtonianos y no newtonianos. Los fluidos Newtonianos, son la clase más simple de los fluidos. En estos fluidos el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte (ver figura 11). La viscosidad de un fluido Newtoniano es la pendiente de dicha línea de esfuerzo de corte vs velocidad de corte. El esfuerzo de

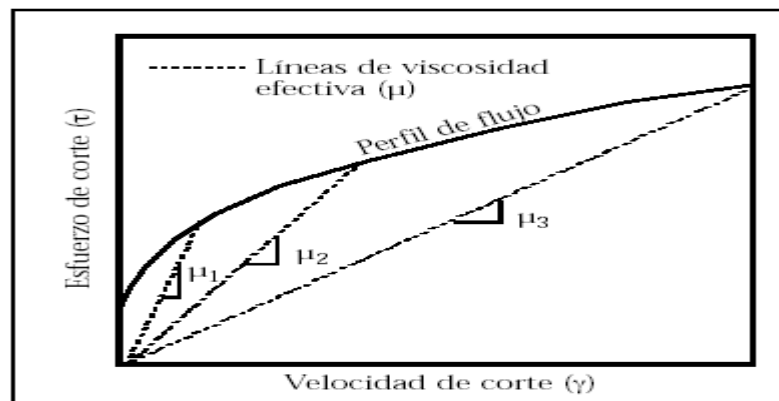


cedencia (esfuerzo requerido para iniciar el flujo), siempre es cero en un fluido Newtoniano. Algunos ejemplos de fluidos Newtonianos son el agua dulce, agua salada y aceites.

**Figura 11 Comportamiento de los fluidos Newtonianos.**



Cuando un fluido contiene arcillas o partículas coloidales, estas partículas tienden a “chocar” entre sí, aumentando el esfuerzo de corte o la fuerza requerida para mantener una velocidad de corte determinada, de allí que se diga que un fluido no Newtoniano no tiene una viscosidad única o constante que pueda describir su comportamiento de flujo a todas las velocidades de corte.



**Figura 12 Comportamiento de un fluido no Newtoniano.**

**Tabla 3 Principales tipos de fluidos no newtonianos**

Tipo de fluido	Comportamiento	Características	Ejemplos
Plásticos	Plástico perfecto	La aplicación de una deformación no conlleva un esfuerzo de resistencia en sentido contrario	Metales dúctiles una vez superado el límite elástico
	Plástico de Bingham	Relación lineal entre el esfuerzo cortante y el gradiente de deformación una vez se ha superado un determinado valor del esfuerzo cortante	Barro, algunos coloides
	Límite pseudoplástico	Fluidos que se comportan como pseudoplásticos a partir de un determinado valor del esfuerzo cortante	
	Límite dilatante	Fluidos que se comportan como dilatantes a partir de un determinado valor del esfuerzo cortante	
Fluidos que siguen la Ley de la Potencia	pseudoplástico	La viscosidad aparente se reduce con el gradiente del esfuerzo cortante	Algunos coloides, arcilla, leche, gelatina, sangre.
	Dilatante	La viscosidad aparente se incrementa con el gradiente del esfuerzo cortante	Soluciones concentradas de azúcar en agua, suspensiones de almidón de maíz o de arroz.
Fluidos Viscoelásticos	Material de Maxwell	Combinación lineal "serie" de efectos elásticos y viscosos	Metales, Materiales compuestos
	Fluido Oldroyd-B	Combinación lineal de comportamiento como fluido Newtoniano y como material de Maxwell	Betún, Masa panadera, nailon, Plastilina
	Material de Kelvin	Combinación lineal "paralela" de efectos elásticos y viscosos	
	Plástico	Estos materiales siempre vuelven a un estado de reposo predefinido	
Fluidos cuya viscosidad depende del tiempo	Reopéctico	La viscosidad aparente se incrementa con la duración del esfuerzo aplicado	Algunos lubricantes
	Tixotrópico	La viscosidad aparente decrece con la duración de esfuerzo aplicado	Algunas variedades de mieles, ketchup, algunas pinturas antigoteo.



Aunque el concepto de viscosidad se usa habitualmente para caracterizar un material, puede resultar inadecuado para describir el comportamiento mecánico de algunas sustancias, en concreto, los fluidos no newtonianos, ya que este tipo de fluido se describe mejor mediante propiedades que relacionan esfuerzo de corte de tipo oscilatorio, algunas de estas propiedades reológicas son: coeficientes de esfuerzos normales, viscosidad compleja (respuesta ante esfuerzos de corte oscilatorios), modulo de almacenamiento  $G'$  y modulo de pérdida  $G''$  (comportamiento viscoelástico lineal), funciones complejas de viscoelasticidad no lineal, entre otras.

Los geles poliméricos son considerados como fluidos viscoelásticos, y la respuesta de este tipo de sistemas puede ser caracterizada por el comportamiento viscoso y elástico de los mismos. La elasticidad de un material se refiere a la habilidad del mismo de almacenar la energía de deformación y recuperar su configuración original luego que la fuerza responsable por la deformación sea removida. La viscosidad por su parte, se refiere a la habilidad que posee el mismo para disipar o perder la energía de deformación a través de su fluencia. Cuando un material viscoelástico es sometido a una deformación una porción de la energía de deformación es almacenada, mientras que el resto de la energía se pierde en forma de flujo. Cuando la fuerza responsable por la deformación es removida la energía elástica almacenada se recupera completamente.

Las propiedades viscoelásticas de los geles pueden ser medidas mediante un experimento mecánico dinámico sometiendo al material a una deformación sinusoidal, a través de la utilización de instrumentos como los reómetros. Este tipo de instrumentos permiten conocer parámetros como el módulo de almacenamiento o elasticidad  $G'$  y el modulo de pérdida o fluencia  $G''$ , característicos de un material. De forma general,  $G'$  es una medida de la cantidad de fuerza necesaria para obtener del material una deformación dada, de allí que se diga que a mayores valores de  $G'$  más duro es el

material y mayor es la energía necesaria para deformarlo. Así mismo, es importante destacar que las propiedades viscoelásticas dependen de la temperatura y de la frecuencia de deformación, en tal sentido, dichas propiedades son determinadas como una función de la temperatura a una frecuencia dada o viceversa.

Cuando se requiere hacer un estudio reológico de algún material o sistema, es importante tener en cuenta que el esfuerzo aplicado no debe exceder los límites, es decir se debe caracterizar al material dentro del rango viscoelástico lineal, ya que el comportamiento exhibido por dicho material en este rango es constante y permite hacer inferencia más directa y clara.

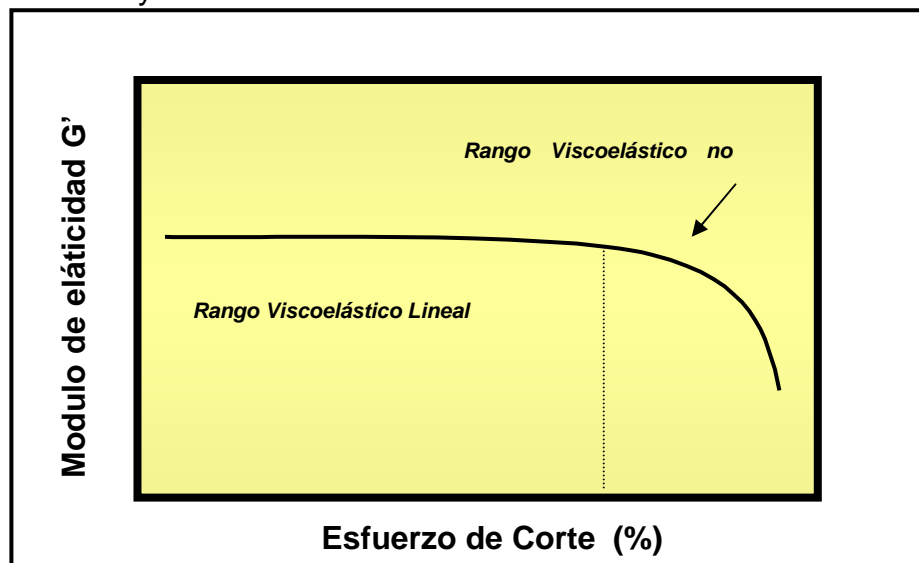


Figura 13 Representación del rango viscoelástico Lineal

Por otra parte, las pruebas realizadas en medio poroso se ejecutan para completar los experimentos fuera de éste y poder establecer una mejor caracterización de los sistemas gelificantes. Estas pruebas suelen ser más representativas que los estudios realizados fuera del medio poroso, ya que simulan el comportamiento que podría exhibir el gel en un yacimiento. Las pruebas en medio poroso pueden ser dinámicas o

estáticas. Las pruebas estáticas involucran el estudio de un gel en contacto con una roca, sin que exista movimiento de fluidos, es decir no ocurre desplazamiento de fluidos dentro del medio que pueda afectar las condiciones de la roca utilizada para el estudio. Las pruebas estáticas dan una idea de cómo es el proceso de gelificación en un medio poroso.

Las pruebas dinámicas involucran el desplazamiento de fluidos dentro del medio poroso utilizado; este tipo de prueba es muy similar al comportamiento de un yacimiento, en el cual existen tanto movimiento de fluidos como variaciones en las condiciones de saturación y en los patrones de producción. Estas pruebas se conocen como pruebas de desplazamientos, pero antes de hacer referencia a ella es preciso hablar de cuales son las propiedades de la roca y de los fluidos

#### **2.1.15 Propiedades de la Roca y de los Fluidos.**

El conocimiento de ciertas propiedades de la roca y de los fluidos, son necesarios para la evaluación y discusión de los fenómenos que experimentan los geles o para la interpretación de resultados experimentales obtenidos a través de la utilización de estos, en tal sentido, es preciso definir que es un medio poroso, en principio.

Un medio poroso consiste en una red interconectada de espacios vacíos y una matriz sólida. Su morfología ésta relacionada con su origen y en muchos casos es altamente irregular, como es el caso de las rocas porosas sedimentarias. Ciertas partes del medio poroso pueden estar aisladas y ser inaccesibles desde la superficie externa del medio; ésta y el espacio poroso están separados por una pared de poros, la cual es una superficie esencialmente orientada. [3]

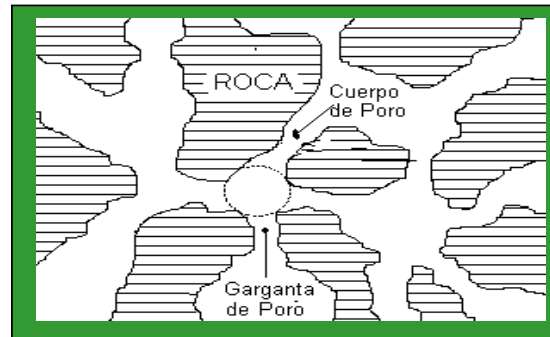


Figura 14 Esquema de un Medio Poroso

### 2.1.15.1 Porosidad.

La porosidad se define como una medida del espacio vacío existente entre granos dentro de la roca expresada como una fracción (o porcentaje) del volumen total de la roca. Representa el porcentaje del espacio total de la roca que puede ser ocupado por líquidos o gases. Matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

$$\varphi = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}} = \frac{V_p}{V_t} \text{ Ec. 3}$$

En la siguiente tabla se muestran los rangos de valores de porosidad encontrados para diferentes tipos de materiales.

**Tabla 4 Rango de Valores de Porosidad.**

Materiales	Porosidad (%)
Depósitos no Consolidados	
Grava	24-40
Arena	25-50
Limo	25-50

---

Arcilla	40-70
<b>Rocas</b>	
Basalto fracturado	5-50
Limo kárstico	5-50
Dolomita	0-20
Roca cristalizada fracturada	0-10
Roca cristalina densa	0-5

---

### 2.1.15.2 Tipos de porosidad.

En general, se distinguen dos clases de porosidad que son definidas según el volumen poroso en consideración, las cuales son:

- Porosidad Absoluta o Total, en la cual se considera el volumen total de poros, estén o no interconectados.
- Porosidad Efectiva, en la cual se considera solamente los poros que están interconectados (razón del volumen de poros interconectados al volumen total de la muestra). Por otra parte, los factores más comunes por los cuales la porosidad se ve afectada, se encuentran descritos en la siguiente tabla 5.

**Tabla 5. Factores que afectan la Porosidad**

FACTOR	DESCRIPCIÓN
Tipo de Empaque	Representa la forma en la cual fueron empaquetados los granos una vez ocurrido el proceso de deposición.
Presencia del material cementante	El material cementante es el encargado de unir entre sí los granos que conforman la roca, de allí que de las características del mismo dependa la solidez de la roca.
Distribución de los Granos	Depende del ambiente de sedimentación donde ocurre la deposición. La presencia de granos de tamaños similares aumenta la porosidad, ya que el espacio poroso no es ocupado por granos de menor tamaño.



Compactación	La presión de las capas superiores originadas por el peso de los sedimentos, produce una compactación de los granos, lo que trae como consecuencia, una disminución de la porosidad a medida que aumenta la compactación.
Arcillosidad	Los materiales arcillosos presentes en las rocas favorecen la formación de material cementante y por ende la disminución de la porosidad.

### 2.1.15.3 Mojabilidad

La mojabilidad se refiere a la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible en dicho sólido. En un yacimiento de petróleo, la mojabilidad es una medida de la afinidad de la superficie de la roca por la fase petróleo o por la fase acuosa y determina la ubicación relativa de cada una de estas fases dentro del medio poroso.

La característica de mojado de una superficie mineral, depende de la composición química del crudo, presión, temperatura, naturaleza de las paredes de los poros de las rocas, química del agua (concentración, pH, presencia de iones) y la presencia de componentes activos en la superficie. Por ejemplo, las arenas de cuarzo puras o superficies de sílice son preferencialmente mojadas por el agua, sin embargo, la presencia de ciertas arcillas en estas arenas, puede favorecer la preferencia al crudo.

Si se tiene una roca fuertemente mojada al agua, ésta ocupará los poros más pequeños, formando una película delgada sobre la superficie de la roca, mientras que el petróleo (fase no mojante) ocupará el centro de los poros más grandes. Esta distribución de fluidos ocurre debido a que es la más favorable energéticamente.



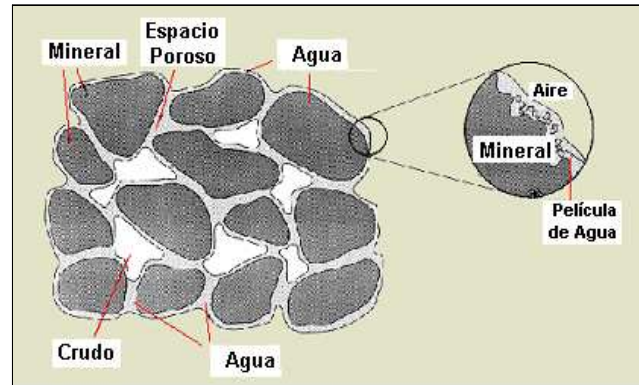


Figura 15 Distribución de fluidos en una roca fuertemente mojada al agua.

#### 2.1.15.4 Permeabilidad.

Se refiere a la facilidad que presenta un medio poroso para dejar pasar un fluido de viscosidad dada a través de sus poros interconectados o red de fracturas, si la interconexión entre los poros no existe, la roca es porosa, pero no presenta permeabilidad alguna, en tal sentido, la permeabilidad representa una característica intrínseca de la roca.

De igual forma que la porosidad, se definen varios tipos de permeabilidad que son: permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa.

##### 2.1.15.4.1 Permeabilidad Absoluta.

Si la totalidad del espacio poroso interconectado de una roca, se encuentra saturado de un fluido cualquiera y si se imponen caídas de presión a través del mismo, el fluido se desplazará a cierta tasa. En estas condiciones donde el espacio poroso interconectado está totalmente saturado por un solo fluido, se define la propiedad de la roca denominada **permeabilidad absoluta**. Excepto para gases a presiones muy bajas, la permeabilidad absoluta de la roca es una propiedad de la misma y no del fluido que pase a través de ella, siempre y cuando el fluido sature el 100% del espacio poroso disponible. La permeabilidad es una propiedad anisotrópica de los medios porosos, es

decir, depende de la dirección en que se mida. La permeabilidad de una muestra de roca, medida en el laboratorio puede variar considerablemente de la permeabilidad promedio del yacimiento, debido a que frecuentemente se presentan variaciones muy grandes en la dirección vertical y horizontal.

#### **2.1.15.4.2 Permeabilidad Efectiva.**

Si en la roca existen varios fluidos, como es el caso de un yacimiento petrolífero, en el que se puede encontrar petróleo, agua y gas, entonces la presencia de cada uno de estos fluidos produce una interferencia sobre el otro, dando origen a la permeabilidad efectiva, la cual es diferente para cada uno de los fluidos presentes y diferentes a la permeabilidad absoluta que tendrían cada uno de ellos, en tal sentido, la permeabilidad efectiva queda definida como la expresión de la propiedad de una roca o formación de ser atravesada por un fluido en presencia de otro (uno o varios), por lo tanto, esta cantidad depende por un lado de las características de la roca y por otro, de las proporciones o porcentajes respectivos de los distintos fluidos presentes [25].

#### **2.1.15.4.3 Permeabilidad Relativa.**

Se refiere a la relación existente entre la permeabilidad efectiva a un fluido dado y una permeabilidad de referencia, que por lo general suele ser la permeabilidad absoluta al aire o la permeabilidad absoluta o efectiva al agua con y sin condiciones de trabajo, es decir, con presión y temperatura. La permeabilidad relativa se ve controlada por: geometría del poro, la mojabilidad, la distribución de los fluidos, la saturación y la historia de saturación. La permeabilidad relativa es una cantidad adimensional, y es normalmente representada como una función de saturación de fluido. Los datos pueden ser obtenidos de medidas de laboratorio, datos de campo o correlaciones. La expresión

matemática que define esta cantidad se encuentra representada por la siguiente ecuación:

$$K_r = \frac{K_e}{K} \text{ Ec.4}$$

Donde:

$K_r$ : Permeabilidad Relativa

$K_e$ : Permeabilidad Efectiva

$K$ : Permeabilidad Absoluta

#### **2.1.15.4.4 Ley de Darcy.**

Inicialmente las investigaciones realizadas por Navier y Estokes a principios del siglo XIX, fueron la base para definir las ecuaciones fundamentales relacionadas al desplazamiento de fluidos a través de recipientes abiertos a la atmósfera, sin embargo, En 1856, el ingeniero francés Henry Darcy fue encargado del estudio la red de abastecimiento de agua de la ciudad de Dijon, y como parte de su trabajo analizó el flujo del agua a través de filtros de arena. En el desarrollo del estudio, Darcy formula una ley que lleva su nombre, en la cual establece que el caudal de flujo ( $q$ ) por unidad de área transversal ( $A$ ) que atraviesa un medio poroso determinado es directamente proporcional a la permeabilidad ( $k$ ) y al diferencial de presión ( $dp/dl$ ), e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido ( $\mu$ ).

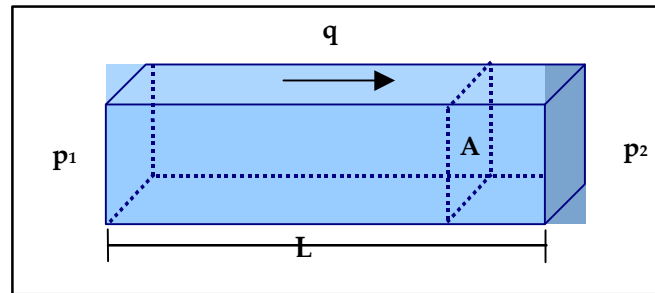


Figura 16 Sistema considerado en el flujo de fluidos en un medio lineal.

Matemáticamente, la ley de Darcy, se expresa de la siguiente forma:

$$q = K \frac{A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L} \text{ Ec. 5}$$

Donde:

q: Caudal o tasa de flujo ( $\text{cm}^3/\text{s}$ )

K: Permeabilidad de la roca (md)

A: Sección transversal de la roca ( $\text{cm}^2$ )

$\mu$ : Viscosidad del fluido (Cp)

dP: Diferencial de presión [P1-P2] (atm)

dL: Distancia Recorrida (cm)

La ecuación de Darcy asume condiciones de estado continuo, y flujo lineal de un fluido monofásico a través de un medio poroso homogéneo saturado del mismo fluido. Aunque estas condiciones sean difíciles de encontrar, el uso de la Ley de Darcy ha sido extendido para describir, con ciertas restricciones, el movimiento de otros fluidos, incluyendo dos o más fluidos inmiscibles en rocas consolidadas y otros medios porosos. En el caso de que se encuentre más de un fluido presente dentro del medio poroso, se deben utilizar emplear los valores de permeabilidad efectiva y viscosidad para realizar los cálculos correspondientes.

### **2.1.16 Pruebas de Desplazamiento.**

Las pruebas de desplazamiento en medio poroso, son una de las técnicas experimentales más empleadas, para estudiar el comportamiento de los geles en una formación rocosa, estas pruebas constituyen uno de los pasos previos a la realización de una prueba piloto. Este tipo de pruebas se realizan tratando de simular, en la mayoría de los casos, las condiciones de presión y temperatura de un yacimiento, de igual forma se busca que tanto los fluidos como el medio poroso empleados sean similares al del yacimiento en el cual se pretende realizar la aplicación del gel.[ 28,29 ]

Muchas de las investigaciones realizadas para estudiar el comportamiento de los geles, utilizan medios porosos prácticamente homogéneos. La importancia de este tipo de estudio radica en el hecho de que los mismos sirven de línea de investigación o modelo para futuras aplicaciones de sistemas gelificantes. Sin embargo, uno de los sistemas porosos más utilizado en las pruebas de laboratorio es el de la roca denominada "Berea"; está es una roca arenisca muy homogénea, de grano fino, bien escogida, la cual se caracteriza por tener granos de cuarzo unidos por un cemento de sílice. La presencia de cuarzo hace que la Berea sea una roca resistente a la erosión, a la acción del clima, al agua y a los cambios de temperatura. Adicionalmente, este tipo de roca posee cierto porcentaje de arcilla (6-10%) y se pueden encontrar muestras con un amplio rango de permeabilidad, su porosidad puede variar entre 17 y 26 %.

Las pruebas de desplazamiento son ensayos que buscan caracterizar una determinada formulación o sustancia química al ser colocada dentro del medio poroso, la idea es poder observar y registrar, los cambios que experimenta dicha sustancia al entrar en contacto tanto con el medio poroso, como con los fluidos que se encuentran presente dentro del mismo.

Algunos parámetros que permiten describir el comportamiento de los sistemas poliméricos gelificantes una vez que se encuentran dentro de un medio poroso, son los que se presentan a continuación.

#### 2.1.16.1 Factor de Resistencia Residual (RRF).

Es una medida de la reducción de la permeabilidad a un fluido, ya sea agua o petróleo, lograda luego de aplicar un tratamiento con gel. Se define como la relación entre la movilidad de un fluido antes y después del tratamiento con gel. [11]

Se encuentra expresado a través de la siguiente ecuación:

$$RRF = \frac{\lambda_{\alpha} \text{ antes de la inyección}}{\lambda_{\alpha} \text{ después de la inyección}} = \frac{k_{\alpha} / \mu_{\alpha} \text{ antes de la inyección}}{k_{\alpha} / \mu_{\alpha} \text{ después de la inyección}} \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

$RRF_{\alpha}$ : Factor de resistencia residual de la fase  $\alpha$ , adimensional.

$\lambda_{\alpha}$ : Movilidad de la fase  $\alpha$ , en md / cp.

$k_{\alpha}$ : Permeabilidad efectiva a la fase  $\alpha$ , en md.

$\mu_{\alpha}$ : Viscosidad de la fase  $\alpha$ , en cp.

A: petróleo o agua.

Como la viscosidad no se ve afectada durante el tratamiento, entonces la ecuación, se reduce a:

$$RRF = \frac{K_{\alpha} \text{ antes de la inyección}}{K_{\alpha} \text{ después de la inyección}} \quad \text{Ec. 7}$$

El factor de resistencia residual tanto para el agua como para el crudo, son evaluados mediante pruebas de laboratorio en muestras de núcleos denominadas “pruebas de desplazamiento” [21]

De esta forma, mientras mayor sea el factor de resistencia residual mayor será la disminución de la permeabilidad efectiva al fluido evaluado. Los comportamientos que se pueden obtener en las curvas de desplazamiento son: (a) efecto DPR y (b) bloqueo a los fluidos evaluados como se muestra en las siguientes figuras. (ver figura 17 y figura 18)

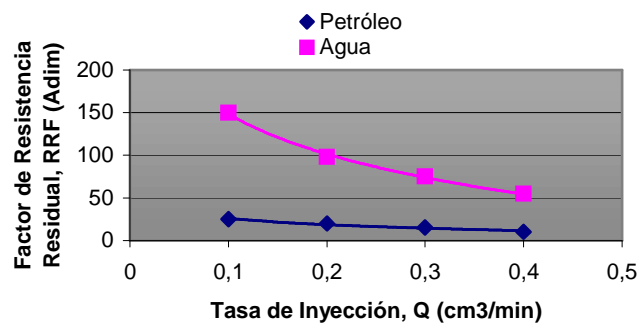


Figura 17 Curva de Desplazamiento, caso efecto DPR.

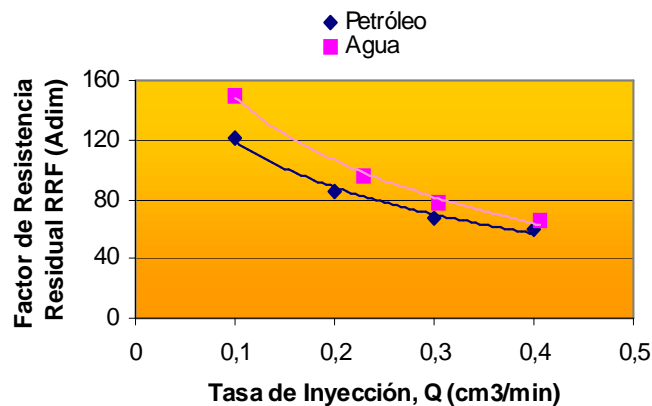


Figura 18 Curva de Desplazamiento, caso Bloqueo.

### 2.1.16.2 Efecto DPR.

El efecto de reducción desproporcionada de la permeabilidad, se refiere a la propiedad que poseen muchas soluciones poliméricas o geles, de reducir la permeabilidad efectiva al agua en mayor proporción que al petróleo, y aun en mayor proporción que al gas.

Muchos estudios se han realizado y en muchas literaturas han descrito este efecto [3, 28-31], con el objeto de comprender el por qué de este fenómeno y aunque muchas teorías han sido propuestas, ninguna ha sido totalmente aceptada, encontrándose hasta el momento, que la razón por la cual los geles reducen la permeabilidad relativa al agua ( $k_w$ ) debe ser una combinación de los efectos estudiados individualmente (expansión y retracción, canales segregados de petróleo y agua, balance de fuerzas, disolución del polímero, modelo efecto pared, modelo efecto gota de gel, y modelo combinado).

No obstante, la forma de apreciar este efecto en un medio poroso, es mediante el análisis del cambio de las permeabilidades efectivas a los fluidos, a través de la siguiente expresión que involucra los factores de resistencia residual del agua y del crudo respectivamente.

$$DPR = \frac{RRF_w}{RRF_o} \text{ Ec. 8}$$

Donde:

DPR: Reducción Desproporcionada de la Permeabilidad, adimensional.

$RRF_w$ : Factor de Resistencia Residual al agua, adimensional.

$RRF_o$ : Factor de Resistencia Residual al petróleo, adimensional.



Otra forma de apreciar el efecto DPR, es trazar una línea recta ( $y = x$ ) en un gráfico de  $RRF_o$  vs  $RRF_w$ , para distinguir de esta forma dos zonas características que son: (a) donde la reducción de la permeabilidad al petróleo es mayor al del agua, y (b) donde la reducción de la permeabilidad al agua es mayor que al petróleo (zona con efecto DPR).

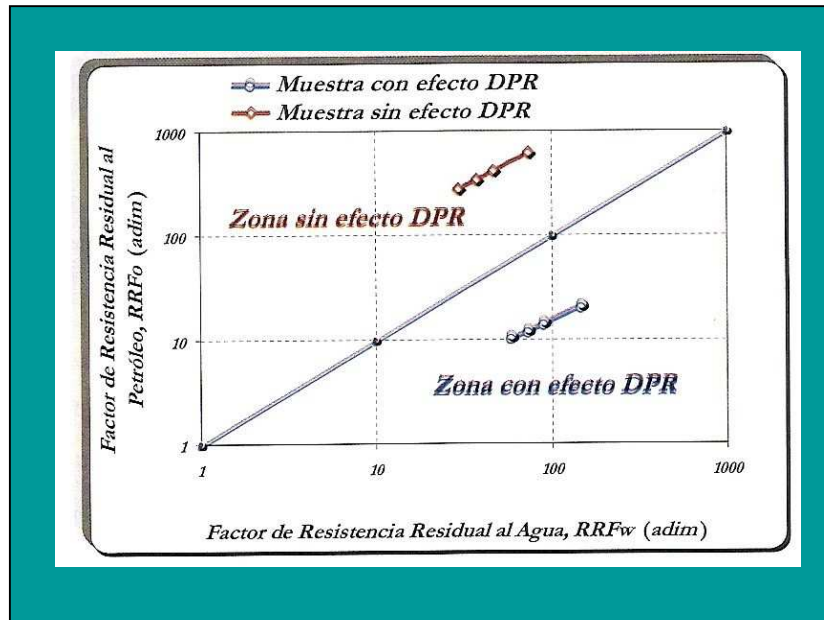


Figura 19 Reducción Desproporcionada de Permeabilidad.

## 2.2 ANTECEDENTES

El inicio de los hidrogeles se remonta a los años 1941, para este año el primer hidrogel sensible fue sintetizado por Katchalsky [32]. El hidrogel sintetizado se preparó mediante entrecruzamiento de un polielectrolito soluble, el cual se hinchaba y se contraía en respuesta a los cambios de pH, temperatura y fuerza iónica.

Años más tarde, el desarrollo de este tipo de materiales tuvo un gran auge en aplicaciones biomédicas, de tal forma que hacia 1960 Wichterle y Lim [33], publicaron los resultados obtenidos en aplicaciones biomédicas con hidrogeles de poli (Metacrilato de 2-Hidroxietilo) y sus derivados.

Para 1968 Dusek y Patterson [34], continuaron las investigaciones en esta área, postulando los resultados correspondientes a una serie de pruebas que arrojaron la posible existencia de una transición de fase discontinua en el volumen hinchado del hidrogel, indicando con ello que puede coexistir el estado hinchado y el estado contraído.

Las investigaciones relacionadas con la transición de fase experimentadas por los hidrogeles continuaron y fueron estudiadas más ampliamente por Tanaka [35], en 1978, desde entonces Tanaka y colaboradores en sus ensayos con polielectrolitos de derivados de poliacrilamidas, realizaron numerosos descubrimientos y aportes a esta área de investigación, contribuyendo de esta manera al mejor entendimiento de los sistemas poliméricos, que son de gran uso en numerosas áreas, siendo una de ellas la petrolera, en tal sentido es preciso destacar, los trabajos más importantes en éste campo, y que además se encuentran estrechamente relacionados con el presente estudio.



B. JAR, Y. SHAN (1996), en su trabajo, “Effect of Counter Ions on Swelling and Shrinkage of Polyacrylamide Based Ionic Gels”, realizado en la Universidad Nacional de Australia, concluyeron que efectivamente, la concentración de iones afecta el hinchamiento y deshinchamiento de los geles, en particular, el deshinchamiento fue atribuido a la formación de enlaces entre la red polimérica y los iones presentes en el medio, los cuales modificaban el valor del modulo elástico del gel, por lo que en general el hinchamiento y deshinchamiento fue a atribuido a la valencia de las especies presentes en el medio con que es puesto en contacto el gel, ya que la carga de los iones presentes afecta la densidad de entrecruzamiento, lo que conlleva a una variación en el modulo elástico del mismo.[36]

P.J, MOLLOY; M.J, SMITH; M.J, COWLING (1999), en su trabajo titulado, “The Effects of Salinity and Temperature on the Behavior of Polyacrylamide Gels”, encontraron que el grado de hinchamiento en un gel decrecía significativamente al aumentar la salinidad del agua en contacto con el gel, una vez formado, en cuanto a la temperatura encontraron que el efecto no era tan marcado, por lo cual la contribución al grado de hinchamiento no era tan relevante; por otra parte, observaron que al colocar los geles en contacto con agua destilada, también experimentaban hinchamiento, siendo el mismo, mayor que al colocarlos en contacto con agua salina, este efecto fue atribuido a la introducción de iones extras ( $O^-$  y  $H^+$ ) en la red, con lo cual aumentaba las fuerzas de repulsión dentro de la red.[37]

F, HORKAY Y col. (1999), en su trabajo, “Osmotic Swelling of Polyacrylate Hydrogels in Physiological Salt Solutions”, encontraron que los hidrogeles de polyacrylato totalmente neutralizados, exhiben un cambio de volumen reversible cuando son colocados en contacto tanto con cationes monovalentes y cationes divalentes en un rango de concentración y composición similar a las condiciones fisiológicas, además de ello observaron que había diferencia entre el hinchamiento producido por las soluciones de



metales alcalinos ( $\text{Li}^+$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Cs}^+$ ) y sales de metales alcalinoterrios ( $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{Sr}^{+2}$ ,  $\text{Ba}^{+2}$ ), sin embargo los experimentos realizados con sales de metales alcalinoterrios en particular el  $\text{Ca}^{+2}$ , no proporcionaron resultados concluyentes por lo cual no se pudo dar una explicación precisa.[38]

F, HORKAY y col. (2000), estudiaron nuevamente el efecto de los contraiones monovalentes y divalentes, en el hinchamiento de geles de poliacrilamidas, encontrando en este caso, que los iones de metales alcalinos o contraiones monovales se podían mover libremente a través de toda la red polimérica, mientras que los iones de metales alcalinoterrios promovían la agregación de moléculas de polímero, trayendo como consecuencia una mayor compactación de la red polimérica, ya que se originaba la formación de enlaces de tipo débil, que en muchos casos eran reversibles.[39]

M.A. LLAMEDO y col. (2005), en su trabajo "Evaluation of the Effect of the Water Formation Salinity in Performance of Gels for Water Shutoff", observaron la influencia de algunas aguas de formación de salinidades diferentes, sobre una solución gelificante de poliacrilamida, tanto en botella como en medio poroso, encontrando en el primer caso, un cambio de volumen del gel al colocarlo en contacto con las diferentes aguas de formación en diferentes proporciones, atribuyendo este efecto al establecimiento de un equilibrio osmótico entre la composición del agua dentro del gel y el agua fuera del gel. En el segundo caso (pruebas en medio poroso), se considero el efecto de la presión y las fuerzas capilares presentes en dicho medio, de allí la diferencia encontrada entre los resultados obtenidos entre ambas pruebas, para corroborar dichas diferencias se sugirió la realización de nuevos estudios que permitieran confirmar dichos resultados y permitieran explicar de una forma más óptima el proceso de equilibrio experimentados por dichos sistemas, cuando se encuentran dentro de un medio poroso.[40]



Estudios más recientes como el realizado por I, FIGUEROA y M.A. LLAMEDO (2007), y el realizado por N, CATARÍ (2007), con un sistema gelificante de baja consistencia, a base de poliacrilamida concluyeron que a mayor relación carga/radio de los cationes que son colocados en contacto con el gel, menor es el volumen de agua absorbida. En pruebas de botellas encontraron que los iones  $\text{CO}_3^{-2}$  y  $\text{HCO}_3^-$  probablemente causan un aumento en el grado de hinchamiento del gel, más que otros iones, ya que hay un incremento en el pH de la solución con lo cual se origina una mayor absorción de agua al incrementar el número de grupos acrilatos en el gel. Por otra parte y al igual que otros estudios se verificó la disminución del grado de hinchamiento con el aumento en el contenido de iones (sodio, calcio, magnesio, bicarbonato y sulfatos) de la solución en contacto con el gel.[41,42]

Como se puede observar existen numerosos estudios donde se verifica la influencia causada por diferentes iones, en diferentes rangos de concentraciones que indican un cambio en el grado de hinchamiento de los geles, sin embargo son pocos los estudios que explican el comportamiento de estos sistemas en medio poroso.

## CAPÍTULO III

### 3 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En este capítulo se describe en detalle la metodología experimental empleada para el cumplimiento de los objetivos planteados, de manera tal de poder evaluar el efecto de los iones mayoritarios presentes en el agua de formación sobre el desempeño de un sistema gelificante de baja consistencia (Multigel®) dentro del medio poroso. En este sentido, se describirán las técnicas utilizadas para la obtención de los datos correspondientes, de acuerdo al siguiente esquema.

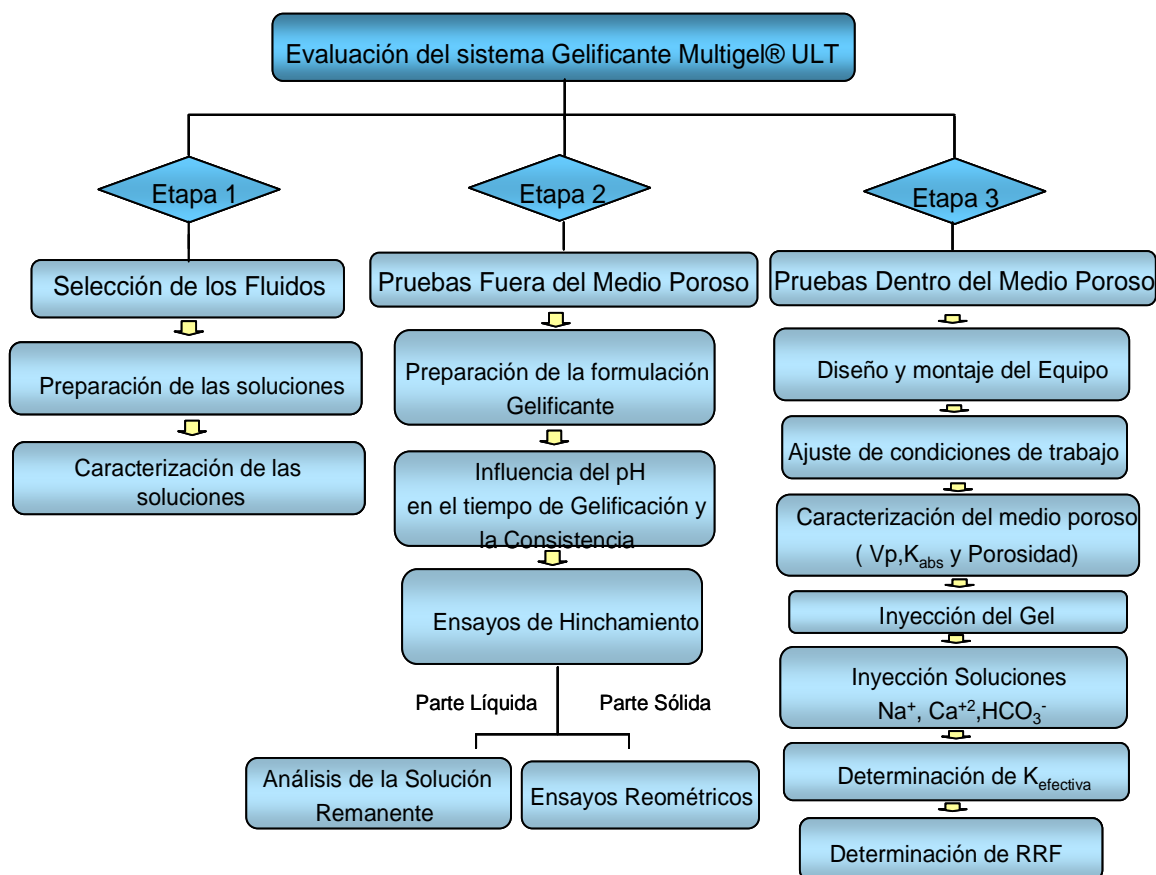


Figura 20 Esquema de la Metodología Experimental

## Etapa 1

### 3.1 Selección de los Fluidos

Para el desarrollo del presente trabajo se emplearon los siguientes fluidos: agua de Intequim, soluciones acuosas de  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{HCO}_3^-$  en un rango de concentraciones igual a 100, 1000 y 10.000 ppm.

El agua de Intequim, es el solvente utilizado por la empresa licenciante de la tecnología Multigel® ULT asociada a PDVSA-Intevep, la cual se encarga de la preparación de los geles a nivel de campo, la composición de dicha agua se encuentra descrita en la siguiente tabla.

**Tabla 6 Composición del agua de Intequim**

Especies Iónicas	Concentración ppm
$\text{HCO}_3^-$	332
$\text{Na}^+$	149
$\text{Cl}^-$	242
$\text{Ca}^{+2}$	104
$\text{SO}_4^{-2}$	49
$\text{Mg}^{+2}$	20

Las soluciones acuosas de los iones  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{HCO}_3^-$  fueron preparadas en el laboratorio siguiendo los procedimientos analíticos correspondientes. Estas soluciones fueron utilizadas en la etapa 2 y etapa 3 de la presente investigación. El procedimiento general para la preparación de ambos fluidos se describe a continuación.

### 3.1.1 Procedimiento Utilizado para la Preparación de las Soluciones

#### 3.1.1.1 Agua de Intequim

El procedimiento experimental empleado para la preparación de esta solución consistió en los siguientes 3 pasos:

- Se pesaron las cantidades señaladas en la tabla 7, para cada una de las sales correspondientes, posteriormente fueron disueltas por separadas en agua destilada y agregadas en el orden de adición mostrado en la misma tabla.

**Tabla 7 Reactivos y Cantidades Empleados para la Preparación del Agua de Intequim**

Orden de Adición	Reactivos	Cantidades g/L
1	$\text{NaHCO}_3$	$0,4573 \pm 0,0001$
2	$\text{Na}_2\text{SO}_4$	$0,0724 \pm 0,0001$
3	$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	$0,3852 \pm 0,0001$
4	$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	$0,1673 \pm 0,0001$

- Se aforó hasta alcanzar el volumen deseado y se dejó en agitación constante por 30 min.
- Por último, se tomo una muestra de la solución preparada y se envió al departamento de Analítica de PDVSA-Intevep, para certificar cantidades reales de cada uno de los iones presentes en la solución.



### 3.1.1.2 Soluciones Salinas

Se prepararon soluciones de NaCl, CaCl<sub>2</sub>.2H<sub>2</sub>O y NaHCO<sub>3</sub> con concentraciones en Na<sup>+</sup>, Ca<sup>+2</sup> y HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> de: 100 ppm, 1000 ppm y 10.000 ppm, utilizando como solvente el agua de Intequim, estas soluciones fueron empleadas en la etapa 2 y etapa 3 de la presente investigación. El procedimiento general para la preparación de estas soluciones consistió en los siguientes pasos:

- Se pesaron las cantidades señaladas en la tabla 8, para cada una de las sales.

**Tabla 8 Cantidades Empleadas para la Preparación de Soluciones de Na<sup>+</sup>, Ca<sup>+2</sup> y HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>**

Sales	Cantidades (g/L) ± 0,0001		
	100 ppm	1000 ppm	10.000 ppm
NaCl	0,2556	2,5563	25,5626
CaCl <sub>2</sub> .2H <sub>2</sub> O	0,3712	3,7121	37,1212
NaHCO <sub>3</sub>	0,1391	1,3773	13,7732

- Se disolvió la cantidad pesada en agua de Intequim y se aforó hasta completar el volumen deseado.
- Se tomaron muestras de cada una de las soluciones preparadas y de igual forma, se enviaron al departamento de Química Analítica de PDVSA-Intevep para los análisis correspondientes

### 3.1.1.3 Caracterización de los Fluidos Preparados

Como se ha descrito en los puntos anteriores todas las soluciones preparadas fueron enviados al departamento de Química Analítica de PDVSA-Intevep, con la finalidad de poder corroborar las especies presentes en solución y poder tener con exactitud la cantidad en ppm de cada una de las especies, los valores reportados se utilizaron para



realizar un balance de masa luego de que dichas soluciones fueran puestas en contacto con el gel fuera del medio poroso.

## Etapa 2

### 3.2 Prueba Fuera del Medio Poroso

Las pruebas realizadas fuera del medio poroso consistieron en una serie de ensayos que permitieron una mejor caracterización del gel empleado, en esta prueba se trataron aspectos como: preparación de la formulación gelificante, estudio de la influencia del pH en el tiempo de gelificación y la consistencia final de la formulación empleada, ensayos de hinchamiento, determinación de parámetros reológicos y balance de masa. Los procedimientos seguidos en cada uno de los ensayos se describen a continuación.

#### 3.2.1 Preparación de la Formulación Gelificante

Para la síntesis de del sistema Multigel<sup>®</sup> ULT (1 L), se realizaron los siguientes pasos:

- En 1/2 litro de agua de Intequim con agitación magnética se agregaron las cantidades correspondientes de: Multigel<sup>®</sup>C (Aditivo químico), Multigel<sup>®</sup>HT-A (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada) y Multigel<sup>®</sup> B-006 (agente entrecruzante 1).
- La mezcla se dejó en agitación constante durante 6 horas.
- Se agregó la cantidad correspondiente de Multigel<sup>®</sup> B-169 (agente entrecruzante 2) y se completó el volumen de agua hasta 1 litro, dejando la solución final en agitación constante durante 2 horas.
- Finalmente se ajustó el pH al valor deseado, empleando para ello soluciones de HCl 1M y NaOH 1M.
-

### 3.2.2 Determinación de la Influencia del pH en el Tiempo de Gelificación y la Consistencia.

Para estudiar la influencia del pH en el tiempo de gelificación y la consistencia final adquirida por el sistema Multigel<sup>®</sup> ULT, se hizo un seguimiento de las variables indicadas en la tabla 9, para ello se emplearon los siguientes pasos:

- Se colocaron alícuotas de 50 ml de la solución gelificante antes preparada en botellas de vidrio, una vez ajustado el pH de cada solución en un rango de 5-8.
- Se sellaron e identificaron los frascos.
- Se colocaron dentro del horno a la temperatura de trabajo establecida (60 °C)
- Se realizó el seguimiento de las variables involucradas (Tiempo de gelificación y Consistencia).

**Tabla 9 Formato Utilizado para la Estimación del Tiempo de Gelificación y la consistencia a diversos valores de pH**

Fecha	Muestra	pH	Tiempo(h)				Ti(h)	Tf(h)	Consistencia final
			Consistencia						

### 3.2.3 Ensayos de Hinchamiento

Los ensayos de hinchamiento o pruebas de botella como comúnmente son denominados, se realizaron con la finalidad de corroborar la capacidad de hinchamiento o elasticidad que se ha observado en los sistemas poliméricos gelificantes, así como también, poder establecer cual es la influencia que ejercen los iones sodio, calcio y bicarbonato, por separado, sobre este tipo de sistemas. El procedimiento a seguir para estudiar los aspectos antes mencionados consistió en:

- Retirar del horno los geles ya formados una vez que estos han alcanzado su consistencia final.
- Esperar el tiempo necesario hasta alcanzar una temperatura ambiente.
- Agregar los volúmenes correspondientes de las soluciones de los iones sodio, calcio y bicarbonato, con concentraciones de 100, 1000 y 10.000 ppm para cada prueba, en relación 1:2 gel:solución salina.
- Sellar, rotular los frascos y colocarlos nuevamente en el horno a la temperatura de trabajo (60° C) por espacio de 1 semana.
- Luego de 1 semana se extraen las muestras del horno, se espera que alcancen temperatura ambiente y se registran las cantidades señaladas en la tabla 10.

**Tabla 10 Resultados de los Ensayos de Hinchamiento**

Fecha	Muestra	Altura del Gel (mm)	Tiempo (semana)

### 3.2.4 Ensayos Reométricos

Para finalizar la caracterización del sistema Multigel® ULT se realizó la medida del modulo elástico de las muestras estudiadas en la parte anterior, para ello se procedió a separar en dos partes la muestra, la primera parte consistió en el volumen de solución salina remanente de las pruebas de hinchamiento y la segunda parte consistió en la porción sólida o gel hinchado. Los pasos a seguir para la evaluación del modulo elástico del gel hinchado  $G'$ , fueron:

- Revisar y confirmar parámetros operacionales del equipo (Reómetro marca Antón Paar, modelo Physica MC 20, de configuración plato-plato) como: funcionamiento del compresor de aire, nivel de aire, arranque del equipo mediante el encendido de todos sus componentes, calibración del motor, etc.

- Una vez verificadas todas las condiciones anteriores, se colocó la muestra cuidadosamente en el plato inferior del equipo, y se retiró el exceso de la misma con una espátula de plástico, teniendo cuidado de no rayar la superficie o plato inferior del reómetro.
- Se acopló el sistema plato-plato y se inició la medición.



a)



b)



c)

a) Reómetro Anton Paar , b) Geometría Plato, c) Compresor

**Figura 21 Equipos Empleados para las Mediciones Reológicas**

### 3.2.5 Análisis de las Soluciones Remanentes

Como se ha descrito anteriormente, la porción líquida remanente de las pruebas de hinchamiento, fueron separadas del gel hinchado y colocadas en frascos de vidrio debidamente identificados, estos recipientes fueron enviados al departamento de química Analítica de PDVSA-Intevep para determinar las cantidades correspondientes de cada ion que quedaron en solución, para así establecer de manera cuantitativa el intercambio producido entre el agua contenida dentro del gel y fuera del mismo.



## **Etapas 3**

### **3.3 Pruebas Dentro del Medio Poroso**

Las pruebas dentro del medio poroso permitieron estudiar el comportamiento del sistema polimérico gelificante (Multigel® ULT), al ser colocado dentro de la matriz porosa y al entrar en contacto con los fluidos que circulan por la misma. Para evaluar la influencia de los iones sodio, calcio y bicarbonato sobre la capacidad de hinchamiento del sistema ya mencionado, se siguió el procedimiento que se describe a continuación.

#### **3.3.1 Diseño y Montaje del Equipo**

La realización del equipo de desplazamiento utilizado para las pruebas experimentales, consistió en dos etapas: la etapa de diseño y la etapa de montaje.

Para el diseño del equipo de desplazamiento, se realizó una revisión bibliográfica, la cual estuvo vinculada a la realización de pruebas experimentales donde se utilizaban geles, de igual forma se realizaron consultas al personal técnico de PDVSA-Intevep especializado en el área. De esta manera se determinaron los materiales y equipos utilizados, así como los procedimientos y técnicas asociadas con dicho experimento. Una vez realizada la revisión bibliográfica y la consulta al personal técnico se procedió a diseñar el diagrama del equipo de desplazamiento, considerando los objetivos de la investigación y la disponibilidad de los materiales.

En la figura 22 se muestra una imagen de la disposición y componentes que conformaron el equipo de desplazamiento utilizado. En el apéndice se muestran imágenes reales del equipo utilizado.

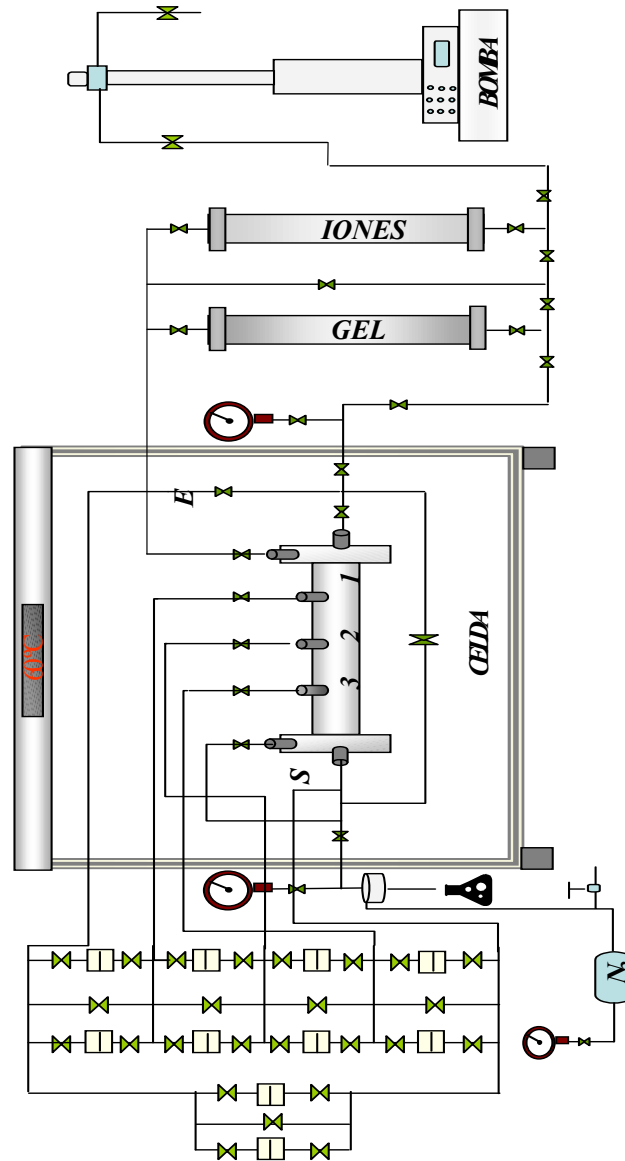
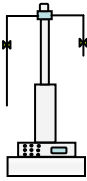



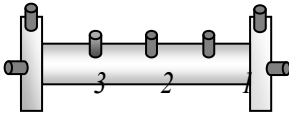
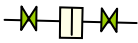


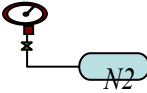

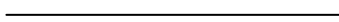



Figura 22 Diagrama del Equipo de Desplazamiento

## Leyenda del equipo de desplazamiento

	Bomba Pistón
	Cilindro-Pistón
	Válvula on-off (de media vuelta)
	Manómetro
	Celda
	Transductores de Presión
	Recolector de Muestra (Efluentes)
	Válvula de Contrapresión
	Bombona de Nitrógeno
	Válvula de Alivio
	Línea de Flujo
	Horno



### 3.3.1.1 Aspectos Relevantes del Equipo

Las características más importantes que describen al equipo de desplazamiento utilizado son las siguientes:

- La inyección de agua de Intequim para la saturación del núcleo y la determinación del volumen poroso se realizó directamente con la bomba acoplada al equipo, la saturación se realizó disponiendo la celda de forma vertical.
- La inyección de las soluciones salinas y la inyección del sistema gelificante se realizaron a través del empleo de cilindros pistones desplazados con agua.
- La celda fue diseñada para adquirir datos de presión diferencial en puntos intermedios, para tener una mejor caracterización del comportamiento del sistema gelificante empleado a lo largo de todo el núcleo o celda. En la figura 23 se muestran las longitudes de cada una de las secciones de la celda donde se midieron los diferenciales de presión.
- El equipo cuenta con diez transductores de presión diferencial acoplados cada uno a un sistema lector, que permite monitorear todas las secciones del núcleo.
- Cada sección cuenta con un transductor de baja y un transductor de alta presión
- La presión global del sistema se mantuvo mediante el uso de una válvula de contrapresión, presurizada con nitrógeno.
- El sistema permite hacer la inyección del gel por un camino distinto a la inyección de las soluciones salinas, protegiendo de esta forma las líneas expuestas a cada uno de los fluidos, de igual forma la inyección hecha de esta manera permitió hacer un lavado de las caras del núcleo con la menor perturbación del sistema.

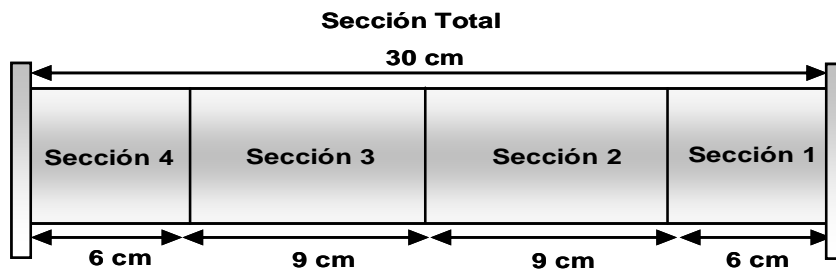


Figura 23 Longitud de las secciones de la celda donde se midieron las presiones diferenciales

### 3.3.2 Ajuste de Condiciones de Trabajo

#### 3.3.2.1 Empaque de la Celda

Para el empaque de la celda se utilizó berea triturada, esta berea triturada fue caracterizada previamente por el departamento de mineralogía de PDVSA-Intevep. (tabla 11)

Tabla 11. Caracterización de la berea

Fracción Mineralógica	%
Arcilla	8
Cuarzo	78
Feldespatos Potásicos	7
Feldespatos Sódicos	2
Calcita	0
Dolomita	5

Para el empaque de la celda se realizaron los siguientes pasos:

1. Se pesó la celda
2. Se pesó la berea antes de ser humedecida con el agua de Intequim
3. Se humedeció la berea triturada con agua de Intequim.



4. Se compacto la berea humedecida, colocando para ello porciones no mayores a dos gramos dentro de la celda
5. Por último se pesa la celda una vez compactada la berea.

### **3.3.2.2 Prueba de Fuga**

Para verificar si existían fugas o no en el sistema se realizaron los siguientes pasos:

1. Se llenaron todas las líneas con agua.
2. Se purgaron los transductores, para eliminar la presencia de aire dentro de los mismos, para ello se dio apertura a los tornillos presentes en ambas caras del transductor.
3. Se colocaron tapones en las líneas que se encontraban abiertas a la atmósfera.
4. Se abrieron todas las válvulas del equipo.
5. Se colocó la bomba en el modo de presión constante.
6. Se evaluó la presión en un intervalo de tiempo, no mayor a 10 min. Se verificó si existían fugas o no.
7. Se incrementó la presión gradualmente y se verificó nuevamente si existen fugas.
8. Al no existir ninguna fuga se detuvo la bomba.
9. En el caso de la existencia de alguna fuga se verificaron las conexiones y se ajustó donde fue necesario.

### 3.3.2.3 Calibración de los Transductores de Presión

Para la calibración de los transductores de presión se realizaron los siguientes pasos:

1. Alinear las válvulas de forma que el transductor a calibrar reciba la presión de la bomba por la cara positiva y la presión atmosférica por la cara negativa.
2. Colocar un manómetro adecuado (la presión máxima no debe superar el valor límite de la placa del transductor)
3. Cerrar el bypass del transductor.
4. Ajustar el cero de la placa.
5. Aumentar la presión hasta un valor adecuado (que no supere el máximo de la placa del transductor)
6. Al alcanzar la presión deseada, detener la bomba y ajustar el span del lector a 100 (indica que la lectura del manómetro es el 100%)
7. disminuir la presión hasta 0 psi progresivamente y ajustar el cero de la caja. (repetir los pasos 5-7 dos veces)
8. Aumentar la presión progresivamente y registrar las mediciones del lector y el manómetro (repetir pasos 6 y 7 dos veces)
9. promediar las lecturas obtenidas y realizar una curva de calibración.

### 3.3.3 Caracterización del Medio Poroso

#### 3.3.3.1 Determinación del Volumen Poroso ( $V_p$ ) y la Porosidad ( $\emptyset$ )

El volumen poroso define la cantidad máxima de fluido que puede ser contenida en el medio poroso, para su determinación se realizaron los siguientes pasos:

1. Se realizó vació en la celda durante 2 horas
2. Se recargó la bomba con agua de Intequim y se tomo nota del volumen señalado en el controlador de la bomba.
3. Una vez registrado el volumen inicial de la bomba se inició la saturación de la celda de forma vertical
4. Al verificar la salida de la primera gota en la parte superior de la celda se detuvo la inyección de agua hacia la celda y se registró el volumen final obtenido.

El volumen de agua neto se cálculo considerando el cambio de volumen del cilindro de la bomba y tomando en cuenta el volumen muerto correspondiente a las conexiones y a las tapas de la celda, según la siguiente ecuación:

$$V_p = V(\text{inicial bomba}) - V(\text{final bomba}) - V(\text{muerto}) \text{ Ec. 9}$$

Para el cálculo del de la porosidad ( $\emptyset$ ) se empleó la siguiente ecuación

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_p}{\frac{\pi D^2}{4} L} \text{ Ec. 10}$$

Donde:

$\emptyset$ : Porosidad (Adim)

$V_p$ : Volumen Poroso de la Celda (cc)

$V_t$ : Volumen Total de la Celda (cc)

$D$ : Diámetro de la Celda (cm)

$L$ : Longitud de la Celda (cm)



### 3.3.3.2 Determinación de la Permeabilidad Absoluta al Agua ( $K_{abs}$ )

El procedimiento para determinar la permeabilidad absoluta fue:

1. Se pasó agua a través de la celda a diferentes tasas y se tomaron los datos de los diferenciales de presión alcanzados en cada sección, luego de pasar 3Vp por cada tasa.
2. Se construyó un gráfico con los valores obtenidos, empleando la ecuación de Darcy y se determinó la permeabilidad absoluta a través de la pendiente de la recta.

### 3.3.4 Inyección de la Solución Polimérica Gelificante

El proceso a seguir una vez cumplido los pasos anteriores, consistió en:

1. Bloquear las líneas que comunican con los transductores de presión.
2. Inyectar la solución gelificante a una tasa de 2 cc/min.
3. Inyectar tres (3) volúmenes porosos del gel, para garantizar que el medio se encuentre saturado.
4. Recolectar muestras de los fluidos a la salida de cada volumen poroso (para monitorear las soluciones gelificantes inyectadas).
5. Observar el comportamiento de la presión con el controlador de la bomba.
6. Medir el pH de las fracciones recolectadas.
7. Colocar las fracciones en el horno una vez terminado el proceso de inyección de la solución gelificante. Estas fracciones servirán para el monitoreo del tiempo de gelificación.
8. Limpiar las líneas de flujo y las caras de la celda para evitar taponamientos.



9. Aislar la celda, hasta que ocurra la gelificación, la cual se verificara a través de la 3<sup>ra</sup> fracción recolectada.
10. Colocar una botella “testigo” que contenga muestra del gel, no inyectado dentro del medio poroso, para verificar si la solución gelificante tiene un comportamiento similar al de las pruebas de botellas realizadas en la etapa dos (2), con esto se descarta errores en la preparación o diseño del gel.

### 3.3.5 Inyección de las Soluciones Salinas

Luego del aislamiento del sistema para la gelificación de la formulación inyectada, se abrió el paso de fluido a través de la celda, inyectando las diferentes soluciones que contienen los iones bajo estudio, una solución a la vez por cada prueba o ensayo. El procedimiento a seguir consistió en:

1. Inyectar la solución salina del ión a estudiar a una tasa de 0,2 cc/min.
2. Dejar pasar 5Vp como mínimo de la solución inyectada y registrar los diferenciales de presión obtenidos en cada sección de la celda, tomando los datos cada 0.5Vp.

### 3.3.6 Determinación de la Permeabilidad Efectiva $K_{efec}$

El cálculo de la permeabilidad efectiva se realizó empleando la ecuación de Darcy

$$K = q \frac{\mu L}{A \Delta P} \quad \text{Ec. 11}$$



Donde:

K: Permeabilidad efectiva (mD)

q: flujo de agua establecido (cc/s)

$\mu$ : Viscosidad del agua (cP)

L: Sección de la celda (cm)

A: Área transversal (cm<sup>2</sup>)

$\Delta P$ : Diferencial de presión (atm)

### 3.3.7 Determinación de Factor de Resistencia Residual (RRF)

Al tener todos los datos de permeabilidad efectiva para cada una de las experiencias realizadas, se calcularon los RRF para cada caso empleando la ecuación 12, posteriormente se construyó un grafico de RRF Vs  $V_p$  y se estudió el comportamiento del sistema bajo dichas condiciones.

$$RRF = \frac{K \text{ antes de la inyección}}{K \text{ después de la inyección}} \text{ Ec. 12}$$





## CAPÍTULO IV

### 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos experimentalmente durante la ejecución de las pruebas dentro y fuera del medio poroso, que se emplearon para la evaluación del sistema gelificante de baja consistencia denominado Multigel® ULT desarrollado por PDVSA-INTEVEP, el sistema fue estudiado a la temperatura de 60 °C y distintas condiciones de salinidad, empleando para ellos soluciones de los iones sodio, calcio y bicarbonato.

#### 4.1 Selección de los Fluidos

Los fluidos empleados en las pruebas realizadas fueron agua de Intequim y diversas soluciones salinas de los iones sodio ( $\text{Na}^+$ ), calcio ( $\text{Ca}^{+2}$ ) y bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ), en concentraciones de 100, 1000 y 10.000 ppm en los iones señalados anteriormente.

El agua de Intequim es el fluido empleado por la empresa licenciante de la tecnología Multigel®. Intequim es la empresa que se encarga de la preparación de los geles para su aplicación en campo, de allí la elección de utilizar el agua de Intequim como solvente en la preparación de los geles y de las soluciones salinas estudiadas en el laboratorio, para el presente trabajo experimental, de manera tal de reproducir las condiciones de la aplicación de un tratamiento gelificante en campo. La composición y el pH del agua de Intequim se encuentran señalados en la tabla 12, allí se reportan las cantidades y especies presentes en dicha solución. Las especies que se encuentra en mayor proporción son: los iones bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ) y los iones cloruro ( $\text{Cl}^-$ ). Los iones bicarbonato representan el 37% de los sólidos totales disueltos, mientras que los iones

cloruro representan el 27% de los sólidos totales disueltos, el 36% restante esta representado por los iones sodio ( $\text{Na}^+$ ), calcio ( $\text{Ca}^{+2}$ ), sulfato ( $\text{SO}_4^{-2}$ ) y magnesio ( $\text{Mg}^{+2}$ ).

**Tabla 12 Concentraciones y Especies Presentes en el Agua de Intequim**

Iones Presentes	Concentración ppm
$\text{HCO}_3^-$	332
$\text{Na}^+$	149
$\text{Cl}^-$	242
$\text{Ca}^{+2}$	104
$\text{SO}_4^{-2}$	49
$\text{Mg}^{+2}$	20
pH	9 a 10

Por otra parte, se prepararon soluciones de  $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  y  $\text{NaHCO}_3$  con concentraciones en  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{HCO}_3^-$  de: 100 ppm, 1000 ppm y 10.000 ppm, utilizando como solvente el agua de Intequim antes descrita, las concentraciones finales de las soluciones preparadas se encuentran reportadas en la tabla 13. En el caso de las soluciones de 100 y 1000 ppm para cada uno de los iones descritos, la apariencia de la solución fue transparente, por lo contrario en las soluciones de 10.000 ppm la apariencia fue turbia, debido a la aparición de precipitado, aunque muy escaso.

**Tabla 13 Concentraciones Reales de las Soluciones Salinas Preparadas**

Iones	Soluciones (ppm)		
	100	1000	10.000
$\text{HCO}_3^-$	104	1000	10.000
$\text{Na}^+$	100	1000	10.000
$\text{Ca}^{+2}$	104	1007	10.008



Los valores reportados en la tabla 12 y 13 fueron suministrados por el Departamento de Química Analítica de PDVSA-INTEVEP.

## **4.2 Pruebas Fuera del Medio Poroso**

Las pruebas fuera del medio poroso consistieron en una serie de ensayos denominados ensayos de botella que permitieron establecer algunas propiedades de la formulación gelificante empleada. En estos ensayos se cubrieron aspectos como preparación de la formulación gelificante Multigel<sup>®</sup> ULT determinación del pH de la solución gelificante al cual se debe trabajar, tiempo de gelificación inicial, tiempo de gelificación final, consistencia final adoptada por el gel, durabilidad del gel, efecto de la salinidad sobre su capacidad de hinchamiento y comportamiento reológico.

### **4.2.1 Preparación de la Formulación Gelificante**

Para la preparación de la formulación gelificante se emplearon como reactivos los siguientes compuestos: poliacrilamida parcialmente hidrolizada (polímero), diversos agentes entrecruzantes y un aditivo químico.

Inicialmente al preparar la formulación gelificante, no se incluyó el aditivo químico, solo se trabajó con el resto de los componentes antes mencionados, la inclusión del cuarto componente se debió a un efecto en el tiempo de gelificación que será explicado más adelante.

Todos los componentes antes mencionados, se disolvieron satisfactoriamente por agitación mecánica en el agua de Intequim. Es importante destacar que para la mejor disolución del polímero y el resto de los reactivos, se deben preparar porciones

pequeñas de la solución gelificante (200 ml), esto permite acelerar el tiempo de disolución de los reactivos en comparación cuando se preparan grandes porciones (1 L). De igual forma se debe evitar la formación de grumos dentro de la disolución mediante una buena técnica de mezclado al agregar los componentes de forma constante dentro del recipiente que contiene el agua, esto permite la obtención de una solución gelificante homogénea.

#### 4.2.2 Influencia del pH en el Tiempo de Gelificación y la Consistencia.

El tiempo de gelificación, se refiere al tiempo que tarda en reaccionar la mezcla de polímero y agentes entrecruzante, para comenzar a formar el gel a las condiciones presentes. La consistencia de un gel por su parte, se refiere a la dureza, elasticidad y movilidad que adopta el gel de acuerdo a la concentración y características de los componentes utilizados para su preparación.

En la tabla 14 se encuentran representados los datos obtenidos del estudio de la influencia del pH en el tiempo de gelificación y la consistencia final adquirida por la muestra, para la formulación Multigel® ULT.

**Tabla 14 Estimación del Tiempo de Gelificación Y la Consistencia**

Muestra	pH	Tiempo de Gelificación (h)					Tiempo de Gelificación (días)														
		2	4	6	8	24	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
1	5	B	G	G	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H
2	5,5	A	C	E	G	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H
3	6	A	A	B	C	E	G	G	G	H	H	H	H	G	H	H	H	H	H	H	H
4	6,5	A	A	A	A	B	C	D	E	F	G	G	H	H	H	H	H	H	H	H	H
5	7	A	A	A	A	A	A	A	B	C	D	D	F	F	F	H	H	H	H	H	H
6	7,5	A	A	A	A	A	A	A	A	B	B	C	D	E	E	F	F	H	H	H	H
7	8	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	B	C	D	F	F	F	F	H	H



En este estudio se emplearon las mismas cantidades de polímero y agentes entrecruzantes para cada una de las muestras (1 a 7), variándose únicamente el valor de pH ajustado una vez preparada la solución gelificante.

Como se observa en la tabla 14 a cada una de las muestras se le asignó un código alfabético que relaciona de manera cualitativa, la dureza, elasticidad y movilidad de la muestra a medida que transcurre el tiempo de reacción entre el polímero y los agentes entrecruzantes. El significado de cada uno de los códigos alfabéticos asignados, se encuentra descrito en la tabla 2 mostrada en el marco teórico, así para una muestra que presente consistencia igual a “c” se tiene un gel muy suave y altamente móvil, mientras que para una muestra que presente consistencia “H” se tiene un gel suave poco móvil. La consistencia “c” se toma como referencia para establecer el tiempo de gelificación inicial ya que los códigos alfabéticos anteriores a este se refieren a una solución viscosa. La consistencia final, se define a partir del momento en el cual un código alfabético se repite, por ejemplo para la muestra 1 el tiempo de gelificación final fue igual a 8 horas, ya que a partir de ese tiempo el código asignado se repite constantemente indicando que no existen más variaciones en el aspecto del gel. Las muestras fueron evaluadas inicialmente durante las primeras 24 horas, posteriormente se realizó la observación en días, cubriendo un tiempo igual a 30 días. Este estudio fue realizado por triplicado para comprobar la reproductibilidad en los resultados.

En la tabla 15 se presenta un resumen de los tiempos de gelificación inicial y final, así como la consistencia adquirida por cada muestra, luego de hacer la evaluación por triplicado.

**Tabla 15 Tiempos de Gelificación y Consistencia Final.**

Muestra	pH	Tinicial (h)	Tfinal (h)	Consistencia
1	5	3	8	H
2	5,5	4	24	H
3	6	8	192	H
4	6,5	48	336	H
5	7	192	480	H
6	7,5	288	576	H
7	8	388	672	H

Los resultados señalan que una variación en el pH de la solución gelificante conlleva a una variación en los tiempos de gelificación tanto inicial como final adquiridos por las muestras bajo estudio, es decir a medida que el valor del pH aumenta los tiempos de gelificación son cada vez mayores, en estudios realizados previamente también se observa esta misma tendencia [42].

Por otra parte, se observa que el pH no causa ninguna influencia sobre la consistencia final adquirida por cada una de las muestras estudiadas, puesto que durante el lapso de tiempo de 30 días, todos los geles adquieren la misma consistencia.

La variación encontrada en los tiempos de gelificación se puede explicar basándose en la diferencia que existe entre las reacciones que ocurren entre el polímero y los agentes entrecruzantes cuando se está en un medio ácido o en un medio básico, esta diferencia está relacionada con la presencia de grupos sensibles a los cambios de pH.

De acuerdo con lo reportado en la literatura[1], se sabe que si un gel contiene grupos ionizables, es un gel sensible al cambio de pH, dado que la ionización de dichos grupos en la mayoría de los casos, se ve afectada por los cambios en dicho parámetro. Por otra parte se sabe que las redes poliméricas que contienen grupos ionizables, como grupos carboxílicos o grupos aminos experimentan un cambio brusco o gradual **en la**

**dinámica de reacción** y en el comportamiento de hinchamiento como resultado del cambio en el pH de la solución. [2]

La estructura química de la poliacrilamida mostrada en la figura 1, contiene grupos capaces de experimentar ionización en respuesta a un cambio en el pH. Un cambio en el grado de hidrólisis de la poliacrilamida debido a la variación del pH, conlleva a una variación en el tiempo de gelificación, debido a que los mecanismos de reacción y las especies intermediarias que se generan para formar la estructura del gel son diferentes en cada caso.

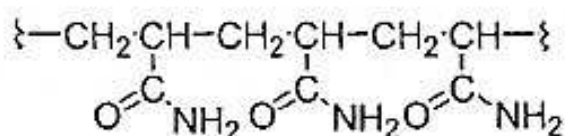


Fig 1. Estructura Química de la Poliacrilamida

Muller y col. [3] estudiaron la hidrólisis de la poliacrilamida cuando es expuesta a condiciones ácidas (pH 4), los resultados de dichos estudios establecieron que la velocidad de hidrólisis se incrementa al aumentar la temperatura y al disminuir el pH, las reacciones implícitas en esta hidrólisis se encuentran representadas en la figura 2. [3]

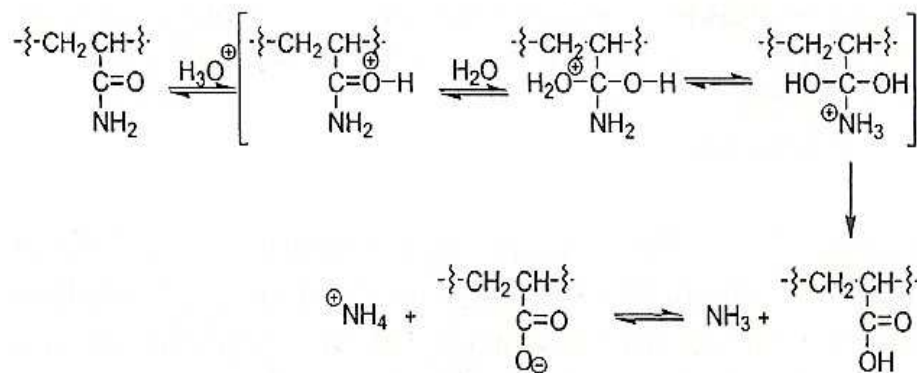


Fig. 2 Hidrólisis Ácida de la Poliacrilamida

Por otra parte, Ilavsky, M y col. [4] establecieron que la poliacrilamida también es susceptible a hidrólisis cuando se expone a condiciones alcalinas a temperaturas moderadas (60 – 100 °C), como se muestra en la figura 3.

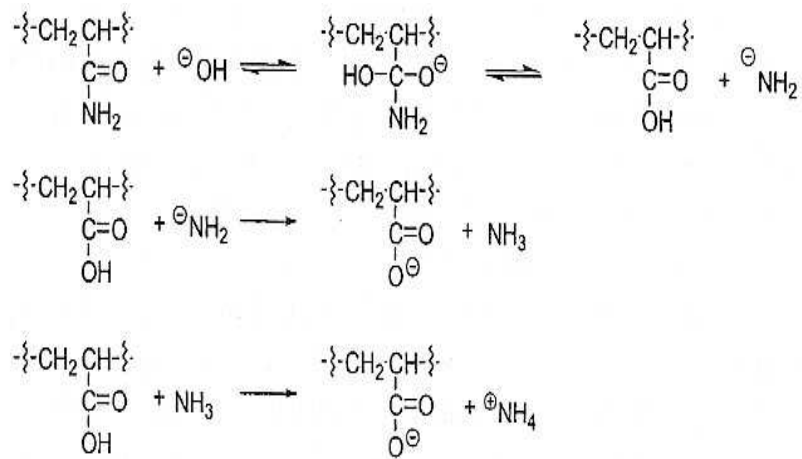


Fig.3 Hidrólisis de la Poliacrilamida en condiciones Alcalinas

La hidrólisis de los geles de poliacrilamida ocurre de forma similar a las reacciones presentadas en las figuras 2 y 3. [5] Por lo tanto, es válido pensar que la variación en los tiempos de gelificación obtenidos para los geles de poliacrilamida (tabla 15), se debe a una variación en las velocidades de reacción que se establece entre el polímero y los agentes entrecruzantes, cuando se encuentra en un medio ácido o básico, por el cambio en el grado de hidrólisis de la poliacrilamida.

#### 4.2.3 Influencia del Aditivo Químico Multigel<sup>®</sup> C Sobre los Tiempos de Gelificación y la Consistencia

En trabajos previos realizados en el laboratorio de formulación de geles de PDVSA-Intevp, se determinó que el aditivo químico Multigel<sup>®</sup>C causa una disminución en los tiempos de gelificación, sin afectar las demás propiedades que exhibe el sistema Multigel<sup>®</sup> ULT. Por esta razón y debido a que los tiempos de gelificación encontrados en



las pruebas realizadas sin este aditivo (tablas 14 y 15) no ofrecían un rango adecuado de trabajo a la hora de ser empleados en campo, se decidió estudiar la influencia de dicho aditivo sobre la formulación empleada. Los pH 5 y 5,5 no fueron incluidos en este estudio ya que los tiempos de gelificación encontrados en ambos casos fueron muy cortos, lo que establece un límite en el volumen a ser inyectado, considerando que no debe gelificar en las tuberías, a demás si se parte del hecho de que el aditivo químico mencionado causa una disminución en los tiempos de gelificación, no tiene sentido estudiar el efecto de este aditivo a valores de pH de 5 y 5.5, puesto que se disminuiría aún más el tiempo de gelificación.

En la tabla 16 se muestran los resultados obtenidos para cada muestra al añadir el aditivo químico Multigel<sup>®</sup>C.

**Tabla 16 Influencia del Aditivo Químico Multigel<sup>®</sup> C Sobre los Tiempos de Gelificación y la Consistencia.**

Muestra	Multigel C (g/L)	pH	Tiempo de Gelificación (h)					Tiempo de Gelificación (días)																	
			2	4	6	8	24	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30			
1-A	0,025	6	A	B	C	G	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H
2-A	0,025	6,5	A	A	B	C	G	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H
3-A	0,025	7	A	A	A	A	A	B	C	F	F	F	F	F	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H
4-A	0,025	7,5	A	A	A	A	A	A	A	A	B	C	D	F	F	F	H	H	H	H	H	H	H	H	H
5-A	0,025	8	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	C	F	F	F	F	H	H	H	H	H	H	H

En resumen los tiempos de gelificación inicial y final, así como la consistencia se encuentran señalados en la siguiente tabla.

**Tabla 17 Consistencia, Tiempo de Gelificación Inicial y Final Alcanzados al Añadir Multigel<sup>®</sup> C**

Muestra	pH	Tinicial (h)	Tfinal (h)	Consistencia
1-A	6	6	24	H
2-A	6,5	8	48	H
3-A	7	96	384	H
4-A	7,5	240	480	H
5-A	8	336	624	H



Si se comparan los resultados obtenidos en esta experiencia (tabla 17) con respecto a los resultados obtenidos inicialmente (tabla 15) se evidencia claramente que el aditivo químico Multigel<sup>®</sup> C tiene un impacto considerable en los tiempos de gelificación obtenidos. En el caso de pH 6 el tiempo de gelificación inicial disminuyó, de 8 a 6 horas, el tiempo de gelificación final también disminuyó, de 192 horas a 24 horas aproximadamente. Esta misma tendencia se evidenció en el resto de las muestras (pH 6.5, 7, 7.5 y 8).

En relación a la consistencia, se obtuvo la misma consistencia final con o sin el aditivo químico Multigel<sup>®</sup> C, es decir se obtuvieron geles suaves y poco móviles en ambos casos. No se observó ningún otro cambio en la apariencia del gel, por lo tanto se puede afirmar que dicho aditivo no tiene ninguna influencia sobre la consistencia final adquirida por los geles en el lapso de tiempo evaluado (30 días).

Basándose en los resultados obtenidos se decidió emplear un pH 6 para las pruebas dentro y fuera del medio poroso, ya que a este valor de pH se alcanzan tiempos de gelificación inicial y final adecuados para trabajar.

#### **4.2.4 Ensayos de Hinchamiento**

En diversos trabajos se ha establecido que una red polimérica puede absorber una gran cantidad de agua o fluido con el que se ponga en contacto. [2] Los resultados obtenidos a través del presente estudio, permiten corroborar lo antes mencionado, puesto que el gel sintetizado exhibe un cambio en su grado de hinchamiento, expresado como cambio de altura del gel. El cambio en la altura del gel se ve afectado en mayor o menor medida dependiendo de la concentración iónica del medio y de la especie iónica involucrada.

En la tabla 18 se encuentran reportados los valores obtenidos en cuanto al grado de hinchamiento, para cada una de las concentraciones de las soluciones iónicas estudiadas.

**Tabla 18 Hinchamiento Alcanzado en 1 y 2 Semanas de Exposición**

Altura Gel (mm) Semana 1 $\pm 0,01$	Altura gel (mm) Semana 2 $\pm 0,01$	Concentración (ppm)	Ión
17,37	30,65	104	Na <sup>+</sup>
9,63	16,56	1000	
0,00	0,00	10.000	
14,05	29	100	Ca <sup>+2</sup>
8,42	8,61	1000	
0,00	0,00	10.000	
19,61	33,41	104	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
14,76	27,81	1007	
4,69	7,02	10.008	
19,74	30,92	Agua de Intequim	Na <sup>+</sup> Ca <sup>+2</sup> HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> Mg+2
20,38	34,73	Agua destilada	N/A

En líneas generales se observa que mientras mayor es la concentración iónica de la solución en contacto con el gel, disminuye el grado de hinchamiento. De igual forma se observa la dependencia del grado de hinchamiento, con respecto a la especie iónica estudiada.

Los resultados obtenidos con respecto al grado de hinchamiento establecido en función de la concentración de los iones se ajustan a los resultados presentados en los trabajos escritos por Figueroa, I. y col. [41], Catarí, N. [42], Budtova [47], Horkay, F [39], donde se estudió la variación del hinchamiento producido por el efecto de los cationes divalentes y monovalentes en hidrogel de poliacrilamida parcialmente hidrolizados.

El grado de hinchamiento del gel se encuentra representado gráficamente en la figuras 24 a la 26, comparando los cambios observados en la primera (1) y segunda semana (2) de exposición para las soluciones de los iones  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{HCO}_3^-$

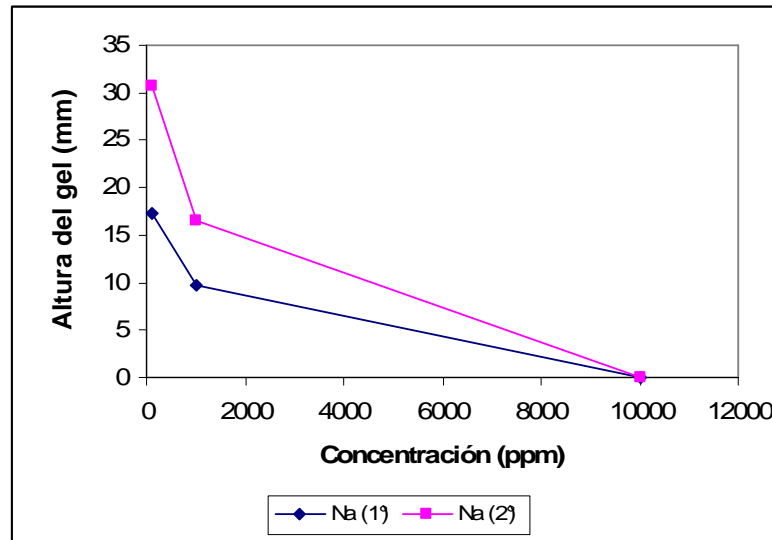
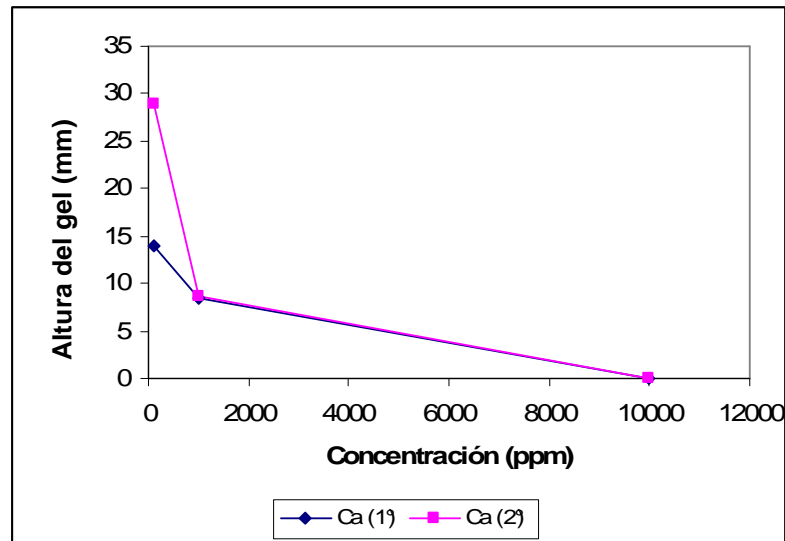
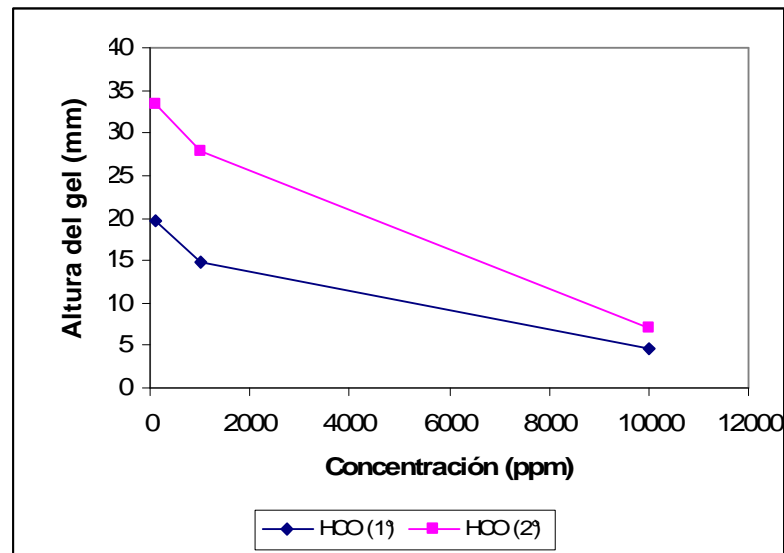


Figura 24. Grado de hinchamiento en función de la variación de la concentración de los iones  $\text{Na}^+$



**Figura 25. Grado de hinchamiento en función de la variación de la concentración del ión  $\text{Ca}^{+2}$**



**Figura 26. Grado de hinchamiento en función de la variación de la concentración del ión  $\text{HCO}_3^-$**

La altura del gel se incrementa al pasar de una semana a dos semanas de exposición, por lo cual se puede inferir que el gel no alcanza un estado de equilibrio en la primera semana. En cuanto a la segunda semana de exposición, no se puede afirmar que en este tiempo se alcanza el equilibrio, sería pertinente evaluar el sistema durante más tiempo para observar su comportamiento y poder establecer con certeza en cuanto tiempo el sistema alcanza su estado de equilibrio. Sin embargo el ión  $\text{Ca}^{+2}$  pareciera haber alcanzado su equilibrio al no observarse cambios notables entre la semana 1 y 2.

El hinchamiento de los geles que contienen grupos ionizables en su estructura, está afectado en gran medida por la fuerza iónica del medio, como se evidencia en los resultados obtenidos en el presente estudio.

Además se debe tomar en cuenta ciertos aspectos como lo son: la presencia o no de grupos iónicos en la estructura de la red que permitan la entrada de especies iónicas de carga contraria, las propiedades hidrofílicas que presente la red, la capacidad de difusión característica de cada una de las especies iónicas presentes tanto dentro como fuera de la red y el grado de entrecruzamiento del gel.

Cuando en un medio se encuentra presente una membrana semipermeable, como el caso de los geles, se genera un efecto osmótico en donde se consideran todos los factores antes descritos. Si dentro de la red polimérica existe una mayor concentración de especies iónicas en comparación con el medio externo, entonces se promoverá la entrada de agua al sistema de tal forma de generar un equilibrio, mediante la solvatación de las especies presentes, por lo cual la entrada de agua irá desde el medio más diluido al más concentrado. Contrariamente los iones migrarán desde el medio más concentrado hacia el medio menos concentrado, para generar un equilibrio en el sistema de manera tal que los potenciales químicos en ambos lados se igualen [41], esto explica porque en el caso donde se tiene una menor concentración iónica en el medio exterior, la altura alcanzada por el gel es mayor que en los casos contrarios, debido a la entrada de agua.

Considerando lo antes expuesto, se esperaría que para los casos donde el gel se pone en contacto con soluciones de elevada concentración, como la de 10.000 ppm en los iones  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{HCO}_3^-$ , se generó una expulsión de agua desde la red polimérica hacia el medio exterior, sin embargo este comportamiento no fue observado, ya que no se incrementó el volumen de agua existente fuera de la red de los sistemas estudiados.

En el caso de los cationes se podría pensar que existe un efecto de apantallamiento generado por la interacción de los cationes que se encuentran en abundancia en este medio, con las especies aniónicas presentes en la red polimérica, por lo cual la entrada

de agua se ve restringida. Esta posibilidad podría confirmarse si se realiza un análisis donde se pueda observar la estructura de la red del gel para saber si existen enlaces o no entre las especies catiónicas antes mencionadas y los grupos presentes en la red. Un análisis por RMN podría ser una opción a considerarse en estudios futuros. Otra explicación del comportamiento observado es que no existe un aumento de la altura del gel cuando se pone en contacto con soluciones de 10.000 ppm en el caso de las soluciones catiónicas, porque la entrada de agua al sistema no es necesaria debido a que los potenciales químicos en ambos lados son similares, considerando que el gel es en si un soluto.

Así mismo, al comparar el grado de hinchamiento establecido por cada una de las especies iónicas estudiadas, se puede apreciar que la mayor absorción de agua es promovida por los iones  $\text{HCO}_3^-$ .

El  $\text{HCO}_3^-$  es una especie que tiende a protonarse en soluciones acuosas, esto origina la aparición de grupos  $\text{OH}^-$  (figura 4). La aparición de grupos  $\text{OH}^-$  en la solución promueve la hidrólisis de la poliacrilamida, como se explicó anteriormente (figura 3), como resultado de la hidrólisis se incrementa el número de grupos acrilatos en el gel. La aparición de nuevos grupos acrilatos causa la expansión de las cadenas de la red polimérica debido a la repulsión entre las mismas, además de esto se genera un aumento en la polaridad de la estructura, lo cual crea una mayor afinidad del agua por parte de la red polimérica, lo que se traduce en un mayor hinchamiento gracias a la mayor absorción de agua dentro de la red.

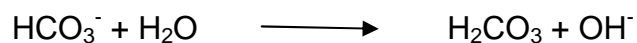


Fig.4 Reacción del Ion Bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ )



Por otra parte, si comparamos el hinchamiento obtenido por las especies catiónicas  $\text{Na}^+$  y  $\text{Ca}^{+2}$  podemos apreciar que la mayor absorción de agua se obtiene al poner en contacto el gel con las soluciones de los iones  $\text{Na}^+$ .

Las variaciones observadas en el grado de hinchamiento generado por la presencia de los iones  $\text{Na}^+$  y  $\text{Ca}^{+2}$ , son producidas probablemente por la velocidad de difusión, capacidad de solvatación y afinidad química para formar enlaces, característica de cada especie. Una diferencia clave entre el hinchamiento promovido entre una especie monovalente como el  $\text{Na}^+$  y una especie divalente como el  $\text{Ca}^{+2}$  esta relacionada con la fuerza con que las moléculas de agua son retenidas por cada catión.

Los cationes divalentes retienen el agua más tenazmente que los cationes monovalentes, dado que la carga en el caso de los primeros es mayor, por lo tanto la capacidad de atracción de un catión divalente es mayor en comparación con un catión monovalente, que posee una menor carga. Se ha estimado que alrededor de unas 6-8 moléculas de agua forman una envoltura primaria de hidratación alrededor de un catión divalente como el  $\text{Ca}^{+2}$ , y que se puede encontrar una envoltura secundaria más débilmente retenida, la cual consta de hasta quince moléculas de agua, esto se evidencia en soluciones diluidas. Los cationes monovalentes también forman envolturas primarias, aunque con menos moléculas de agua y retenidas más débilmente en comparación con los iones divalentes [53]. Esta diferencia en la disponibilidad de las moléculas de agua, es la razón por la cual en el caso donde se estudio el hinchamiento producido por las soluciones de  $\text{Na}^+$ , se encontró un mayor hinchamiento debido a la entrada de agua al sistema debido a la mayor disponibilidad de esta ultima en comparación con el caso de las soluciones del ión  $\text{Ca}^{+2}$ .

Por otra parte, se sabe que los iones  $\text{Ca}^{+2}$  tienen una gran afinidad para formar enlaces con los grupos acetatos. Esta afinidad para formar enlaces con los grupos acetato es



similar a la establecida entre las moléculas del EDTA (etilendiaminetetracetato) [48] y los iones  $\text{Ca}^{+2}$ . En la figura 5, se presenta la estructura química del EDTA, una estructura similar es la que se genera probablemente entre la red del polímero y los iones  $\text{Ca}^{+2}$  presentes en el medio circundante, ya que en dicha red se hallan grupos similares a los presentados en la estructura química de la figura mostrada. Al formarse enlaces entre la red polimérica y los iones presentes en el medio, se genera un mayor densidad de entrecruzamiento en la red polimérica, lo que origina una restricción de la entrada de agua a la red y por ende un menor grado de hinchamiento.

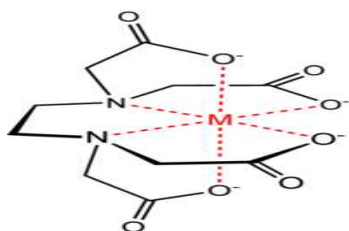


Figura 27. Estructura Química del EDTA

#### 4.2.5 Difusión de los iones

En la tabla 19 se muestran los resultados obtenidos del balance de masa de los iones  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{HCO}_3^-$ . Para este análisis se tomaron las porciones líquidas remanentes de los ensayos de hinchamiento y se determinó la cantidad de cada uno de las especies iónicas presentes en dicha porción.

**Tabla 19 Balance de Masa de los Iones  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{HCO}_3^-$** 

Especie Iónica	Cantidad Inicial en Solución (ppm)	Cantidad Final en Solución (ppm)		Cantidad Absorbida (ppm)	
		1 <sup>ra</sup> Semana	2 <sup>da</sup> Semana	1 <sup>ra</sup> Semana	2 <sup>da</sup> Semana
$\text{Na}^+$	104	301	296	-197	-192
	1000	857	820	143	180
	10.000	9381	9215	619	785
$\text{Ca}^{+2}$	100	27	24	73	76
	1000	468	425	532	575
	10.000	5745	5615	4255	4385
$\text{HCO}_3^-$	104	17	15	87	89
	1007	328	310	679	697
	10.008	3420	3210	6588	6798

En líneas generales se observa que hay una mayor absorción de las especies iónicas involucradas en cada caso al comparar los resultados de la primera semana y la segunda semana.

Particularmente en el caso del ión  $\text{Na}^+$  para la solución de 100 ppm, se encontró una mayor concentración de esta especie en la solución remanente analizada. Este exceso de iones sodio encontrado probablemente proviene de la parte hidrolizada de la poliacrilamida que se utilizó para la síntesis de los geles. Este resultado indica que existe un efecto de migración de los iones sodio desde la solución que se encuentra contenida dentro de la red del gel, hacia la solución externa, debido a que la concentración de este ión es menor en la solución externa, por ende el sistema tiende a alcanzar su estado de equilibrio igualando los potenciales químicos en ambas soluciones, mediante la expulsión de dicho ión. En el caso de las soluciones de 1000 y 10.000 ppm no se observó este efecto, por lo contrario se generó una absorción de este



ión, probablemente porque para estos casos la concentración en la solución contenida dentro del gel era menor que la concentración externa.

Otra observación importante, es que los iones más absorbidos fueron los iones bicarbonato, a pesar de ser especies con carga negativa, que deben atravesar un medio donde hay presente también grupos que exhiben la misma carga, esto lleva a pensar tres posibilidades; la primera de ella es que si bien existen grupos cargados negativamente sobre la red, la entrada de estas especies con la misma carga se justifica ya que debe existir una mayor cantidad de grupos o especies con la carga contraria que promuevan la entrada de estos iones, la segunda posibilidad es que se este dando algún tipo de reacción en la interfase de la red, entre los grupos allí presentes y los iones bicarbonato de manera tal que la concentración inicial de este ión se vea disminuida, otra posibilidad es que el análisis realizado al extracto remanente no sea el más idóneo para la determinación de la concentración de este ión luego de estar en contacto con una red polimérica. Sin embargo existe una correlación entre estos resultados y los encontrados en el ensayo de hinchamiento para esta especie, ya que al ser la especie más absorbida la cantidad de agua que se mueve en conjunto a la entrada de estos iones es mayor que en los otros casos.

Al comparar los resultados de absorción de las especies catiónicas  $\text{Na}^+$  y  $\text{Ca}^{+2}$ , se observa que la mayor absorción se obtuvo en el caso de los iones calcio, lo cual no se corresponde con los resultados de los ensayos de hinchamiento, puesto que al ser las especies más absorbidas, comparando ambos cationes, tendría que generar un mayor hinchamiento del gel en comparación con los iones sodio, puesto que la absorción de las especies iónicas esta acompañada de la entrada de agua al sistema, este resultado indica nuevamente la posibilidad de que el análisis realizado al estrato remanente para determinar la concentración de calcio en la solución remante luego de estar en contacto con gel, no fue realizado correctamente o que por lo contrario, el análisis si indica la

concentración real de esta especie en solución pero la causa de la disminución en la concentración inicial de este ión este dada por otros factores; como por ejemplo precipitación o formación de enlaces con la red polimérica que no se pueden establecer mediante la información obtenida. Por lo tanto dado que no se puede afirmar con certeza una u otra posibilidad, se debe estudiar con más detalle este punto para poder establecer con certeza si es un proceso de absorción, adsorción o precipitación.

Para una mejor comprensión de los análisis expuestos se muestra una representación gráfica de la absorción establecida en cada caso.

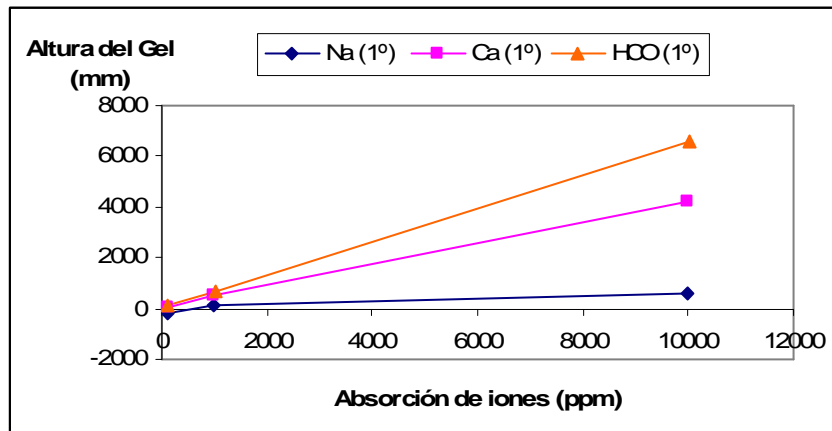


Figura 28. Difusión de los Iones Presentes Fuera y Dentro del Gel (Semana 1)

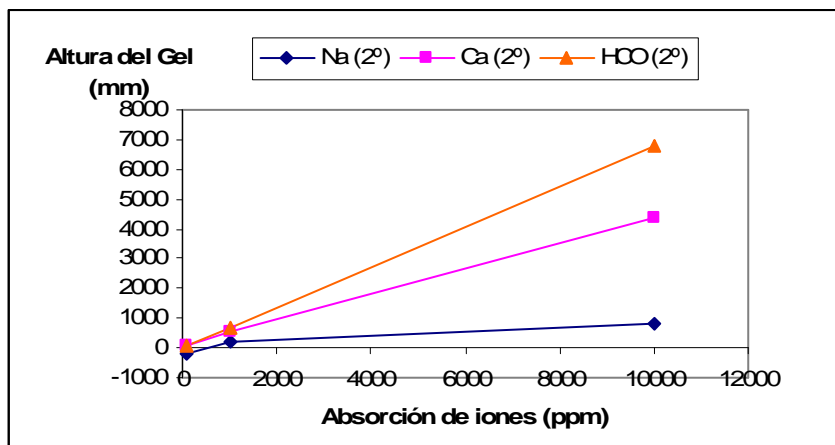


Figura 29. Difusión de los Iones Presentes Fuera y Dentro del Gel (Semana 2)



#### 4.2.6 Ensayos Reométricos de los Geles

Las mediciones reológicas de los geles hinchados se llevaron a cabo a través de la técnica de reometría dinámica. Para la caracterización reológica de las muestras se utilizó un reómetro con un sensor plato-plato, para cada muestra se realizaron las mediciones por triplicado y se tomó un promedio de los valores obtenidos, la frecuencia de barrido fue de 1 Hz y la deformación aplicada estuvo comprendida en el rango de 1 a 30 %, la temperatura a la cual se realizó este ensayo fue 25 °C, ya que a 60 °C se corría el riesgo de evaporación del agua contenida en la muestra.

Se trabajó bajo las condiciones antes descritas ya que en ese intervalo se obtuvo un comportamiento lineal del módulo elástico en función de la fuerza de deformación aplicada, es decir, se trabajó en el rango viscoelástico lineal para cada una de las muestras estudiadas. Los resultados obtenidos se encuentran resumidos en la siguiente tabla

**Tabla 20 Módulos de elasticidad Obtenidos para los geles Hinchados**

Especie Iónica	Concentración (ppm)	Modulos Elástico G' (Pa)		Muestra
		1 <sup>ra</sup> Semana	2 <sup>da</sup> Semana	
Na <sup>+</sup>	104	21,16	22,18	1
	1000	21,17	22,2	2
	10.000	21,31	22,28	3
Ca <sup>+2</sup>	100	33,56	26,98	4
	1000	18,84	23,65	5
	10.000	15,88	17,38	6
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	104	12,63	17,7	7
	1007	16,94	18,99	8
	10.008	16,91	19,33	9
H <sub>2</sub> O Destilada	N/A	26,68	28,69	10
H <sub>2</sub> O Intequin	N/A	26,51	28,3	11
Blanco*	N/A	15,45	15,45	12

Blanco\*: Muestra sin hinchar

Debido a la alta fragilidad de las muestras 7, 8 y 9, la medición de los valores del módulo elástico se hizo sumamente complicada, las medidas se realizaron numerosas veces debido a que las muestras se fracturaban a la hora de ser medidas, dificultando de esta forma la toma de los resultados, por ello es preciso destacar que los valores presentados son un valor aproximado al comportamiento reológico presentado por dichas muestras.

Los resultados encontrados en la medida del módulo elástico de los geles hinchados no muestran una tendencia que permita establecer una idea clara del comportamiento de elasticidad encontrado para todas las muestras estudiadas.



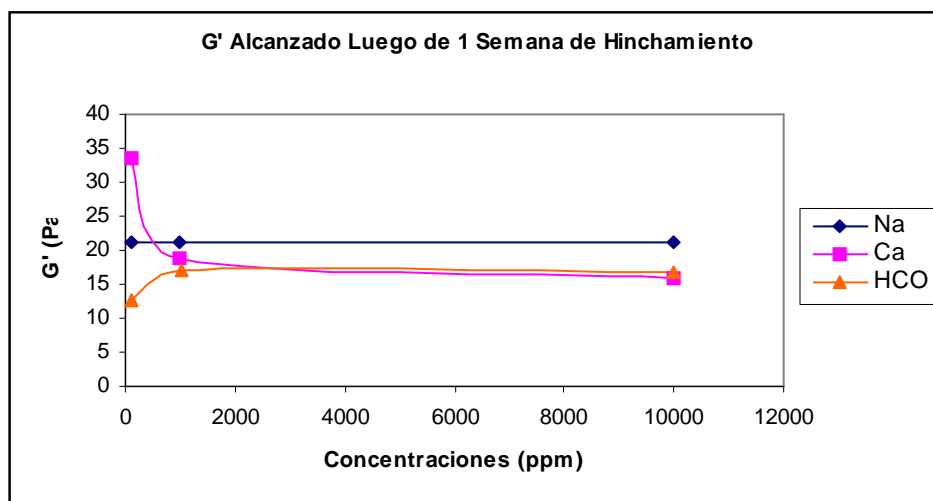
Al observar los resultados presentados en la tabla 20 se verifica que para el caso del sodio, el modulo elástico se mantiene casi constante independientemente de la concentración de la solución inicial puesta en contacto con el gel, la cual si provoca una variación en el grado de hinchamiento de las muestras como ya se estudio, por lo cual se podría decir que el módulo elástico es independiente del grado de hinchamiento para el caso del sodio.

En el caso del calcio llama la atención el valor encontrado para la muestra de 100 ppm en la primera semana, ya que si se observa la tendencia exhibida en la segunda semana pareciera que mientras menor es la concentración iónica del medio los módulos elásticos encontrados son mayores, ya que las muestras se encuentran más hinchadas y por ende las cadenas de la red polimérica se encuentran más elongadas y exhiben una mayor rigidez por lo cual la fuerza aplicada para la deformación debe ser mayor cuando se tiene un mayor hinchamiento, lo que implica una respuesta mayor cuando la fuerza es removida, de allí que se encuentren mayores valores, sin embargo para la primera semana pareciera existir la misma tendencia excepto por el valor anómalo de la muestra de 100 ppm, este comportamiento es generado quizás debido a una mala medición considerando que para las muestras con mayor grado de hinchamiento la medición fue más complicada.

Para las muestras que fueron expuestas a las soluciones de bicarbonato, se observa de igual forma que mientras mayor es la concentración iónica de la solución en contacto con el gel, menor es el módulo elástico desarrollado, sin embargo, a pesar de ser estas las muestras con mayor hinchamiento comparando los casos de las muestras de sodio y calcio, los módulos elásticos no son los más elevados, considerando que el mayor grado de hinchamiento genera una mayor elasticidad por encontrarse una mayor elongación y rigidez de las cadenas de la red polimérica como ya se explicó. El comportamiento de menor elasticidad encontrado en este caso y comparando las

muestras de las soluciones restantes ( $\text{Na}^+$  y  $\text{Ca}^{+2}$ ), no es el esperado, esto se debe a que a la hora de realizar las mediciones las muestras se fracturaron debido a la alta fragilidad. En tal sentido se puede decir que los módulos elásticos de los geles se ven afectados en medidas diferentes de acuerdo con el ión que se encuentre en mayor proporción en el medio circundante y que el efecto depende de un conjunto de factores que deben ser estudiados más ampliamente para poder establecer una correlación más clara.

En las siguientes figuras se ha representado gráficamente los módulos elásticos encontrados para cada caso versus la concentración de la solución iónica en contacto con los geles, estos gráficos nos permiten observar más claramente todo lo antes descrito.



**Figura 30. Módulos Elásticos de los Geles vs. Concentración inicial de los iones  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{HCO}_3^-$  (Semana 1 de hinchamiento)**



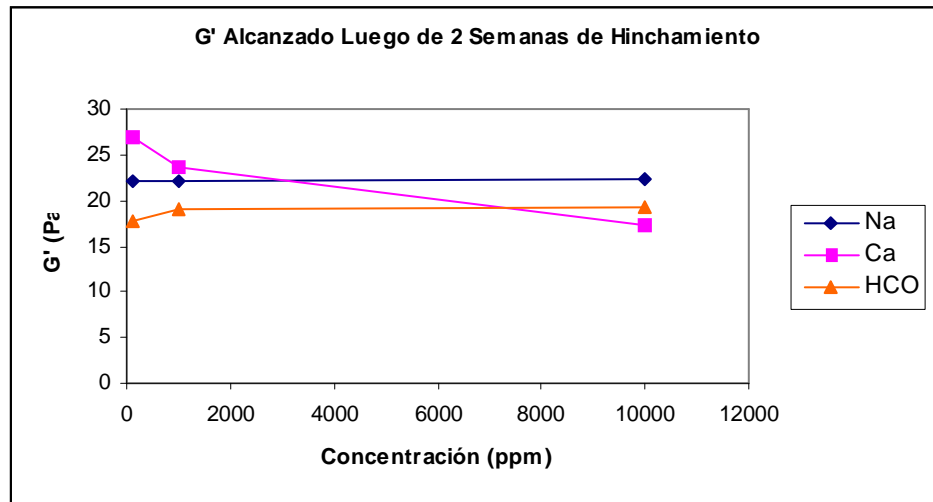


Figura 31. Módulo Elástico de los Geles vs. Concentración inicial de los iones  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{HCO}_3^-$  (valores obtenidos luego de 2 semanas de hinchamiento)

### 4.3 Pruebas Dentro del Medio Poroso

Los resultados obtenidos mediante la realización de dos pruebas de desplazamiento en medio poroso, para la evaluación del sistema gelificante Multigel<sup>®</sup> ULT de baja consistencia (a 60 °C), se presentan a continuación.

#### 4.3.1 Prueba de Desplazamiento para la evaluación del ión $\text{Na}^+$

La influencia que ejerce el ión  $\text{Na}^+$  sobre el desempeño del sistema gelificante Multigel<sup>®</sup> ULT como agente de bloqueo al agua, dentro del medio poroso, se evaluó en tres etapas. La primera etapa consistió en la inyección de agua de Intequim, que representa el blanco de esta prueba. En la segunda etapa de la prueba de desplazamiento se evaluó la respuesta del sistema Multigel<sup>®</sup> ULT cuando es expuesto a una condición de baja salinidad (100 ppm) y en la tercera etapa se evaluó la respuesta del sistema

cuando se expuso a una condición de elevada salinidad (10.000 ppm). Para esta evaluación se ejecutaron los siguientes pasos:

1. Determinación del volumen poroso ( $V_p$ ) y la porosidad ( $\emptyset$ ) del medio.
2. Prueba de fuga del equipo y ajuste de condiciones de trabajo.
3. Determinación de la permeabilidad absoluta al agua ( $K_{abs}$ ).
4. Inyección del sistema gelificante.
5. Inyección de las soluciones salinas y determinación de la permeabilidad efectiva ( $K_{efec}$ ).
6. Determinación de los factores de resistencia residual “RRF”.

#### 4.3.1.1 Determinación del Volumen Poroso “ $V_p$ ” y la Porosidad “ $\emptyset$ ”

El medio poroso utilizado consistió en núcleos de berea triturados. Los núcleos de berea utilizados provenían de la misma barra de berea, cuya longitud total era de 102 cm aproximadamente, la composición mineralógica de dichas muestras se encuentra reportada en la siguiente tabla 21.

**Tabla 21 Composición Mineralógica de los Núcleos de Berea Utilizados en las pruebas de Desplazamiento**

Fracción Mineralógica	%
Arcilla	8
Cuarzo	78
Feldespato Potasico	7
Feldespato Sódico	2
Calcita	0
Dolomita	5

De acuerdo al análisis realizado se determinó que los núcleos de berea utilizados están constituidos en su mayoría por cuarzo, representando el 78% de la composición mineralógica total de la roca.

El cuarzo es un mineral compuesto por dióxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ), este mineral es químicamente muy inerte y resistente ante las condiciones químicas a las que sea expuesto, este mineral presenta granos muy duros y difíciles de erosionar, como consecuencia permanece entero en comparación con los otros minerales presentados en la tabla 10. Esta característica es de gran importancia porque el empleo de este tipo de muestra como medio poroso para las pruebas de desplazamiento realizadas, garantiza la menor intervención en los procesos químicos que se dan dentro de este medio debido a la poca reactividad que caracteriza a este material.

El volumen poroso y la porosidad obtenida para esta prueba, una vez empacada la berea en la celda, se encuentran reportados en la tabla 22.

**Tabla 22 Volumen Poroso “Vp” y Porosidad “Ø” Prueba de Desplazamiento 1 y 2.**

Volumen Inicial (cc)	Volumen Final (cc)	Volumen Muerto (cc)	Volumen total Celda (cc)
257,09	148,16	0,62	325,53
Volumen Poroso (cc)		108,32	
Porosidad (%)		33,30%	

### 4.3.1.2 Determinación de la Permeabilidad Absoluta

La determinación de la permeabilidad absoluta se realizó evaluando los diferenciales de presión obtenidos en cada sección de la celda, luego de hacer pasar diferentes flujos de agua. Estos resultados se encuentran señalados en la tabla 23.

**Tabla 23 Diferenciales de presión Medidos para el Cálculo de la permeabilidad Absoluta**

q (cc/min)	$\Delta P$ (psi)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
5	0,51	0,15	0,15	0,15	0,13
4	0,34	0,11	0,10	0,10	0,10
3	0,22	0,07	0,06	0,06	0,08
2	0,11	0,05	0,03	0,03	0,06
1	0,01	0,01	0,02	0,01	0,03

En la tabla 24 se muestran los valores de permeabilidad absoluta encontrados para cada una de las secciones de la celda.

**Tabla 24 Permeabilidad Absoluta al Agua para cada Sección**

Sección	A (cm <sup>2</sup> )	L (cm)	$\mu$ (cP)	$K_{abs}$ (mD)
Total	10,85	30	0,5	2702,6
1	10,85	6	0,5	2018,9
2	10,85	9	0,5	2903,5
3	10,85	9	0,5	2879
4	10,85	6	0,5	2626,5

Los valores de permeabilidad absoluta al agua, estuvieron comprendidos entre 2018 mD a 2900 mD, estos valores indican que el empaque de la berea en el núcleo no fue

lo suficientemente uniforme, encontrándose una diferencia de 411,6 mD aproximadamente (14%). La mayor permeabilidad se encontró en la zona intermedia de la celda (sección 2 y 3), mientras que la menor permeabilidad se registró en la entrada de la celda (sección 1). Pero los valores de permeabilidad están en el mismo orden de magnitud.

#### 4.3.1.3 Inyección del Sistema Gelificante

Durante la inyección de la solución polimérica gelificante se monitoreó el comportamiento de la presión, a través del controlador de la bomba y de un manómetro colocado en la entrada del sistema. Se observó un aumento de la presión de inyección durante la primera etapa de la inyección, seguido de una estabilización de la presión durante la inyección del tercer volumen poroso, el diferencial de presión alcanzado no fue mayor a 300 psi, por lo cual no se excedió el límite al cual fue probado el sistema (400 psi).

Mediante la recolección de los efluentes a la salida de cada volumen poroso de solución polimérica gelificante inyectada, se observó una diferencia entre las características de las muestras en cuanto al pH de la solución. Estos resultados se presentan a continuación.

**Tabla 25 Valores de pH de los Efluentes Recogidos por cada Volumen Poroso Inyectado.**

Muestra	pH	Vp
Testigo	6	N/A
1	8,99	1
2	7,59	2
3	7,11	3

El pH del primer volumen poroso de solución polimérica gelificante recolectada, fue similar al pH del agua con que se encontraba saturado el medio (Agua de Intequim), esto explica el hecho de que la muestra no gelificara, ya que la mayor parte del efluente estaba conformado por agua, los volúmenes porosos 2 y 3 también consistían en una mezcla entre gel-agua, en este caso a diferencia del primer volumen poroso la mayor proporción en la mezcla consistió en solución polimérica gelificante, en tal sentido, los valores de pH encontrados para los tres volúmenes porosos de gel inyectados se debieron a la mezcla entre el gel y el agua existente en el medio, estos resultados parecieran indicar que no es suficiente la inyección de tres volúmenes porosos de solución polimérica gelificante para saturar el medio con gel completamente, esto se tomó en cuenta en las pruebas restantes.

En la tabla 15 se presenta un resumen de los tiempos de gelificación y la consistencia alcanzada por cada una de las muestras señaladas, en estos resultados se destaca la diferencia entre los tiempos de gelificación inicial y final de la muestra testigo y el resto de los volúmenes porosos. En concordancia con los resultados obtenidos en las pruebas fuera del medio poroso un aumento del pH en la solución gelificante genera un incremento en los tiempos de gelificación inicial y final y la consistencia final adquirida no se ve afectada por el pH de la muestra. Esta evaluación fue realizada en un lapso de de 20 días.

**Tabla 26 Tiempos de Gelificación y Consistencia Final de los Efluentes Recolectados por cada Volumen Poroso de Gel Inyectado.**

Muestra	pH	Vp	T inicial (h)	T final (h)	Consistencia
Testigo	6	0	6	24	H
1	8,99	1	N/G	N/G	A
2	7,59	2	336	480	H
3	7,11	3	144	384	H

N/G: No Gelificó

#### 4.3.1.4 Inyección de las Soluciones Salinas

Durante la inyección de las soluciones salinas se realizó un registro de los diferenciales de presión alcanzados en cada sección de la celda con la finalidad de estudiar el comportamiento del sistema gelificante colocado a lo largo de todo el sistema. En las tablas 27, 28 y 29 se muestran los diferenciales de presión obtenidos en cada sección luego de la inyección de 5 Vp de las siguientes soluciones: agua de Intequim, Solución salina de 100 ppm de Na<sup>+</sup> y solución salina de 10.000 ppm de Na<sup>+</sup>. Es importante mencionar que solo se trabajó a las dos concentraciones extremas por limitaciones de tiempo a diferencia de las pruebas fuera del medio poroso y que las mismas se realizaron consecutivas en un mismo empaque de núcleo.

**Tabla 27 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de Agua de Intequim**

Vp	$\Delta p$ (psi)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	28,80	27,90	0,10	0,15	0,08
1	28,80	27,95	0,11	0,15	0,08
1,5	31,20	29,55	0,10	0,13	0,07
2	32,16	31,25	0,09	0,10	0,06
2,5	31,92	31,10	0,09	0,10	0,03
3	31,68	31,05	0,08	0,10	0,03
3,5	31,68	31,04	0,07	0,08	0,03
4	31,68	31,04	0,06	0,07	0,03
4,5	31,68	31,03	0,06	0,07	0,03
5	31,68	31,03	0,06	0,07	0,03

Si se comparan los valores obtenidos de los diferenciales de presión del sistema para cada sección antes y después de la inyección del gel (tabla 23), se observa que existe un aumento de estos diferenciales, luego de la inyección del gel. Este resultado se debe al bloqueo en el paso del agua de Intequim causado por la presencia del gel.

Por otra parte, se puede apreciar una variación entre los diferenciales de presión obtenidos en cada sección. El diferencial de presión para la sección 1, fue el más elevado, posiblemente debido a una mayor saturación del gel por ser la sección más cercana al punto de inyección de la solución gelificante y debido a que es la sección con menor permeabilidad.

Dado que las secciones siguientes (2, 3 y 4) se encuentran más alejadas del punto de inyección de la solución gelificante y considerando que existe una mayor permeabilidad en las mismas, la saturación del gel en estas secciones pudo ser menor, por ello los diferenciales de presión encontrados son más bajos.

**Tabla 28 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de la Solución de 100 ppm Na<sup>+</sup>**

Vp	$\Delta p$ (psi)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	18,96	18,50	0,02	0,05	0,02
1	19,44	18,95	0,01	0,05	0,02
1,5	19,60	19,05	0,01	0,04	0,02
2	19,60	19,05	0,01	0,04	0,02
2,5	19,84	18,30	0,01	0,04	0,02
3	19,28	18,75	0,01	0,04	0,02
3,5	19,44	18,70	0,01	0,04	0,02
4	19,44	18,50	0,01	0,04	0,02
4,5	19,44	18,50	0,01	0,04	0,02
5	19,44	18,50	0,01	0,04	0,02

Al inyectar la solución de 100 ppm de Na<sup>+</sup> se obtuvo el mismo comportamiento en los diferenciales de presión para cada sección que en la inyección del agua de Intequim, lo cual se puede explicar de la misma manera, considerando la diferencia de permeabilidad entre secciones y la mayor saturación del gel en la sección 1.



Cabe resaltar que no existe una marcada diferencia entre los valores obtenidos en un caso u otro, por lo cual se podría inferir que una baja concentración del ión estudiado no causa una variación en las propiedades de bloqueo del sistema gelificante colocado dentro del medio poroso.

De igual forma que en las etapas 1 (inyección de agua de Intequim) y 2 (inyección de la solución de 100 ppm), para la inyección de la solución de 10.000 ppm se obtuvo un comportamiento de bloqueo al agua por parte del gel. Sin embargo, en este caso, se evidenció una disminución de los diferenciales de presión que sin llegar a ser de diferente orden de magnitud, evidencian la interferencia de los siguientes posibles fenómenos: la alta concentración del ión estudiado y la posible formación de caminos preferenciales; o la suma de efectos.

El efecto que tiene una alta concentración de iones presentes en el agua que se pone en contacto con el gel dentro del medio poroso, fue estudiado por Perez [54], en este estudio se determinó la influencia del agua de formación de Budare, la cual exhibe una alta salinidad y en la que se encuentran 2600 ppm de  $\text{Na}^+$  aproximadamente y 9000 ppm de cloruro. Para este estudio, se encontró que el sistema gelificante Multigel<sup>®</sup> pierde parte del agua contenida en la red tridimensional, por lo que su capacidad de bloqueo se ve afectada. Haciendo una analogía con los resultados obtenidos en dicha investigación, podría sugerirse que una alta concentración del ión sodio puede generar un efecto de liberación de agua. Sin embargo esto no puede confirmarse en este caso, debido a que los análisis de los efluentes recolectados en cada etapa, hasta la fecha no han sido reportados.

Como se estudió en las pruebas de botella una alta salinidad de la solución en contacto con el gel genera una menor absorción de agua por parte de la red polimérica, debido a



la capacidad de solvatación que presentan las especies en solución y a la tendencia a formar enlaces con la red polimérica, sin embargo dentro del medio poroso no se puede hablar de mayor o menor hinchamiento puesto que el gel en este caso se encuentra en un medio donde hay presentes otros factores como: presiones capilares existentes en el sistema, capacidad de adsorción de este sistema a la matriz porosa e interacción fisicoquímica del gel con las especies presentes dentro de la matriz porosa. Considerando lo antes expuesto, solo se pudiese mencionar lo relativo a mayor bloqueo o la mayor resistencia que exhibe el gel al paso de una solución u otra, de acuerdo a los resultados obtenidos se puede decir que el gel ofrece una mayor resistencia al paso de soluciones menos concentradas, posiblemente debido al menor empuje generado por las soluciones menos concentradas en comparación con las soluciones más concentradas donde existe una mayor presencia de iones y por lo tanto la movilidad es mayor. Sin embargo no es posible explicar el comportamiento encontrado en estas pruebas, debido a que no se pudo disponer de los resultados de los análisis de los efluentes a tiempo, que permitan realizar un balance de masa, ni con un estudio de microscopia que me permita ver la conformación del gel dentro del medio poroso cuando es sometido a condiciones de baja y alta salinidad, para verificar su capacidad de bloqueo y poder establecer las diferencias entre un caso y otro. El principal aporte de estos resultados indica la necesidad en apoyarse en todos los análisis disponibles para poder establecer la fenomenología que tiene lugar bajo estas condiciones.

Otra posibilidad que explica los resultados encontrados es que durante la inyección de la solución de 10.000 ppm de  $\text{Na}^+$  se hallan generado canales preferenciales a través de la matriz porosa permitiendo el paso de fluido más efectivamente que en las dos etapas anteriores, por lo cual la resistencia del gel al paso del agua es menor porque esta última se va por caminos preferenciales, de allí que los diferenciales de presión encontrados son más bajos, este razonamiento es posible puesto que durante la inyección de la solución de 10.000 ppm los efluentes recolectados contenían un mayor

volumen de agua en comparación con los efluentes de las dos etapas anteriores. Adicionalmente la permeabilidad del medio es elevada y las tasas de inyección fueron relativamente bajas por lo que pudieron promover la formación de canales preferenciales.

**Tabla 29 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de la Solución de 10.000 ppm de Na<sup>+</sup>**

Vp	$\Delta p$ (psi)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	2,64	2,60	0,01	0,01	0,01
1	3,44	3,35	0,00	0,01	0,01
1,5	6,64	6,35	0,01	0,01	0,01
2	5,76	5,50	0,01	0,01	0,01
2,5	5,76	5,51	0,01	0,01	0,01
3	7,44	7,15	0,01	0,01	0,01
3,5	7,28	6,25	0,01	0,01	0,01
4	7,84	7,55	0,01	0,01	0,01
4,5	7,36	7,10	0,01	0,01	0,01
5	7,36	7,10	0,01	0,01	0,01

Los valores de permeabilidad efectiva al agua, luego de la inyección de la solución polimérica gelificante, se presentan en la tabla 30, 31 y 32. Se puede apreciar claramente, la disminución en la permeabilidad a los fluidos, en cada caso, debido a la presencia del gel.

**Tabla 30 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel (Agua de Intequim)**

Vp	K <sub>efec</sub> (mD)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	2,33	0,48	195,33	138,75	178,84
1	2,33	0,48	186,29	138,75	178,84
1,5	2,15	0,45	205,30	160,95	206,35
2	2,09	0,43	226,06	201,19	223,55
2,5	2,10	0,43	231,26	203,23	447,10
3	2,12	0,43	242,40	203,23	536,52
3,5	2,12	0,43	287,42	268,26	536,52
4	2,12	0,43	319,35	309,53	536,52
4,5	2,12	0,43	329,83	309,53	536,52
5	2,12	0,43	329,83	309,53	536,52

Las permeabilidades efectivas al agua luego de la inyección del sistema gelificante muestran que ciertamente existe una restricción al paso del agua generada por la presencia del gel. Inicialmente la permeabilidad del sistema estuvo en el orden de los 2000 mD y luego de la inyección del gel disminuyó en medidas diferentes para cada sección de acuerdo con los valores presentados en la tabla anterior.

En la sección 1 la disminución de la permeabilidad fue mayor que en el resto de los casos, debido a que en esta sección como ya se explico, en primer lugar existía una permeabilidad absoluta más baja que en el resto de las secciones por lo cual al ser el medio poroso menos permeable el paso del gel se ve más restringido quedando más atrapado en esta zona, permitiendo una mayor saturación, aunado ha esto, también hay que destacar la menor distancia existente entre el punto de inyección de la solución gelificante y dicha sección. Al encontrarse la mayor restricción en la entrada del núcleo el resto de las secciones se ven afectadas, de tal modo que a medida que se hace

mayor la distancia entre el punto de inyección de la solución polimérica y la sección involucrada, hay una menor saturación del gel por ende el paso al fluido se ve menos restringido.

**Tabla 31 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel (Solución 100 ppm Na<sup>+</sup>)**

Vp	K <sub>efec</sub> (mD)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	3,54	0,73	944,57	402,39	670,65
1	3,45	0,71	1780,47	402,39	894,19
1,5	3,42	0,70	1780,47	502,98	894,19
2	3,42	0,70	1780,47	574,84	894,19
2,5	3,38	0,73	1780,47	574,84	894,19
3	3,48	0,72	1780,47	574,84	894,19
3,5	3,45	0,72	1780,47	574,84	894,19
4	3,45	0,73	1780,47	574,84	894,19
4,5	3,45	0,73	1780,47	574,84	894,19
5	3,45	0,73	1780,47	574,84	894,19

De igual forma que el caso anterior se observa que existe una restricción al paso de la solución de 100 ppm Na<sup>+</sup>, sin embargo no se observa como en el caso anterior, que una distancia mayor entre el punto de inyección de la solución y la sección involucrada generen una menor restricción al paso del fluido, contrariamente en este caso el menor bloqueo es encontrado en la sección dos. Dado que los resultados encontrados en este caso exhiben una variación diferente en el comportamiento de bloqueo para cada zona involucrada, no se puede establecer una comparación clara entre el comportamiento del gel frente a una solución u otra. En la etapa tres que consiste en la inyección de la solución de 10.000 ppm las variaciones fueron mayores y el comportamiento del sistema en este punto fue menos comprensible. Estos resultados indican que la determinación del comportamiento del sistema Multigel® ULT frente a diversas condiciones de salinidad o frente a la inyección de diversas soluciones de los iones estudiados, debe ser estudiado en mayor detalle realizando modificaciones en la

metodología como realizar una mejor caracterización de los efluentes, pruebas independientes para cada concentración, tasas reinyección mas elevadas y sistema de inyección inverso sistema productor-inyector en vez de sistemas inyector productor tratando de disminuir las interferencias de factores o efectos aditivos y obteniendo la mayor información posible para su análisis.

**Tabla 32 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel (Solución 10.000 ppm Na<sup>+</sup>)**

Vp	K <sub>efec</sub> (mD)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	25,40	5,16	4023,87	2235,48	1341,29
1	19,50	4,00	8047,74	2514,92	1676,61
1,5	10,10	2,11	4023,87	2874,19	1219,35
2	11,64	2,44	4023,87	2874,19	1219,35
2,5	11,64	2,43	4023,87	2874,19	1219,35
3	9,01	1,88	3353,23	2874,19	1219,35
3,5	9,21	2,15	3353,23	2874,19	1219,35
4	8,55	1,78	2514,92	2874,19	1219,35
4,5	9,11	1,89	2514,92	3353,23	1219,35
5	9,11	1,89	2514,92	3353,23	1219,35

Luego de obtener los valores de permeabilidad antes y después de la inyección del gel, se determinaron los factores de resistencia residual para cada caso. Los resultados se muestran en la tabla 22 para el caso del agua de Intequim y tablas 23 y 24 para el caso de las soluciones de 100 y 10.000 ppm de Na<sup>+</sup> respectivamente.

**Tabla 33 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Agua de Intequim)**

Vp	RRFw				
	Sección del Núcleo				
	Total	1	2	3	4
0,5	1160,60	4199,49	14,86	20,75	14,69
1	1160,60	4207,01	15,59	20,75	14,69
1,5	1257,31	4447,84	14,14	17,89	12,73
2	1296,00	4703,73	12,84	14,31	11,75
2,5	1286,33	4681,15	12,56	14,17	5,87
3	1276,66	4673,62	11,98	14,17	4,90
3,5	1276,66	4672,12	10,10	10,73	4,90
4	1276,66	4672,12	9,09	9,30	4,90
4,5	1276,66	4670,61	8,80	9,30	4,90
5	1276,66	4670,61	8,80	9,30	4,90

**Tabla 34 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Solución de 100 ppm Na<sup>+</sup>)**

Vp	RRFw				
	Sección del Núcleo				
	Total	1	2	3	4
0,5	764,06	2784,61	3,07	7,15	3,92
1	783,40	2852,34	1,63	7,15	2,94
1,5	789,85	2867,39	1,63	5,72	2,94
2	789,85	2867,39	1,63	5,01	2,94
2,5	799,52	2754,50	1,63	5,01	2,94
3	776,96	2822,24	1,63	5,01	2,94
3,5	783,40	2814,71	1,63	5,01	2,94
4	783,40	2784,61	1,63	5,01	2,94
4,5	783,40	2784,61	1,63	5,01	2,94
5	783,40	2784,61	1,63	5,01	2,94

**Tabla 35 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Solución de 10.000 ppm Na<sup>+</sup>)**

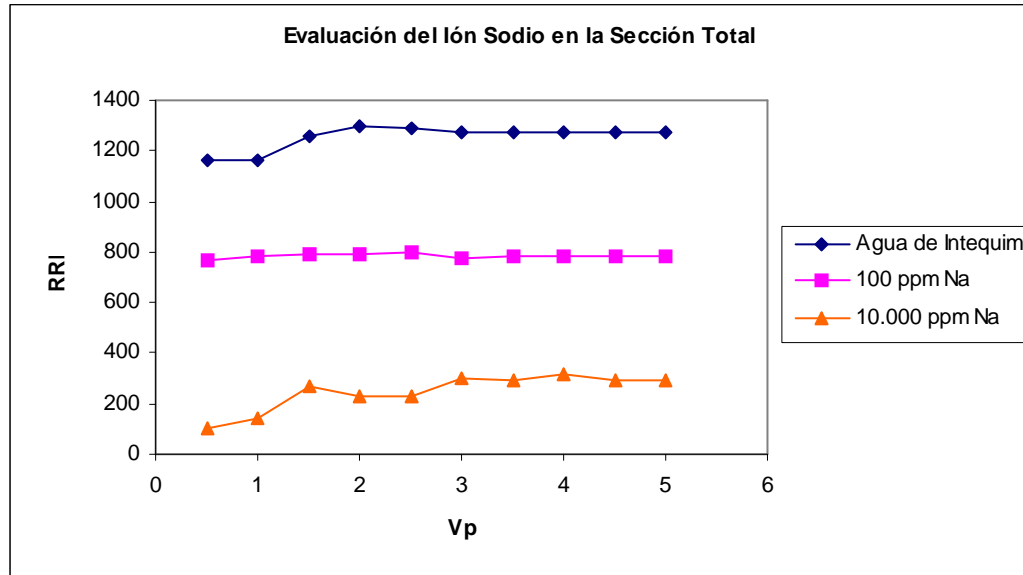
Vp	RRFw				
	Sección del Núcleo				
	Total	1	2	3	4
0,5	106,39	391,35	0,72	1,29	1,96
1	138,63	504,24	0,36	1,14	1,57
1,5	267,58	955,80	0,72	1,00	2,15
2	232,12	827,86	0,72	1,00	2,15
2,5	232,12	829,36	0,72	1,00	2,15
3	299,82	1076,21	0,87	1,00	2,15
3,5	293,37	940,75	0,87	1,00	2,15
4	315,94	1136,42	1,15	1,00	2,15
4,5	296,60	1068,69	1,15	0,86	2,15
5	296,60	1068,69	1,15	0,86	2,15

Al observar los valores de Los factores de resistencia residual (RRF) obtenidos en cada caso, observa claramente la disminución de los RRF a medida que se incrementa la concentración iónica del medio, lo que se traduce en un menor bloqueo del gel a medida que la solución en contacto con el gel es más concentrada.

Por otra parte, se observa un incremento gradual de los RRF a medida que se aumenta el número de volúmenes porosos pasados por el medio, sin embargo, en la mayoría de los casos se verifica una estabilización de dicho valor después de haber pasado el 3 Vp de cualquiera de los fluidos estudiados, lo que indica que el gel ofrece una resistencia hasta llegar a un estado de equilibrio donde no se absorbe más agua, por lo tanto los valores de RRF permanecen constantes, factor importante a considerar en los volúmenes de inyección en campo.

En las siguientes figuras, se muestra el comportamiento de los RRF obtenidos en cada sección del núcleo en función del volumen poroso, una vez que se ha puesto en contacto el gel con las diferentes soluciones (agua de Intequim, solución de 100 y 10.000 ppm de Na<sup>+</sup>), en estos gráficos se refleja más claramente lo antes descrito.





32. RRF vs. Vp Inyectado (sección total)

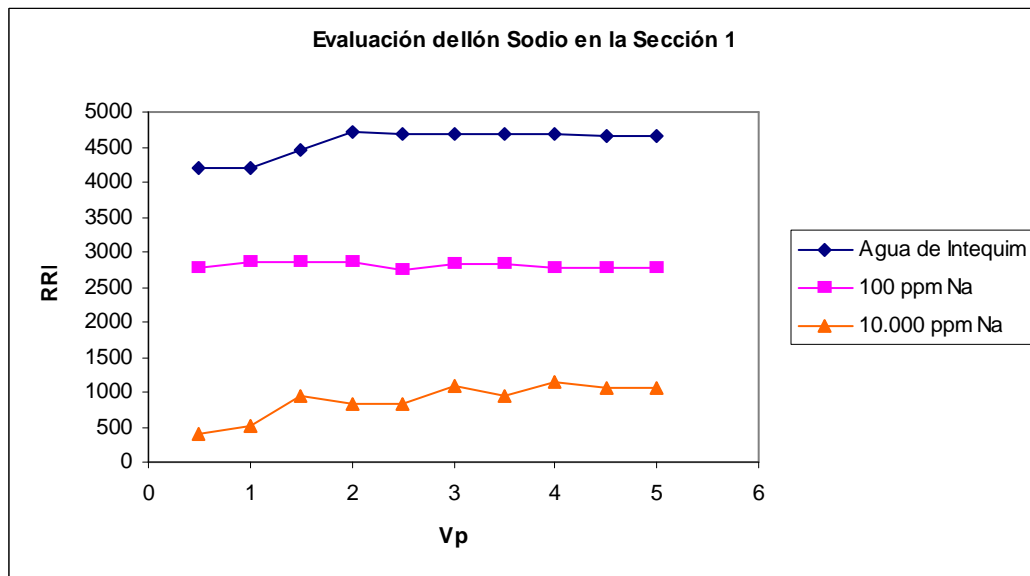


Figura 33. RRF vs. Vp Inyectado (sección 1)

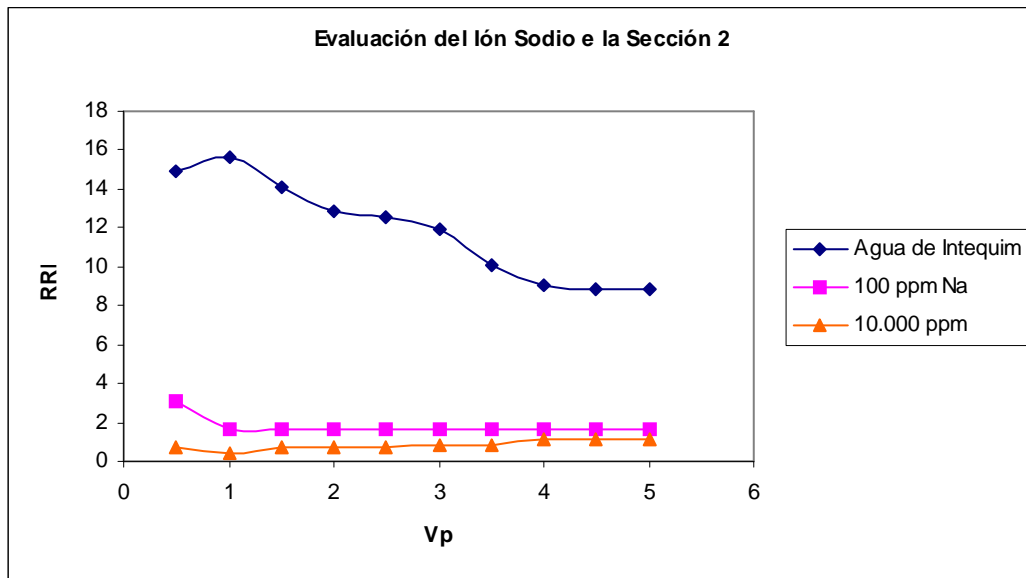


Figura 34. RRF vs. Vp Inyectado (sección 2)

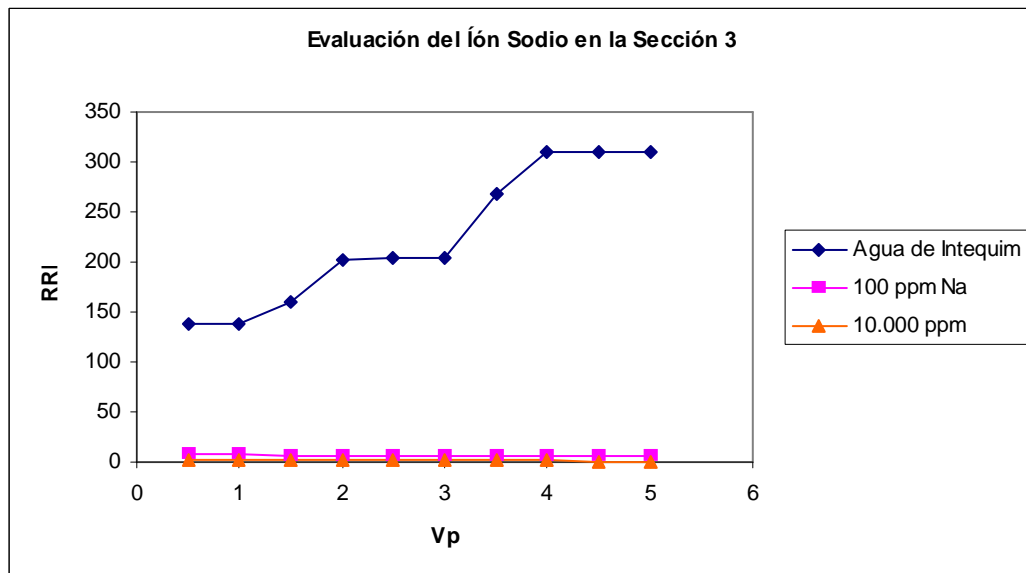
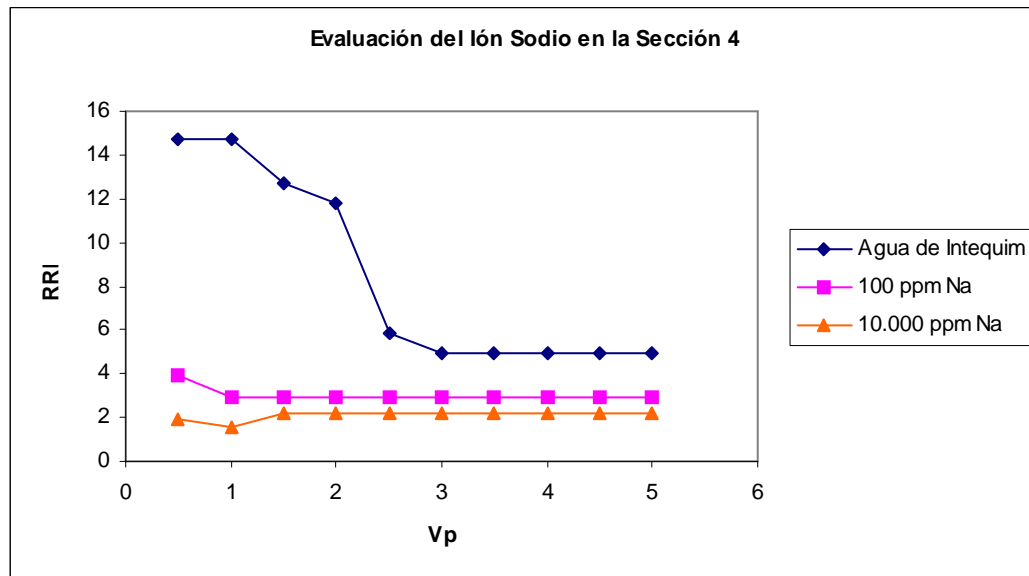


Figura 35. RRF vs. Vp Inyectado (sección 3)



**Figura 36. RRF vs. Vp Inyectado (sección 4)**

En líneas generales se observa una disminución de los factores de resistencia residual “RRF” a medida que se incrementa la concentración de los iones en solución. Este comportamiento se obtuvo en todas las secciones del núcleo, por lo que dicho resultado es consistente. Los valores de RRF más elevados, fueron encontrados en la sección 1 del núcleo y el comportamiento en esta sección fue similar al comportamiento de la sección total, las secciones 2 y 3 mostraron un comportamiento diferente entre sí a pesar de ser la parte intermedia del núcleo, la sección 4 tuvo un comportamiento similar a la sección 2.

En las siguientes figuras se puede apreciar el efecto de la distancia entre el punto de inyección y las secciones del núcleo donde se toman las medidas, los gráficos permiten visualizar como varía el comportamiento del gel a medida que aumenta la distancia entre las secciones del núcleo y el punto de inyección. La sección 1 es la más cercana al punto de inyección (ocupando los primeros 6 cm del medio poroso), mientras que la sección 4 es la más alejada (ocupando los 6 cm finales del medio poroso).

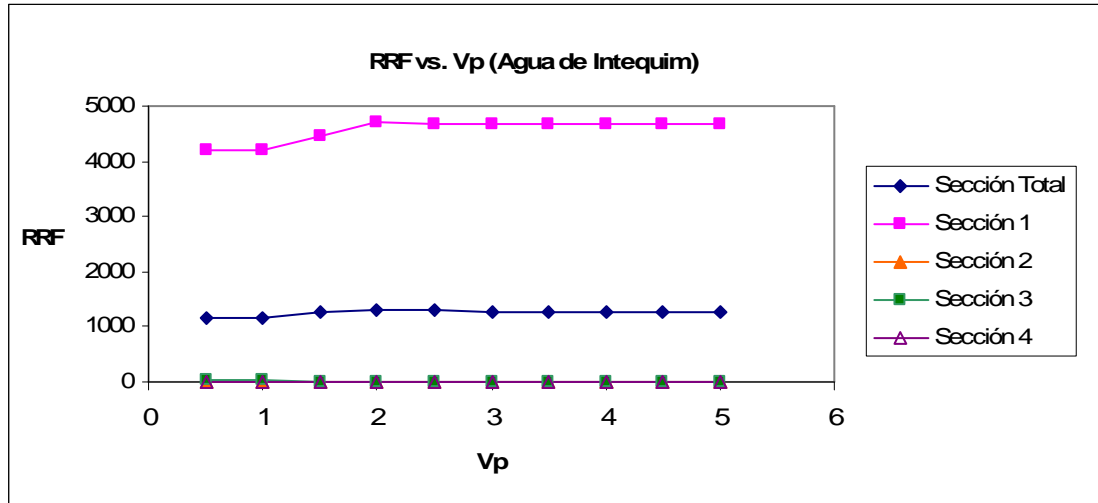
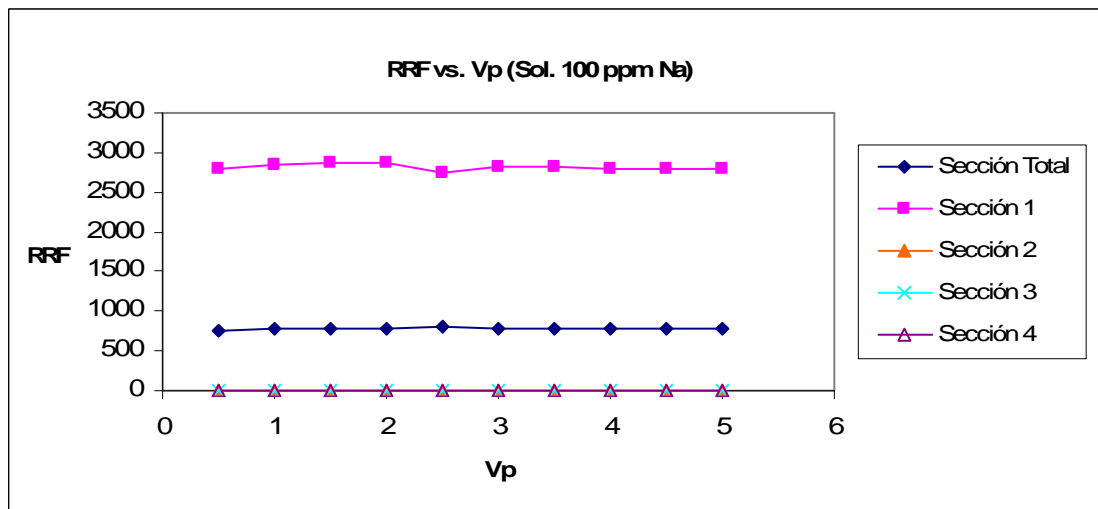


Figura 37. RRF vs. Vp de Agua de Intequim inyectada.

Figura 38. RRF vs. Vp de Solución de 100 ppm de Na<sup>+</sup> inyectada.

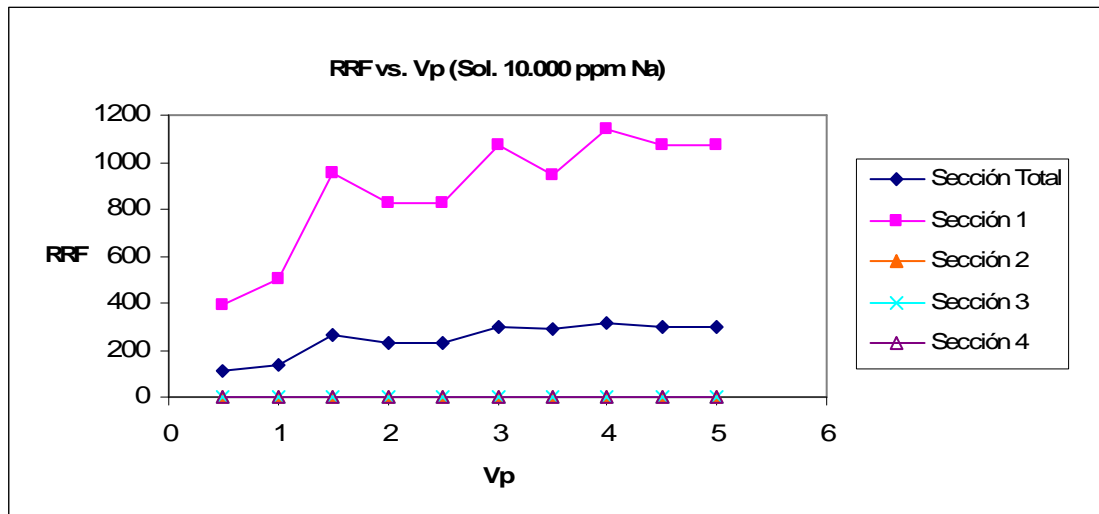


Figura 39. RRF vs. Vp de Solución de 10.000 ppm de Na<sup>+</sup> Inyectada.

En estos gráficos se evidencia nuevamente que los mayores valores de RRF se obtienen en la sección 1, ya que es donde existe la mayor saturación de gel, mientras que las secciones 2, 3 y 4 ofrecen el mismo comportamiento encontrándose valores de RRF muy similares en cada una de estas secciones.

#### 4.3.2 Prueba de Desplazamiento para la evaluación del ión Ca<sup>+2</sup>

La influencia que ejerce el ión Ca<sup>+2</sup> sobre el desempeño del sistema gelificante Multigel<sup>®</sup> ULT como agente de bloqueo al agua, dentro del medio poroso, se evaluó en tres etapas. La primera etapa consistió en la inyección de agua de Intequim, que representa el blanco de esta prueba. En la segunda etapa de la prueba de desplazamiento se evaluó la respuesta del sistema Multigel<sup>®</sup> ULT cuando es expuesto a una condición de baja salinidad (100 ppm) y en la tercera etapa se evaluó la respuesta del sistema cuando es expuesto a una condición de elevada salinidad (10.000 ppm).

En la prueba de desplazamiento 3 se evaluó la respuesta del sistema Multigel<sup>®</sup> ULT cuando es expuesto a una condición de baja salinidad (100 ppm), en relación al ión La final de esta prueba fue estimar el efecto que causa el ión  $\text{Ca}^{+2}$  en el sistema gelificante antes mencionado y comparar los resultados con el experimento previo, con el objeto de establecer el comportamiento del sistema gelificante frente a uno u otro ión.

#### 4.3.2.1 Determinación del Volumen Poroso y la Porosidad

El medio poroso utilizado en estas pruebas consistió igualmente en núcleos de berea triturados, provenientes de la misma barra utilizada en las prueba 1 y 2, la composición mineralógica de estas muestras se encuentra reportada en la tabla 10.

El volumen poroso y la porosidad obtenidos para estas pruebas, se encuentran reportados en la siguiente tabla.

**Tabla 36 Volumen Poroso “Vp” y Porosidad “Ø”, Prueba de desplazamiento 3 y 4.**

Volumen Inicial (cc)	Volumen Final (cc)	Volumen Muerto (cc)	Volumen total Celda (cc)
262,31	156,31	0,9	325,53
Volumen Poroso (cc)		104,58	
Porosidad (%)		32,13%	

Los valores de volumen poroso y porosidad obtenidos en esta prueba son menores que los encontrados en la prueba anterior, en este caso al empacar la berea en la celda se siguió otro procedimiento. Es decir la berea fue empacada dentro de la celda sin estar húmeda previamente lo que afecto el nivel de compactación de manera importante, a pesar de que con esta técnica se obtuvo un mayor grado de compactación la heterogeneidad del medio fue mayor.

### 4.3.2.2 Determinación de la Permeabilidad Absoluta

Los valores diferenciales de presión alcanzados en cada sección luego de hacer pasar diferentes flujos de agua, se encuentran reportados en la siguiente tabla.

**Tabla 37 Diferenciales de presión Medidos para el Cálculo de la permeabilidad Absoluta**

q (cc/min)	q (cc/s)	$\Delta P$ (psi)				
		Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
5	0,0833	2,34	2,16	0,25	0,25	0,16
7,5	0,1250	3,34	3,21	0,40	0,39	0,24
10	0,1667	4,27	4,26	0,59	0,54	0,32
12,5	0,2083	5,31	5,31	0,69	0,68	0,41

En la tabla 38 se muestran los valores de permeabilidad absoluta para cada una de las secciones del núcleo.

**Tabla 38 Permeabilidad Absoluta al Agua para cada Sección (60 °C y 200 psi)**

Sección	A (cm <sup>2</sup> )	L (cm)	$\mu$ (cP)	$K_{abs}$ (mD)
Total	10,85	30	0,5	860,2
1	10,85	6	0,5	161,3
2	10,85	9	0,5	1649,6
3	10,85	9	0,5	1752,4
4	10,85	6	0,5	2014,7

Se observa que no hay una distribución uniforme de los granos a lo largo de todo el núcleo ya que los valores de permeabilidad absoluta al agua obtenidos en cada sección, difieren entre si de manera importante, y en mayor medida que la prueba anterior. Se observa que en la sección 1; el valor de permeabilidad absoluta al agua es muy bajo, en comparación con los valores obtenidos en las otras secciones, este comportamiento se debe a que posiblemente se genero un taponamiento en la entrada del núcleo por la acumulación de finos, debido a que en este caso el empaque de la berea se realizó en seco.

#### **4.3.2.3 Inyección del Sistema Gelificante**

La inyección de la solución polimérica gelificante se realizó a una tasa constante de 4 cc/min, en estas pruebas se decidió aumentar la tasa de inyección debido a que se debía incrementar el número de volúmenes porosos de solución polimérica gelificante; en virtud de disminuir el pH de los efluentes recolectados luego de la inyección de cada volumen poroso con lo cual se disminuye el tiempo de gelificación de acuerdo con lo explicado anteriormente.

De igual forma que en las pruebas anteriores se realizó un monitoreo del comportamiento de la presión, a través del controlador de la bomba y de un manómetro colocado en la entrada del sistema, el comportamiento de la presión siguió la misma tendencia, un aumento de la presión de inyección durante los primeros 5 Vp porosos, seguido de una estabilización de la presión durante la inyección del 7 Vp, a diferencia de las pruebas anteriores.

Las presiones alcanzadas en este caso fueron mayores a 300 psi, debido al incremento en la tasa de inyección, sin embargo no se excedió el límite al cual fue probado el sistema (400 psi).



El pH de los efluentes recogidos durante la inyección de la solución polimérica gelificante, así como los tiempos de gelificación y la consistencia (luego de 20 días), se presenta a continuación.

**Tabla 39 Valores de pH, Tiempos de gelificación y Consistencia de los Efluentes Recogidos por cada Volumen Poroso Inyectado.**

Muestra	pH	Vp	T inicial (h)	T final (h)	Consistencia
Testigo	6,00	0	6	24	H
1	8,18	1	N/G	N/G	A
2	8,03	2	N/G	N/G	A
3	7,78	3	N/G	N/G	A
4	7,36	4	288	480	H
5	7,03	5	144	480	H
6	6,52	6	24	432	H
7	6,26	7	24	48	H
8	6,04	8	8	48	H
9	6,04	9	8	48	H
10	6,02	10	8	48	H
11	6,01	11	8	48	H
12	6,00	12	8	48	H
13	6,00	13	8	48	H

Al igual que la prueba previa se destaca la disminución del pH a medida que incrementa el número de volúmenes porosos de solución polimérica inyectada, aunque en este caso se realizaron varias modificaciones se incremento la tasa y el número de volúmenes porosos inyectados y el medio poroso posee características diferentes (menor permeabilidad). Los resultados muestran una disminución en los tiempos de gelificación inicial y final en cada muestra, este comportamiento obedece a las mismas explicaciones expuestas en la prueba anterior, el primer volumen poroso esta constituido en su mayoría por agua, de allí que no gelifique, los volúmenes porosos 2 y 3 representan una mezcla gel-agua donde la mayor proporción la representa el gel, sin embargo estos volúmenes porosos no gelificaron durante el tiempo que se llevo a cabo

la prueba (30 días), el resto de las muestras tuvo un comportamiento similar a los encontrados en las pruebas fuera del medio poroso, solo se registro un incremento en los tiempos de gelificación inicial y final, que se justifica debido a que el proceso de gelificación dentro del medio poroso depende de varios factores que no se encuentran presentes cuando se realizan los ensayos de botella.

#### 4.3.2.4 Inyección de las Soluciones Salinas

La tasa de inyección y el registro de los datos para estas pruebas se realizaron de la misma forma que en las etapas de la prueba anterior, los valores obtenidos en cada caso se encuentran señalados en las siguientes tablas.

**Tabla 40 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de Agua de Intequim**

Vp	$\Delta p$ (psi)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	106,00	No pudo ser medido	No pudo ser medido	7,11	8,66
1	99,00			6,45	5,63
1,5	106,00			6,51	5,02
2	106,00			7,16	5,02
2,5	106,00			7,95	5,01
3	106,00			8,14	3,86
3,5	106,00			8,16	3,78
4	105,00			8,16	3,75
4,5	105,00			8,19	3,76
5	105,00			8,27	3,76

**Tabla 41 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de la Solución de 100 ppm Ca<sup>+2</sup>**

Vp	$\Delta p$ (psi)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	106,00	No pudo ser medido	No pudo ser medido	7,11	8,66
1	106,00			6,45	5,64
1,5	100,00			6,51	5,41
2	106,00			7,16	5,01
2,5	106,00			7,95	3,86
3	106,00			8,14	3,78
3,5	106,00			8,16	3,75
4	106,00			8,16	3,76
4,5	107,00			8,19	3,76
5	107,00			8,07	3,76

**Tabla 42 Diferenciales de Presión Medidos Durante la Inyección de la Solución de 10.000 ppm Ca<sup>+2</sup>**

Vp	$\Delta p$ (psi)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	24,60	9,05	0,15	6,67	0,46
1	16,02	6,85	0,34	3,42	0,29
1,5	13,11	6,40	0,33	2,32	0,14
2	12,82	6,40	0,25	2,19	0,11
2,5	10,72	5,95	0,21	1,65	0,09
3	11,44	7,59	0,07	1,19	0,04
3,5	12,97	9,15	0,15	1,20	0,04
4	14,35	10,30	0,21	1,12	0,04
4,5	14,31	10,30	0,21	1,13	0,05
5	14,31	10,30	0,21	1,13	0,04

Se observa un incremento marcado en los diferenciales de presión alcanzados en cada una de las secciones del núcleo luego de la inyección del gel para cada uno de los casos estudiados.

Como se muestra en las tablas 41 y tabla 42 no fue posible medir los diferenciales de presión en las secciones 1 y 2 durante la inyección del agua de Intequim y la solución de 100 ppm de  $\text{Ca}^{+2}$ , esto se debió a que los valores de presión alcanzados en estos puntos fueron mayores a la presión diferencial soportada por la placa del transductor de presión dispuesto en estas secciones, en vista de este comportamiento se bloquearon las entradas de ambos transductores. Para la evaluación de la solución de 10.000 ppm de  $\text{Ca}^{+2}$  se abrió el paso en las secciones antes bloqueadas en virtud de que para las concentraciones mayores se obtiene una disminución de los diferenciales de presión alcanzados, de allí que en esta prueba se pudieran medir los diferenciales para las secciones antes mencionadas.

Los valores de permeabilidad efectiva al agua, luego de la inyección de la solución polimérica gelificante, se presentan en la tablas 43, 44 y 45.

**Tabla 43 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel en Función de los Volúmenes Porosos Inyectados (Agua de Intequim)**

Vp	K <sub>efc</sub> (mD)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	1,2845	No pudo ser medido	No pudo ser medido	5,7468	3,1446
1	1,3754			6,3292	4,8370
1,5	1,2845			6,2709	5,4260
2	1,2845			5,7051	5,4260
2,5	1,2845			5,1407	5,4356
3	1,2845			5,0158	7,0623
3,5	1,2845			5,0059	7,2138
4	1,2968			5,0035	7,2546
4,5	1,2968			4,9852	7,2499
5	1,2968			4,9370	7,2401

**Tabla 44 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel en Función de los Volúmenes Porosos Inyectados (Solución de 100 ppm Ca<sup>+2</sup>)**

Vp	K <sub>efc</sub> (mD)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	1,2845	No pudo ser medido	No pudo ser medido	5,7468	3,1432
1	1,2845			6,3292	4,8318
1,5	1,3616			6,2709	5,0374
2	1,2845			5,7051	5,4356
2,5	1,2845			5,1407	7,0623
3	1,2845			5,0158	7,2138
3,5	1,2845			5,0059	7,2542
4	1,2845			5,0035	7,2503
4,5	1,2725			4,9852	7,2503
5	1,2725			5,0593	7,2426

**Tabla 45 Permeabilidad Efectiva al Agua Luego de la Inyección del Gel en Función de los Volúmenes Porosos Inyectados (Solución de 10.000 ppm Ca<sup>+2</sup>)**

Vp	K <sub>efc</sub> (mD)				
	Sección Total	Sección 1	Sección 2	Sección 3	Sección 4
0,5	5,5350	3,0091	184,6255	4,0804	59,0337
1	8,4973	3,9755	81,0002	7,9533	95,5518
1,5	10,3845	4,2550	81,9015	11,7229	189,3759
2	10,6243	4,2550	110,0293	12,4576	250,2965
2,5	12,7016	4,5769	132,8403	16,4844	302,5806
3	11,9022	3,5879	389,0323	22,8459	618,9150
3,5	10,4998	2,9762	184,0017	22,6182	659,3767
4	9,4873	2,6439	128,8796	24,4017	621,7411
4,5	9,5138	2,6439	131,2398	24,1850	605,1613
5	9,5171	2,6439	131,3664	24,1850	680,8065

En líneas generales se observa un incremento marcado en los diferenciales de presión para cada una de las secciones involucradas, así como una disminución de la permeabilidad efectiva al agua debido a la presencia del gel.

Los diferenciales de presión alcanzados en cada sección luego de la colocación del gel son mayores que los encontrados en la prueba donde se evaluó la influencia del ión  $\text{Na}^+$ , los resultados obtenidos permiten apreciar el comportamiento de bloqueo generado por la presencia del gel, en tal sentido se evidencia una disminución marcada en la permeabilidad, en todas las secciones del núcleo debido a la presencia del gel.

Luego de obtener los valores de permeabilidad antes y después de la inyección del gel, se determinaron los factores de resistencia residual para cada fluido. Los resultados se muestran en la tabla 45 para el caso del agua de Intequim y tablas 46 y 47 para el caso de las soluciones de 100 y 10.000 ppm de  $\text{Ca}^{+2}$  respectivamente.

**Tabla 46 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Agua de Intequim), Prueba 3-4**

Vp	RRFw		
	Sección del Núcleo		
	Total	3	4
0,5	669,66	304,93	640,98
1	669,66	276,88	416,96
1,5	631,75	279,45	399,95
2	669,66	307,16	370,65
2,5	669,66	340,88	285,28
3	669,66	349,38	279,28
3,5	669,66	350,06	277,73
4	669,66	350,24	277,88
4,5	675,97	351,52	277,88
5	675,97	346,38	278,17

**Tabla 47 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Solución 100 ppm  $\text{Ca}^{+2}$ ), Prueba 3**

Vp	RRFw		
	Sección del Núcleo		
	Total	3	4
0,5	669,66	304,93	640,98
1	669,66	276,88	416,96
1,5	631,75	279,45	399,95
2	669,66	307,16	370,65
2,5	669,66	340,88	285,28
3	669,66	349,38	279,28
3,5	669,66	350,06	277,73
4	669,66	350,24	277,88
4,5	675,97	351,52	277,88
5	675,97	346,38	278,17

**Tabla 48 Factores de Resistencia Residual “RRF” (Solución 10.000 ppm Ca<sup>2+</sup>), Prueba 4**

Vp	RRFw				
	Sección del Núcleo				
	Total	1	2	3	4
0,5	155,41	53,60	8,93	429,47	34,13
1	101,23	40,57	20,37	220,33	21,08
1,5	82,84	37,91	20,14	149,49	10,64
2	80,97	37,91	14,99	140,67	8,05
2,5	67,72	35,24	12,42	106,31	6,66
3	72,27	44,96	4,24	76,71	3,26
3,5	81,93	54,20	8,97	77,48	3,06
4	90,67	61,01	12,80	71,81	3,24
4,5	90,42	61,01	12,57	72,46	3,33
5	90,38	61,01	12,56	72,46	2,96

Los resultados referentes a los diferenciales de presión (tablas 29, 30 y 31) y a las permeabilidades efectivas al agua (tablas 32, 33 y 34), luego de la inyección del gel, al igual que en la prueba de desplazamiento donde se evaluó el comportamiento del gel cuando es expuesto a soluciones de Na<sup>+</sup>, ratifican la efectividad del sistema Multigel<sup>®</sup> ULT como agente de bloqueo al agua dentro del medio poroso.

En general se observa un incremento de los diferenciales de presión en las secciones donde fue posible hacer la medición, de igual forma se observó la disminución de las permeabilidades efectivas al agua luego de la colocación del gel.

Los valores de los diferenciales de presión encontrados, en estas pruebas, son superiores a los resultados obtenidos en las pruebas 1 y 2, lo que indica una diferencia en la capacidad de bloqueo mostrada por el gel, cuando es expuesto a soluciones de cationes monovalentes, y soluciones de cationes divalentes.

Los diferenciales de presión obtenidos en el caso del agua de Intequim fueron muy similares a los diferenciales obtenidos durante la inyección de la solución de 100 ppm de Ca<sup>2+</sup>.

El efecto de la distancia entre el punto de inyección y los puntos de toma de presión de las secciones involucradas, no pudo ser estudiado claramente en el caso del agua de Intequim y la solución de 100 ppm de  $\text{Ca}^{+2}$ , por lo antes explicado. En el caso de la inyección de la solución de 10.000 ppm de  $\text{Ca}^{+2}$ , los resultados mostrados en la tabla 47 parecieran indicar que existe una distribución poco uniforme del gel a través de toda la matriz porosa, ya que la permeabilidad efectiva al agua varía en cada una de estas secciones sin mostrar un tendencia entre una sección y otra. En los gráficos 15 al 19, se muestra el comportamiento de los RRF obtenidos en cada sección del núcleo en función del volumen poroso inyectado, una vez que se ha puesto en contacto el gel con las diferentes soluciones (agua de Intequim, solución de 100 y 10.000 ppm de  $\text{Ca}^{+2}$ ). Es importante destacar la heterogeneidad producto del empaque en seco y presencia de daño parcial en la primera sección lo cual afecta los resultados obtenidos en esta prueba.

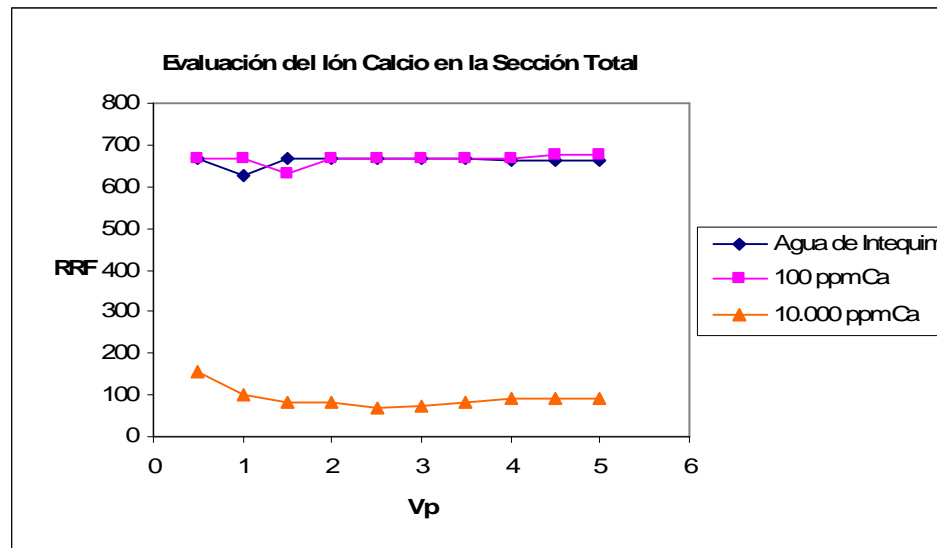


Figura 40. RRF vs. Vp Inyectado (sección total)



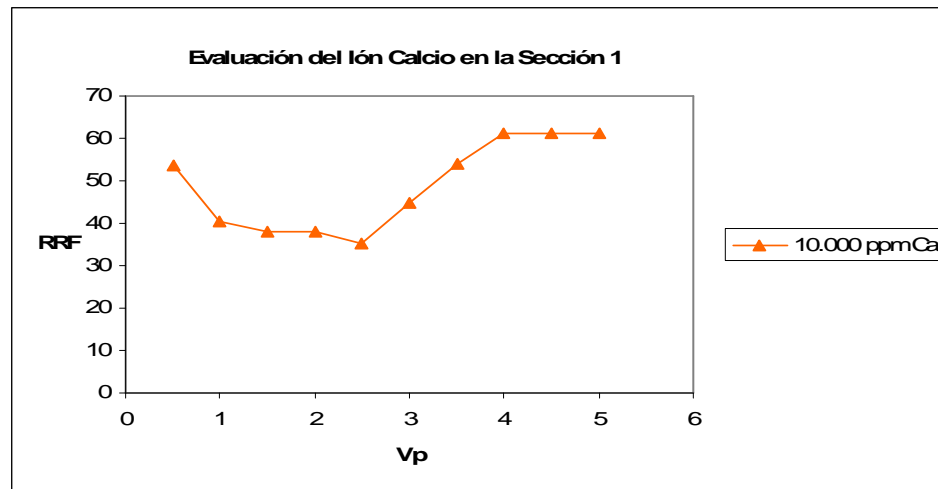


Figura 41. RRF vs. Vp Inyectado (sección 1)

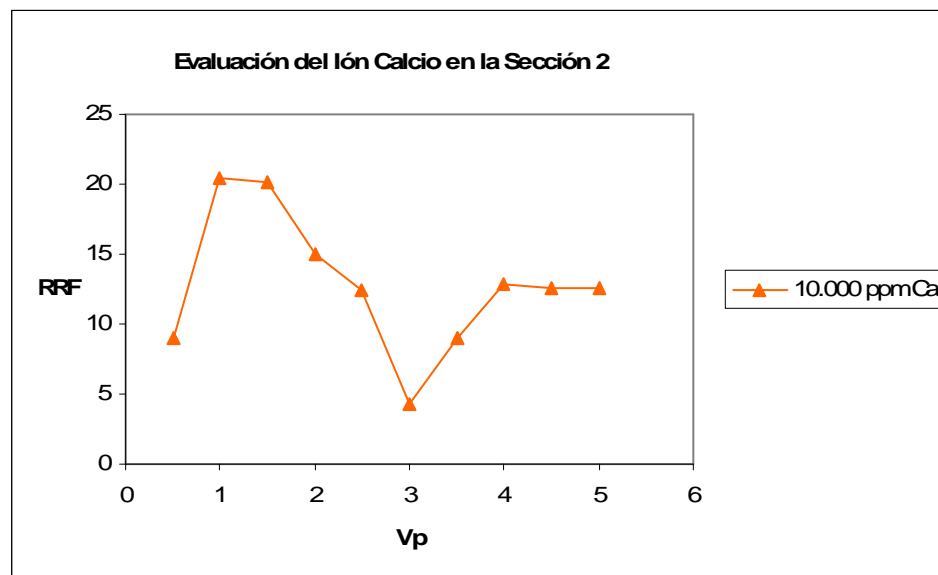


Figura 42. RRF vs. Vp Inyectado (sección 2)

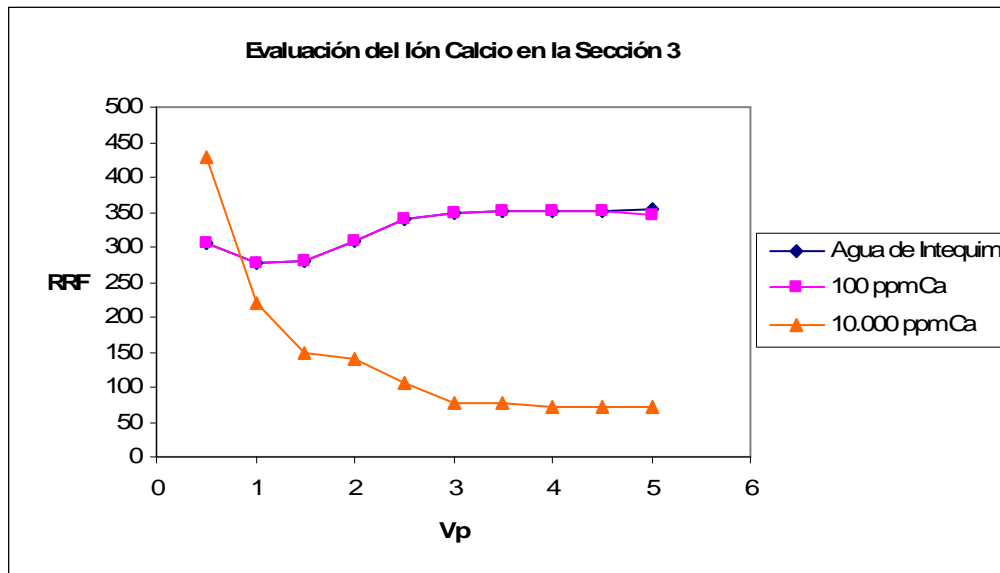


Figura 43. RRF vs. Vp Inyectado (sección 3)

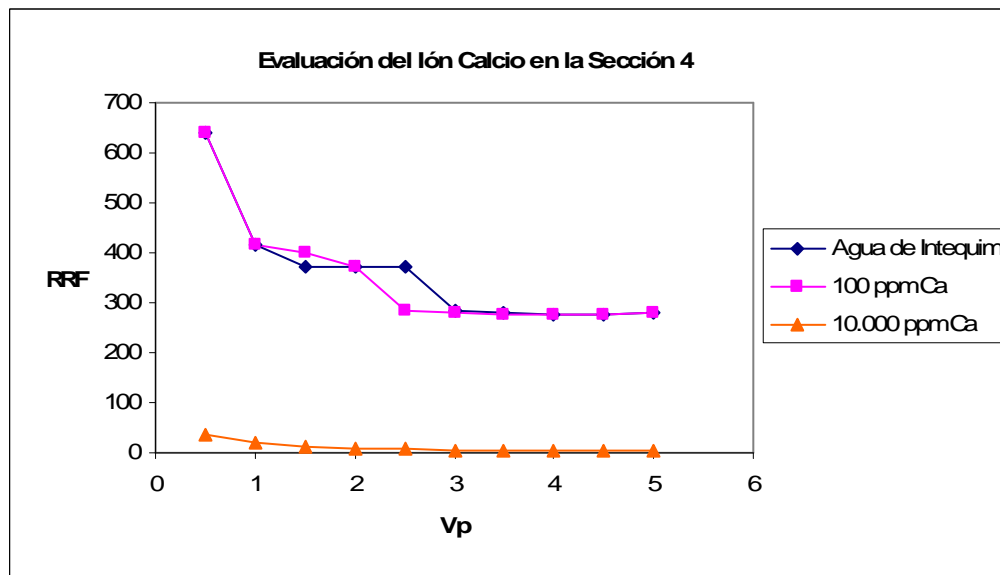


Figura 44. RRF vs. Vp Inyectado (sección 4)

Los factores de resistencia residual “RRF” obtenidos en el caso del agua de Intequim y la solución de 100 ppm de  $\text{Ca}^{+2}$  mostraron un comportamiento similar en las secciones donde pudieron ser evaluados (sección total, sección 3 y sección 4). La disminución de la concentración de los iones presentes en solución tiene un efecto sobre el comportamiento de bloqueo que caracteriza al gel utilizado, en tal sentido, un aumento de dicha concentración genera un descenso en la capacidad de bloqueo que ofrece el gel, según lo observado pero se requieren mas evaluaciones para entender el mecanismo presente.

Por otra parte, en los siguientes gráficos se puede apreciar el efecto de la distancia entre el punto de inyección y las secciones del núcleo donde se toman las medidas, los gráficos permiten visualizar como varía el comportamiento del gel a medida que aumenta la distancia entre las secciones del núcleo y el punto de inyección.

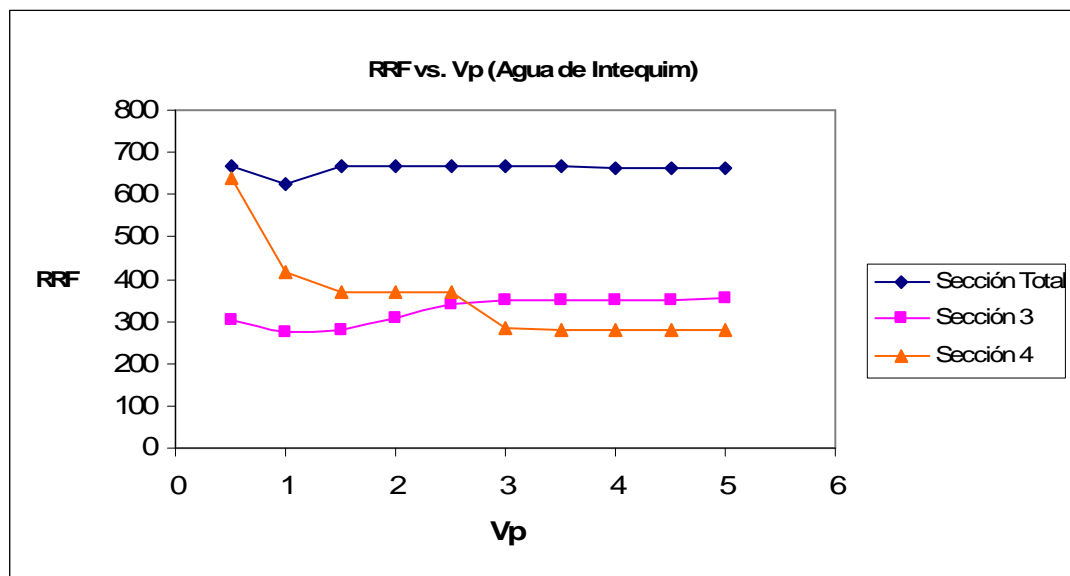


Figura 45. RRF vs. Vp de Agua de Intequim inyectada

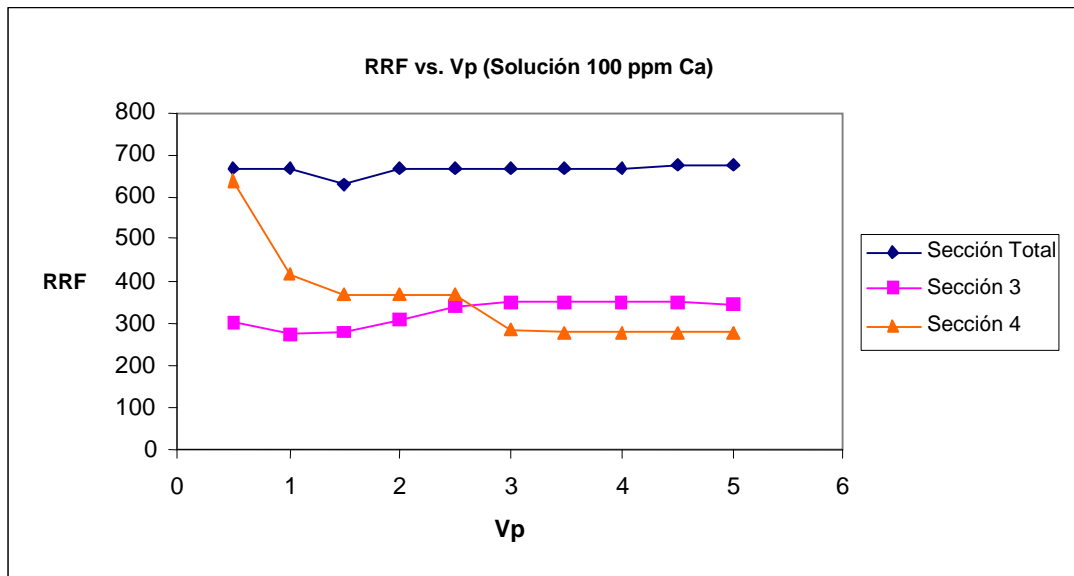


Figura 46. RRF vs. Vp de Solución de 100 ppm de Ca<sup>+2</sup> Inyectada.

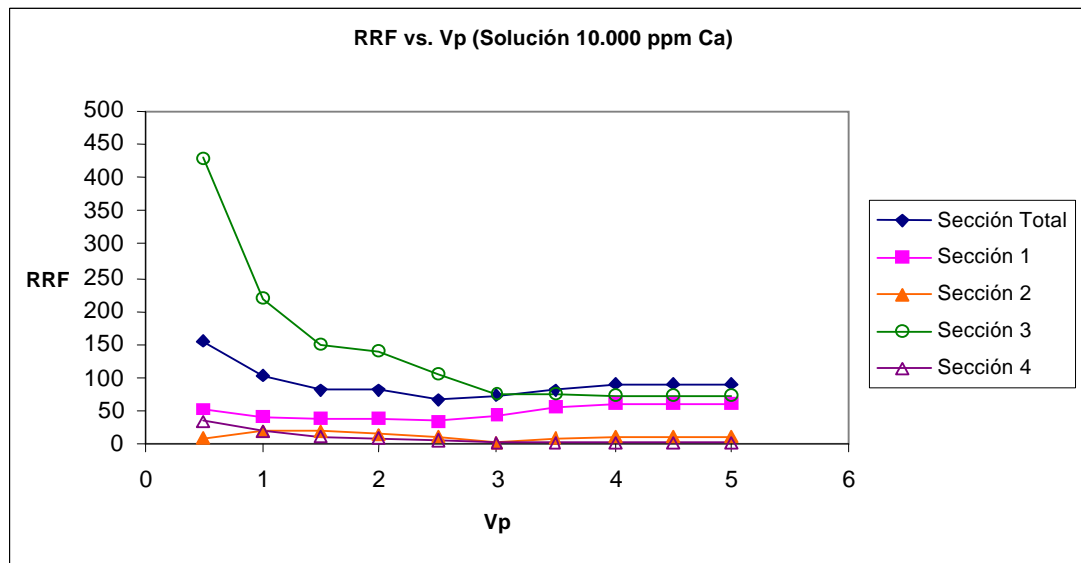


Figura 47. RRF vs. Vp de Solución de 10.000 ppm de Ca<sup>+2</sup> Inyectada.



## CONCLUSIONES

1. La realización de pruebas de desplazamiento en medio poroso, utilizando el equipo diseñado, permitió la evaluación del comportamiento del sistema Multigel® ULT, cuando es puesto en contacto con soluciones de sodio, calcio y su misma agua de preparación; sin embargo la metodología utilizada debe modificarse para obtener mayor detalle de los fenómenos presentes en el medio poroso en cada caso, y poder establecer una mejor comparación del efecto causado sobre el comportamiento del gel.
2. la capacidad de bloqueo del gel disminuye a medida que aumenta la distancia entre la sección involucrada y el punto de inyección del fluido.
3. Las pruebas de desplazamiento realizadas, sugieren que el sistema gelificante utilizado es capaz de bloquear el flujo de agua dentro del medio poroso aun en presencia de los iones calcio y sodio en las concentraciones evaluadas.
4. Las características del medio poroso y las tasas de inyección deben garantizar un sistema homogéneo para poder representar el proceso de bloqueo en la formación del yacimiento sin efectos particulares de las cercanías de la cara de la arena (efecto puntual).
5. Los factores de resistencia residual (RRF) permiten analizar la capacidad de bloqueo del sistema gelificantes Multigel® ULT.
6. A medida que aumenta la concentración de los iones de la solución en contacto con el gel, disminuye el volumen de agua absorbido por este sistema, cuando se encuentra fuera del medio poroso.



7. Los resultados obtenidos en las pruebas de botella fuera del medio poroso se validan entre sí (hinchamiento y reología) mientras que los efectos del medio poroso muestran resultados que no son fácilmente comparables con los obtenidos en las pruebas de botella.



## RECOMENDACIONES

1. Evaluar el Comportamiento de los iones bicarbonato, sulfato, cloruro, entre otros iones que se encuentran presentes en las aguas de formación, sobre el desempeño del sistema Multigel ® ULT dentro del medio poroso siguiendo una metodología mas detallada; pruebas individuales, inyección sistema productor inyección, realizando análisis mas exhaustivo a los efluentes incluyendo al gel para poder establecer cambios y al medio poroso, estudios de RMN para observar el comportamiento del gel en su interior.
2. Evaluar los efluentes del medio poroso para cuantificar el intercambio catiónico o aniónico, según sea el caso, entre el gel y los fluidos que se ponen en contacto con el mismo.
3. Realizar un estudio donde se considere la cinética de las reacciones involucradas durante el proceso de gelificación para poder establecer con mayor claridad el efecto del pH en el comportamiento de gelificación de la formulación estudiada.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. FERREIRA G, I. "Estudio de Selección y Jerarquización Técnico-Económica de Pozos Candidatos para la Aplicación de Geles en el Control de la Producción de Agua. Trabajo Especial de grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas, 2006.
2. VELÁSQUEZ M, ARNALDO J. "Estudio de Simulación Numérica de Yacimientos para la Evaluación de la Aplicación de un Tratamiento de Geles como Método de Control de Agua en el Yacimiento G-10 GF-1 del Campo Guafita Norte, Estado Apure". Trabajo Especial de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleo, Universidad de Oriente. 2006.
3. ARAUJO, YANIS C. Interacción Roca-Fluido para Yacimientos. Departamento de Explotación de Yacimientos, Gerencia General de Exploración y Producción, PDVSA-Intevep. Segunda edición. Los Teques, Estado Miranda, Venezuela, 2004.
4. PARÍS, MAGDALENA. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. 2<sup>da</sup> Edición, Maracaibo, Venezuela.
5. ARNOL, RICHARD y Col. Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recurso Oilfield Review. 2004.
6. GONZÁLEZ M, JEAN C. Evaluación de la Aplicación del Sistema Multigel no Sellante para el Control del Agua en los Yacimientos Paují / Misoa del campo Motatán. Trabajo Especial de Grado Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo Universidad del Zulia. 2005.





7. BAILEY, B.; CRABTREE, M.; et. al. "Control de Agua". Oilfield Review. 2002.
8. HUTCHINS, R. ;DOVAN, H.; and SANDIFORD, B. "Fiel Applications of High Temperature Organic Gels for Water Control" Paper SPE/DOE 35444 Presented at the Tenth Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 21-24 April 1996.
9. RAUJBAR, M.; CZOLBE, P.; and KOHLER, N. "Comparative Laboratory Selection and Field Testing of Polymers for Selective Control of Water Production in Gas Wells" .Paper SPE 28984 Presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. San Antonio, Texas, U.S.A. 14-17 February 1995.
10. SERIGHT, R.; and martin, f. "Fluid Diversion and Sweep Improvement With Chemical Gels in Oil Recovery Processes". Work Performed Under Contract N°.DE-FG-89BC14447. New Mexico Petroleum Recovery Institute, Final Report, Sep 1992.
11. LIANG, J.; SUNG, H.; and SERIGHT, R. "Why Do Gels Reduce Water Permeability More Than Oil Permeability". Paper SPE/DOE 27829 Presented at the SPE/DOE 9<sup>th</sup> Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 17-20 April, 1994.
12. HERNANDEZ, M.; ROMERO, C.; et, al. "tecnologías para el Control de Agua y Gas en Producción de Petróleo: Geles, Espumas, Geles Espumados". PDVSA-INTEVEP, Visión Tecnológica, vol 8, N<sup>o</sup>1. 2000.
13. FERNANDEZ J. IRAIMA. "Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la industria petrolera". PDVSA-INTEVEP Departamento de Manejo Integrado de Producción. Los Teques, Estado Miranda, Venezuela.



14. MARQUEZ, C. "Inyección de Polímeros". Consultada el 10/2007. <http://www.monografias.com>.
15. VENTRESCA, M. "Evaluación del Sistema Cromo-redox para Controlar Producción de Agua". 3<sup>er</sup> Congreso Internacional Sobre EOR. Maracaibo, Venezuela. 19-22 Febrero, 1989.
16. SVDANSK, R. "Acrylamide –Polymer/Cromium(III)-Carboxylate Gls for Near Wellbore Matriz Treatments". Paper SPE/DOE 20214 Presented at the SPE/DOE 7<sup>th</sup> Symposium on Enhanced Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 22-25 April, 1990.
17. SMITH, J. "Performance of 18 Polymers in Aluminium Citrate Colloidal Dispersion Gels". Paper SPE 28989 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. San Antonio, Texas, U.S.A. 14-17 February, 1995.
18. STAVLAND, A.; and JONSB RATEN, H. "New Insight into Aluminium Citrate/Polyacrylamide Gels for Fluid Control". Paper SPE/DOE 35381 Presented at SPE/DOE 10<sup>th</sup> Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 21-24 April 1996.
19. MORADI-ARAGHI, A. "Application of Low-Toxicity Crosslinking System in Production of Thermally Stable Gels". Paper SPE/DOE 27826 Presented at the SPE/DOE 9<sup>th</sup> Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 17-20 April 1994.
20. ALBONICO, P.; BARTOSEK, M.; et, al. "Studies of Phenol-Formaldehyde Crosslinked Polymer Gels in Bula and in Porous Media". Paper SPE 28983 Presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. San Antonio, Texas, U.S.A. 14-17 February, 1995.



21. FERNÁNDEZ, I. ; RAUSEO, O. ; PÉREZ, M.; HERNÁNDEZ, M. "Uso de los sistemas gelificantes de polímeros soluble en agua con compuestos orgánicos, PDVSA-Intevep, pp. 4-12. Los Teques, Estado Miranda, Venezuela. 1994.
22. PDVSA-INTEVEP. Gerencia del Agua en Producción: Una Visión Integral. Manual. Los Teques, Venezuela. Julio, 2005.
23. MEJIAS, F.; Kakadjian, s. and RAUSEO, O. " Dynamic Rheology as a Method for Quantitative Characterization of Gel Strength". PNEC 4<sup>o</sup> International Conference on Reservoir Conformance, Profile Control and Water and Gas Shutoff. Houston, Texas, U.S.A. 1998.
24. GA,BOA, M. " Evaluación de un sistema gelificante polimérico de baja consistencia (GPBC), a una temperatura de 90 °C , en u núcleo de alta permeabilidad". Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería UCV. Caracas, Venezuela. Octubre, 2002.
25. LIANG, J.; SERIGHT, R.; "Wall-Effect/Gel-Dropler Model of Disproportionate Permeability Reduction". SPE 59344 Presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 3-5 April, 2000.
26. Conformance Technology, Halliburton Energy Services Publication. U.S.A, pp. 106. 1996./// HERNÁNDEZ, M y Col. "Tecnologías para control de agua y gas en producción de petróleo: Geles, Espumas y Geles Espumados". En Visión Tecnológica, Vol. 8, N<sup>o</sup>1, pp. 49-64.
27. TAREK AHMED. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Publishing Company, 2<sup>da</sup> Edición. Houston, Texas. 2001.



28. YAN, Z. y col. "Modification of Oil and Water Permeabilities in Berea Sandstone by a Gel Treatment". Paper SPE 50753 presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry. Houston, Texas, U.S.S. 16-19 February, 1999.
29. CHURCHER, L. y col. "Rock Properties of Berea Sandstone, Baker Dolomite, and Indiana Limestone". Paper SPE 21044 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Anaheim, California, U.S.A. 20-22 February, 1991. pp 431-446.
30. JENNINGS, R. ; ROGERS, J.; WEST, J. "Factors Influencing Mobility Control by Polymer Solutions". Paper SPE/AIM 2867 Presented at the SPE 9<sup>th</sup> Biennial Production Symposium, Wichita Falls. Texas, U.S.A. 14-15 MAY, 1970.
31. PRADO, M. "Estudio de Factibilidad de Aplicación de la Tecnología de Geles para Corregir los Problemas de Altos Cortes de Agua en el Yacimiento B6/9-SVS-82". Trabajo Especial de Grado Para Optar al Título de Ingeniero de Petróleo. Facultad de Ingeniería UCV. Caracas. 2001.
32. ESCOBAR, J. L. y col. Influencia de la temperatura y la composición de los copolímeros sobre el proceso de hinchamiento en hidrogeles de poli-(N-Isopropilacrilamida-Co-N,N,Dimetil Acrilamida). Revista Iberoamericana de Polímeros. Vol 4(4). Diciembre, 2003.
33. WICHETERLE, O.; LIM, D. Hydrophilic Gels for Biologic Use. Nature. Pp 177-185. 1960
34. DUSEK, K. Y PATTERSON, D. J. Polym. Sci. Vol 76, pp 521. 1980
35. TANAKA, T. Phys. Rev. Lett. Vol 40, pp 820. 1978



36. BEN, Y.; YING, S. "Effect of Counter-ions on Swelling and Shrinkage of Polyacrylamide Based Ionic Gels" Polymer Vol.38 N°10. Elsevier Science Ltd. Great Britain. 1996.
37. MOLLOY, P. J.; SMITH, M. J. ; COWLIN, M. J. "The Effects of Salinity and Temperature on the Behavior of Polyacrylamide Gels" Elsevier Science Ltd. 1999.
38. FERENC, H. ; ICHIJI, T. ; PETER, J. "Osmotic Swelling of Polyacrylate Hydrogels in Physiological Salt Solutions" Biomacromolecule Vol 1, N°1. American Chemical Society. November. 1999.
39. FERENC, H. And Col. "Effect of Monovalent-Divalent Cation Exchange on the Swelling of Polyacrylate Hydrogels in Physiological Salt Solutions" Biomacromolecule Vol 2 N°1. American Chemical Society. October. 2000.
40. M.A. LLAMEDO.-, and col. "Evaluation of the Effect of the Water Formation Salinity in the Performance of Gels for Water Shutoff". SPE 93005 presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry. Houston, Texas, U.S.A. 2-4 February, 2005.
41. FIGUEROA, I.-, LLAMEDO, M. "Influencia de los Iones Presentes en el Agua de Formación Sobre el Hinchamiento del Sistema Multigel<sup>®</sup> ULT Sellante de Bajo Peso Molecular. Informe Técnico, PDVSA-INTEVEP. Los Teques, Venezuela. Junio, 2007.
42. CATARY, N. "Estudio de la Influencia de Iones Mayoritarios del Agua de Formación en el Hinchamiento del Sistema Multigel en Presencia de Arena. Informe de Pasantía para Optar al Título de Técnico Superior en Petróleo. IUTA. 2008.



43. SÁEZ V.; HERNÁNDEZ E. y SANZ L. "Liberación Controlada de Fármacos. Hidrogeles" Revista Iberoamericana de Polímero. Volumen 4(1). Enero, 2003.
44. SÁEZ V.; HERNÁNDEZ E. y SANZ L. "Liberación Controlada de Fármacos. Hidrogeles" Revista Iberoamericana de Polímero. Volumen 4(1). Enero, 2003.
45. MULLER, G.; FENVO, J. C.; Selegny, E. J Appl. Polym. Sci. Vol 25, p 627. 1980.
46. ILAVSKY, M.; HROUZ, J.; STEJSKAL, J.;BOUCHAL, K. Macromolecules Vol 17, pp 2868. 1984.// ZURIMENDI, J. A.; GUERRERO, S. J.; LEON, V. Polymer, Vol 25, pp 1314. 1984.
47. MARCUS, J. y col. Some Aspects of the Properties and Degradation of Polyacrylamides. Chemical Reviews, Vol. 102, N° 9. 2002.
48. FIGUEROA, I.; LLAMEDO, M. Influencia de los Iones Presentes e el Agua de Formación Sobre el Hinchamiento del Sistema Multigel® ULT Sellante de Bajo Peso Molecular. Informe Técnico. PDVSA-Intevep. Estado Miranda, Los Teques. 2007.
49. CATARÍ, N. Estudio de la Influencia de los Iones Mayoritarios del Agua de Formación en el Hinchamiento del Sistema Multigel en Presencia de Arena. Informe Final de Pasantía para Optar al Título de Técnico Petrolero. IUTA. 2008.
50. BUDTOVA, T. y NARVARD, P. Swelling-Induced Birefringence of a Polyelectrolyte Gel Strongly Interacting With Metal Ions. Macromolecules, Vol. 30, pp 6558, 1997.



51. HORKAY, F.; TASAKI, I.; BASSERM, P. J. Effect of Monovalent-Divalent Cation Exchange on the Swelling of Polyacrylamide Hydrogels in Physiological Salt Solution. *Biomacromolecules*. Vol 2, pp 199, 2001.
52. COTTON, A.; WILKINSON, G. *Química Inorgánica Avanzada*. Editorial Limusa. Mexico. 1997.
53. WILD, A. "Condiciones del suelo y desarrollo de las plantas según Russell". Editorial Mundi-Prensa, S.A. 11<sup>ma</sup> Edición. Madrid, España. 1992.
54. PERÉZ, D. "Evaluación del efecto de la salinidad del agua de formación sobre el desempeño de un sistema gelificante de baja consistencia dentro del medio poroso". Trabajo Especial de Grado Presentado para optar al título de Técnico Superior Universitario en Petróleo. Instituto Universitario de Nuevas Profesiones. Caracas. 2004.