



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Desarrollo y evaluación a escala de
laboratorio de un trazador químico para
determinar la heterogeneidad en yacimientos
carbonatados.**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

Presentan:

**LUIS ENRIQUE DÍAZ PAULINO
ALAN VALENTÍN SOLANO VELÁZQUEZ**

DIRECTOR DE TESIS:

DR. SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ



CIUDAD UNIVERSITARIA

MÉXICO, D.F. 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Agradecimientos generales.

Al proyecto SENER-CONACyT 185183 por brindarnos la oportunidad de desarrollo profesional y de poner en práctica nuestros conocimientos. Por facilitar las herramientas necesarias para el desarrollo de este trabajo de investigación y así aportar beneficios a la industria petrolera mexicana, basado en nuestra formación como ingenieros petroleros.

Al Doctor Simón López Ramírez y a la Doctora Cecilia Durán Valencia por la confianza, el apoyo e interés en nuestro crecimiento profesional y personal. Por compartir sus conocimientos y experiencias, por su amistad, consejos y enseñanzas. Por su admirable dedicación a la industria petrolera a través de desarrollo de nuevas tecnologías y la formación de mejores ingenieros.

A la UNAM y la FI por brindarnos la mejor educación integral que pudimos haber recibido. Por el sinfín de oportunidades para nuestra formación profesional y personal.

A la USIP-Facultad de Química, por brindarnos la experiencia de colaborar en un proyecto multidisciplinario con la intención de desarrollar tecnología para la industria petrolera a través del trabajo en equipo.

A nuestros sinodales, Dr. Fernando Samaniego, Ing. Israel Castro, Dr. Erick Luna y M. I. Martín C. Velázquez, por sus consejos, apoyo y tiempo brindados en la revisión de este trabajo, pero sobre todo por su interés en formar ingenieros aptos para la industria petrolera nacional.



Agradecimientos personales.

A Dios, por llenar mi vida de bendiciones y personas irremplazables; gracias por acompañarme en cada una de mis decisiones.

A mi abuela Adela, por ser mi guía y mi ángel en todo momento, por cuidarme y acompañarme desde el cielo.

A mis padres, Adela y Jacinto, por brindarme su amor, apoyo y confianza durante toda mi vida. Por darme siempre la oportunidad de estudiar y brindarme lo mejor, por sus sacrificios al verme cumplir mis sueños. Siempre les estaré agradecido.

A mi hermana, Mariana, por siempre creer en mí, por su confianza, amistad, complicidad y cariño.

A Katia, por su amor y apoyo incondicional. Por motivarme a siempre seguir adelante y dar lo mejor de mí en todos los ambientes de mi vida.

A mis amigos, Sebastián, Roberto, Alejandro, Rodrigo, Iván, Iker, Omar, Rochy, Iris, Alejandra, Dull, Miriam, Julieta; por su cariño y amistad sincera a pesar de las distancias y el paso de los años.

A mi compañero de tesis y amigo Alan Solano, por su amistad, paciencia y apoyo en la realización de este trabajo, por su dedicación y esfuerzo para ver nuestra meta cumplida.

A Jorge Rivera y Juan Rodríguez, por brindarme esas grandes lecciones y consejos para mi crecimiento personal. Especialmente, por la lección más importante que me dieron, me enseñaron a confiar en mí.

Atentamente

Luis Enrique Díaz Paulino.



A mis padres Enrique y Cristina, por todo lo que me han brindado y educarme de la mejor manera, les agradezco todo, nunca tendré como pagarles lo que han hecho por mí.

A mis hermanas Ericka y Elizabeth por siempre apoyarme en la carrera, por siempre darme ánimos y nunca dejarme solo.

A mis tíos Santiago e Inocenta, por estar siempre estar al pendiente de mí y saber que puedo contar en todo momento con ustedes.

A mis padrinos Lino y Rosa, por su incondicional apoyo durante esta etapa de mi vida, gracias por aceptar y acompañarme durante esta.

A mi incondicional amiga y hermana Karen, por siempre estar conmigo en los momentos buenos y malos, darme su apoyo en todo momento. A mis amigos Monserrat y Jonatan por su valiosa amistad.

A mi compañero Luis Enrique por haber aceptado hacer el presente trabajo, sobre todo su amistad y paciencia brindada en la elaboración de esta tesis.

A mis amigos de la Facultad, Rodrigo Euan, Luis Abundes, Luis Angulo, Cristian, Nicanor, Edson, Anell, Any Miguel, Iker, Campos, Elischeva, Rosas, Rafael, Gloria y Griselda por todo su apoyo y su amistad brindada durante la carrera.

Atentamente.

Alan Valentín Solano Velázquez



Índice general

Agradecimientos generales.....	2
Agradecimientos personales.....	3
Índice de figuras.....	9
Índice de tablas.....	15
Objetivo General.....	17
Objetivos Particulares.....	17
Resumen.....	18
1. Procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada en la Industria.....	20
1.1 Conceptos básicos de la Recuperación Secundaria y Mejorada.....	20
1.1.1 Eficiencias de barrido.....	20
1.1.2 Movilidad de los fluidos.....	23
1.1.3 Flujo fraccional y factores que lo afectan.....	23
1.1.3.1 Factores que afectan el flujo fraccional.....	25
1.1.4 Clasificación de los métodos de Recuperación Mejorada.....	27
1.2 Historia de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada en México.....	27
1.2.1 La implementación de la Recuperación Secundaria en México.....	28
1.2.2 La implementación de la Recuperación Mejorada en México.....	29
1.3. Heterogeneidad y su medición.....	30
2. Evaluación geológica de yacimientos.....	34
2.1 Sistemas de depósito.....	34
2.1.1 Intemperismo.....	34
2.1.2 Erosión.....	35
2.2 Transporte y depósito de sedimentos.....	35
2.2.1 Ambientes sedimentarios.....	38
2.2.1.1 Ambientes Sedimentarios Continentales.....	39
2.2.1.2 Ambientes Sedimentarios Transicionales.....	40
2.2.1.3 Ambientes Sedimentarios Marinos.....	40
2.2.2 Facies sedimentarias.....	41
2.2.3 Petrografía Sedimentaria.....	41
2.3 El sistema petrolero.....	44



2.3.1 Roca Generadora.....	44
2.3.2 Roca Almacenadora.....	45
2.3.2.1 Tipos de rocas almacenadoras.....	46
2.3.2.2 Roca arenisca almacenadora.....	46
2.3.2.3 Roca carbonatada almacenadora.....	47
2.3.3 Roca Sello.....	47
2.3.4 Trampa.....	48
2.3.5 Migración.....	49
2.3.5.1 Migración Primaria.....	50
2.3.5.2 Migración Secundaria.....	50
3. Trazadores en la Industria Petrolera.....	52
3.1 Definición y Clasificación de Trazadores en la Industria Petrolera.....	52
3.1.1 Trazadores químicos.....	54
3.2 El fenómeno de difusión y dispersión.....	54
3.3 Evaluación en la inyección de trazadores.....	56
3.3.1 Análisis para un medio poroso.....	59
4. Inyección de Polímeros como fluidos no Newtonianos.....	69
4.1 Química de polímeros.....	69
4.1.1 Tipos de polímeros usados en EOR.....	70
4.1.1.1 Polisacáridos o biopolímeros.....	70
4.1.1.2 Poliacrilamida.....	71
4.1.1.3 Copolímeros.....	72
4.2 Reología de soluciones de polímeros.....	72
4.2.1 Modelo de ley de potencias.....	73
4.2.3 Factores que afectan la viscosidad aparente.....	75
4.3 Reducción de permeabilidad.....	76
4.4 Volumen de poro inaccesible.....	78
5. Métodos experimentales desarrollados.....	80
5.1 Características del material utilizado.....	80
5.1.1 Sistemas de desplazamiento.....	80
5.1.2 Medios porosos.....	81
5.1.2.1 Roca.....	81



5.1.2.2 Partículas empacantes.....	83
5.1.3 Caracterización del trazador.....	85
5.1.3.1 Q454-I	85
5.1.3.2 Q481-I	90
5.1.4 Caracterización del polímero	95
5.1.5 Caracterización del aceite M001	95
5.2 Metodologías implementadas para la caracterización petrofísica.	95
5.2.1 Porosidad.	96
5.2.1.1 Metodología experimental de la porosidad.....	96
5.2.2 Permeabilidad absoluta.	97
5.2.2.1 Medición experimental de la permeabilidad absoluta	98
5.3 Metodologías desarrolladas para las pruebas de desplazamiento del trazador en diferentes medios.	101
5.3.1 Determinación del coeficiente de difusión molecular (serpentín).	101
5.3.2 Determinación del coeficiente de dispersión hidrodinámica.	103
5.4. Metodología desarrollada para la prueba de desplazamiento del polímero.	105
5.4.1 Determinación de la dispersividad de un medio estratificado y la implementación de un polímero como solución a la misma.	105
5.4.2 Metodología para el comportamiento del polímero en una columna empacada.....	107
6. Experimentación y resultados.	108
6.1 Evaluación del trazador sintetizado.....	108
6.1.1. Caracterización petrofísica de los medios porosos.	108
6.1.2 Determinación del coeficiente de difusión molecular del trazador Q454-I..	108
6.1.3 Evaluación de los trazadores desarrollado y comercial, como alternativas para la determinación de la dispersividad en una columna empacada con roca carbonatada.	110
6.1.4 Evaluación del trazador Q454-I a condiciones de saturación de aceite residual.....	114
6.1.5 Dispersividad de medios porosos de diferente granulometría.....	117
6.1.6 Análisis de resultados.....	122
6.1.6.1 Caracterización Petrofísica de los medios porosos.....	122
6.1.6.2 Determinación del coeficiente de difusión del trazador Q454-I.	123



6.1.6.3 Evaluación de los trazadores desarrollado y comercial, como alternativas para la determinación de la dispersividad en una columna empacada con roca carbonatada.	123
6.1.6.4 Evaluación del trazador Q454-I a condiciones de saturación de aceite residual.....	128
6.1.6.5 Dispersividad de medios porosos de diferente granulometría.....	130
6.2 Implementación de un polímero como solución a la dispersividad del medio.	134
6.2.1 Caracterización petrofísica de los medios porosos.	134
6.2.2 Desplazamiento en medio poroso de las partículas A-35.....	134
6.2.3 Desplazamiento en un medio poroso estratificado de partículas A-35/AI-400.	136
6.2.4 Análisis de resultados.....	137
6.2.4.1 Caracterización petrofísica de los medios porosos.	137
6.2.4.2 Desplazamiento en medio poroso de partículas A-35.	138
6.2.4.3 Desplazamiento en un medio poroso estratificado de partículas A-35/AI-400.	138
7. Conclusiones.....	140
ANEXOS	
A1. Desarrollo de la ecuación de Hagen-Poiseuille considerando el modelo de Ley de Potencias en un tubo capilar.	142
A2. El medio poroso como un capilar.....	148
A3 Espectrofotómetro UV/VIS.....	150
Bibliografía	161



Índice de figuras

CAPÍTULO 1

FIG. 1.1 EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL DE UNA INYECCIÓN A DIFERENTES TIEMPOS [5].	22
FIG. 1.2 EFICIENCIA VERTICAL A DIFERENTES PERMEABILIDADES DE LOS ESTRATOS [1].	22
FIG. 1.3 CURVA TÍPICA DE FLUJO FRACCIONAL	25
FIG. 1.4 IMPACTO DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA [1].	25
FIG. 1.5 A) IMPACTO DEL ÁNGULO DE BUZAMIENTO EN LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL. B) IMPACTO DEL GASTO DE INYECCIÓN EN FUNCIÓN DEL ÁNGULO DE BUZAMIENTO [1].	26
FIG. 1.6 A) IMPACTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE EN LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL. B) IMPACTO DE LA VISCOSIDAD DEL AGUA EN LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL [1].	26
FIG. 1.7 CLASIFICACIÓN POR THOMAS ENHANCED OIL RECOVERY AN OVERVIEW. OIL & GAS SCIENCE AND TECHNOLOGY, IFP VOL. 6, 2008.	27
FIG. 1.8 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL AÑO 2008 A PRINCIPIOS DEL 2015 DE CAMPOS MEXICANOS [3].	28
FIG. 1.9 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR PARTE DE PEMEX [4].	29
FIG. 1.10 DIFERENTES PROYECTOS EOR POR PARTE DE PEMEX [4].	30
FIG. 1.11 COMPORTAMIENTO DE LA EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL A DIFERENTES RELACIONES DE MOVILIDAD [5].	31
FIG. 1.12 GRÁFICA ESQUEMÁTICA DE CAPACIDAD DE FLUJO-ALMACENAMIENTO PARA OBTENER EL COEFICIENTE DE LORENZ [7].	32
FIG. 1.13 GRÁFICA DE CARACTERIZACIÓN DE LA VARIACIÓN DE PERMEABILIDAD [7].	33

CAPÍTULO 2

FIG. 2.1 PROCESO DE TRACCIÓN [8].	36
FIG. 2.2 PROCESO DE SALTACIÓN DE LOS SEDIMENTOS [8].	36
FIG. 2.3 PROCESOS DE INTEMPERISMO DE LOS SEDIMENTOS [8].	37
FIG. 2.4 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS AMBIENTES SEDIMENTARIOS.	38
FIG. 2.5 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DE LOS AMBIENTES DE DEPÓSITO.	39
FIG. 2.6 CARACTERÍSTICAS BIOLÓGICAS DE LOS AMBIENTES DE DEPÓSITO.	39
FIG. 2.7 CLASIFICACIÓN DE TRAMPAS [8].	49



CAPÍTULO 3

FIG. 3 1 FLUJO EN EL MEDIO POROSO (FREEZE, R.A. AND CHERRY, J.A., 1979) ^[15]	55
FIG. 3 2 MODELO IDEAL DE INYECCIÓN EN UN CAPILAR DEL MEDIO POROSO.....	57
FIG. 3 3 CURVA TÍPICA DE CONCENTRACIÓN VS TIEMPO DE INYECCIÓN DE UN PULSO DE UN TRAZADOR.	57
FIG. 3 4 REPRESENTACIÓN DEL MODELO DE DISPERSIÓN (FLUJO DISPERSO EN PISTÓN) ^[18]	64
FIG. 3 5 COMPORTAMIENTO DE UNA INYECCIÓN DE TRAZADOR DE TIPO PULSO A LO LARGO DE TIEMPO ^[18]	64
FIG. 3 6 COMPARACIÓN DE LAS CURVAS TIPO PULSO Y LA VARIACIÓN DEL MÓDULO DE DISPERSIÓN ENTRE ELLAS ^[18]	66
FIG. 3 7 GRÁFICA DE CONCENTRACIÓN VS TIEMPO Y MASA RECUPERADA VS TIEMPO PARA UN PULSO DE TRAZADOR.	68

CAPÍTULO 4

FIG. 4 1 PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS A UN YACIMIENTO ^[28]	69
FIG. 4 2 ESTRUCTURA DE LA GOMA XANTANA ^[28]	71
FIG. 4 3 ESTRUCTURA DE LA POLIACRILAMIDA ^[28]	72
FIG. 4 4 ESTRUCTURA DE COPOLÍMERO 2-ACRILAMIDA-2-METIL PROPANO-SULFONATO DE SODIO (AMPS-NA) ^[17]	72
FIG. 4 5 MODELOS REOLÓGICOS DE FLUIDOS ^[30]	73
FIG. 4 6 COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE UN FLUIDO DE LEY DE POTENCIAS ^[29]	74
FIG. 4 7 EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN DE SAL SOBRE LA VISCOSIDAD EN POLÍMEROS ^[41]	76
FIG. 4 8 INYECCIÓN DE UN PULSO DE TRAZADOR Y POLÍMERO ^[41]	79

CAPÍTULO 5

FIG. 5. 1 DIFRACCIÓN DE RAYOS X EN POLVOS PARA LA MUESTRA M069.....	82
FIG. 5. 2 FLUORESCENCIA DE RAYOS X PARA LA MUESTRA M069 POR PARTE DE USAI....	83
FIG. 5. 3 ESTRUCTURA DEL TRAZADOR Q454-I.....	85
FIG. 5. 4 ANÁLISIS DE RMN PARA EL Q454-I, EN EL INCISO A) MUESTRA EL RMN 19F DONDE SE MUESTRA LA SEÑAL QUE DENOTA LA EXISTENCIA DE FLÚOR EN LA ESTRUCTURA; MIENTRAS PARA EL INCISO B) MUESTRA EL RMN 1H SE OBSERVA LAS	



SEÑALES DE LOS PROTONES, LOS PRIMEROS SON LOS CORRESPONDIENTES AL ANILLO AROMÁTICO Y EL DE LA DERECHA ES DE LA AMINA.	86
FIG. 5. 5 ANÁLISIS FTIR PARA EL Q454-IA, EN EL EJE X SE MUESTRA EL NÚMERO DE ONDA, EN EL EJE Y LA TRANSMITANCIA, LOS PICOS MUESTRAN LA TRANSMITANCIA DE LA VIBRACIÓN DE LOS GRUPOS FUNCIONALES, EL TRAZADOR MUESTRA EL GRUPO DE AMIDA.	87
FIG. 5. 6 ESPECTRÓMETRO DE MASAS PARA EL Q454-IA EN ESI+, EN EL EJE X SE OBSERVA LA MASA DEL COMPUESTO Y EL EJE Y LA INTENSIDAD; MOSTRANDO EL TRAZADOR UN PESO DE 204.20 G/MOL, LA CUAL SE VALIDA CON EL PESO QUE ES EL COMPUESTO Q454-IA.	88
FIG. 5. 7 ESPECTRO DE UV PARA LA PRUEBA DE ADSORCIÓN EN CALCITA DEL COMPUESTO Q454-I EN LA VARIACIÓN DEL TIEMPO.....	89
FIG. 5. 8 LOG D DEL TRAZADOR Q454-I DONDE MUESTRA VALORES NEGATIVOS DE -0.85 A CUALQUIER PH.	89
FIG. 5. 9 RESULTADO DE SIMULACIÓN DEL TRAZADOR Q454-IA EN UNA SUPERFICIE DE CALCITA, DONDE SE MUESTRA LA REPULSIÓN DE LA MOLÉCULA CON RESPECTO A LA SUPERFICIE.	90
FIG. 5. 10 ESTRUCTURA DEL TRAZADOR Q481-I.....	90
FIG. 5. 11 ANÁLISIS RMN PARA EL Q481-IA, EN EL PRIMERO SE MUESTRA 19F DONDE SE APRECIA LA SEÑAL DE FLÚOR, LA CUAL COMPRUEBA QUE EL TRAZADOR CONTIENE FLÚOR, PARA LA SEGUNDA ES CORRESPONDIENTE AL RMN 1H, SE APRECIAN LOS H DEL ANILLO.....	91
FIG. 5. 12 ESPECTRO DE UV PARA LA PRUEBA DE ADSORCIÓN EN CALCITA DEL COMPUESTO Q481-I A DIFERENTES TIEMPOS DE UN TIEMPO INICIAL 0 A UN TIEMPO DE 24 HORAS, SE OBSERVA LA INTERACCIÓN DEL TRAZADOR CON RESPECTO A LA CALCITA.	93
FIG. 5. 13 RANGO DE ADSORCIÓN EN CALCITA DEL COMPUESTO Q481-I Y Q454-I, DONDE SE MUESTRA LA ADSORCIÓN DEL TRAZADOR COMERCIAL MAYOR AL SINTETIZADO.	94
FIG. 5. 14 GRÁFICA LOG D PARA EL TRAZADOR Q481-I, DONDE MUESTRA VARIACIONES DE ESTA A DIFERENTES PH.	94
FIG. 5. 15 COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE Q040-I EN AGUA DESIONIZADA.....	95
FIG. 5. 16 DIAGRAMA DEL SISTEMA PARA CALCULAR LA POROSIDAD DE UN MEDIO EMPACADO.	97
FIG. 5. 17 DIAGRAMA DEL SISTEMA UTILIZADO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA DE UN MEDIO POROSO.	99
FIG. 5. 18 GRÁFICA DE LOG K (MD) VS POROSIDAD (%) ^[41]	100



FIG. 5. 19 GRÁFICA DE PERMEABILIDAD VS TAMAÑO DE GRANO PARA MEDIOS POROSOS NO CONSOLIDADOS ^[41]	101
FIG. 5. 20 DIAGRAMA DEL SISTEMA UTILIZADO PARA LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL TUBO CAPILAR (SERPENTÍN).....	103
FIG. 5. 21 DIAGRAMA DEL SISTEMA UTILIZADO PARA LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN LA COLUMNA EMPACADA.	105
FIG. 5. 22 DIAGRAMA DEL SISTEMA UTILIZADO PARA LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN LA COLUMNA EMPACADA.	107

CAPÍTULO 6

FIG. 6. 1 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN EL TUBO CAPILAR, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 2 MINUTOS....	109
FIG. 6. 2 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN EL TUBO CAPILAR, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 1 MINUTO.....	109
FIG. 6. 3 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 2 MINUTOS.....	111
FIG. 6. 4 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 1 MINUTO.	111
FIG. 6. 5 COMPORTAMIENTO DE LA MASA DE Q454-I RECUPERADA EN LA INYECCIÓN DE UN PULSO DE 2 MIN Y UN GASTO DE 0.5 ML/MIN.....	112
FIG. 6. 6 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q481-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 2 MINUTOS.....	113
FIG. 6. 7 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q481-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 1 MINUTO	113
FIG. 6. 8 COMPORTAMIENTO DE LA MASA DE Q481-I RECUPERADA EN LA INYECCIÓN DE UN PULSO DE 2 MIN Y UN GASTO DE 0.5 ML/MIN.....	114
FIG. 6. 9 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069 Y A CONDICIONES DE SOR DE M001, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 2 MINUTOS.	115
FIG. 6. 10 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069 Y A CONDICIONES DE SOR DE M001, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 1 MINUTO.....	115



FIG. 6. 11 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON AI-400, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 2 MINUTOS.....	117
FIG. 6. 12 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON AI-400, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 1 MINUTO.	118
FIG. 6. 13 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON AE-ESPECIAL, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 2 MINUTOS.	119
FIG. 6. 14 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON AE-ESPECIAL, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 1 MINUTO.	119
FIG. 6. 15 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON A-35, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 2 MINUTOS.....	120
FIG. 6. 16 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C ADIMENSIONAL VS T ADIMENSIONAL PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON A-35, A DIFERENTES GASTOS Y TIEMPO DE INYECCIÓN IGUAL A 1 MINUTO.	121
FIG. 6. 17 GRÁFICA DE PERMEABILIDAD VS POROSIDAD DE LAS PARTÍCULAS.....	122
FIG. 6. 18 GRÁFICA DE PERMEABILIDAD VS TAMAÑO DE GRANO DE LAS PARTÍCULAS ...	123
FIG. 6. 19 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C VS T PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I Y Q481-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069, A UN GASTO DE 1 ML/MIN Y TIEMPO DE INYECCIÓN DE 2 MIN.	124
FIG. 6. 20 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C VS T PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I Y Q481-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069, A UN MISMO GASTO DE 0.5 ML/MIN Y TIEMPO DE INYECCIÓN DE 2 MIN.	125
FIG. 6. 21 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE C VS T PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I Y Q481-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069 A UN MISMO GASTO DE 0.25 ML/MIN Y TIEMPO DE INYECCIÓN DE 2 MIN.	125
FIG. 6. 22 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE MASA RECUPERADA VS T PARA LOS PULSOS INYECTADOS DEL TRAZADOR Q454-I Y Q481-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069 A UN MISMO GASTO DE 1 ML/MIN Y TIEMPO DE INYECCIÓN DE 2 MIN.	126
FIG. 6. 23 COEFICIENTES DE DISPERSIÓN CALCULADOS CON EL TRAZADOR Q454-I Y Q481-I PARA UN TIEMPO DE INYECCIÓN DE 2 MINUTOS.....	127
FIG. 6. 24 COEFICIENTES DE DISPERSIÓN CALCULADOS CON EL TRAZADOR Q454-I Y Q481-I PARA UN TIEMPO DE INYECCIÓN DE 1 MINUTO.	127
FIG. 6. 25 ANÁLISIS DEL COEFICIENTE DE DISPERSIÓN CALCULADO CON LA INYECCIÓN DEL TRAZADOR Q454-I EN UN MEDIO EMPACADO CON ROCA CARBONATADA SIN Y CON PRESENCIA DE ACEITE A UN TIEMPO DE INYECCIÓN DE 2 MINUTOS.....	128
FIG. 6. 26 ANÁLISIS DEL COEFICIENTE DE DISPERSIÓN CALCULADO CON LA INYECCIÓN DEL TRAZADOR Q454-I EN UN MEDIO EMPACADO CON ROCA CARBONATADA SIN Y CON PRESENCIA DE ACEITE A UN TIEMPO DE INYECCIÓN DE 1 MINUTO.....	128
FIG. 6. 27 DISPERSIVIDAD EN MEDIOS EMPACADOS DE M069 CON TRAZADOR SINTETIZADO (Q454-I) Y COMERCIAL (Q481-I).....	129



FIG. 6. 28 DISPERSIVIDAD EN MEDIOS EMPACADOS DE M069 SIN ACEITE Y DESPUÉS CON LA INYECCIÓN DE ACEITE	130
FIG. 6. 29 COEFICIENTE DE DISPERSIÓN EN MEDIOS POROSOS EMPACADOS CON PARTÍCULAS SINTÉTICAS A-35 (1-0.71 MM), AE-ESPECIAL (0.18-.09 MM) Y AI-400(0.053-0.041 MM) EN UN TIEMPO DE INYECCIÓN DE 2 MINUTOS.	131
FIG. 6. 30 COEFICIENTE DE DISPERSIÓN EN MEDIOS POROSOS EMPACADOS CON PARTÍCULAS SINTÉTICAS A-35 (1-0.71 MM), AE-ESPECIAL (0.18-.09 MM) Y AI-400(0.053-0.041 MM) EN UN TIEMPO DE INYECCIÓN DE 1 MINUTOS.	131
FIG. 6. 31 DISPERSIVIDAD (M) DE LOS MEDIOS EMPACADOS CON PARTÍCULAS SINTÉTICAS A-35 (1-.71 MM), AE-ESPECIAL (0.18-.09 MM) Y AI-400(0.053-0.041 MM) A LOS DOS TIEMPOS DE INYECCIÓN.....	132

ANEXOS

FIG. A1. 1 MODELO DE BALANCE DE MOMENTUM EN UN CAPILAR	142
FIG. A1. 2 DISTRIBUCIÓN DEL PERFIL DE FLUJO EN EL CAPILAR.	144
FIG. A2. 1 MODELO DE CANALES QUE REPRESENTAN EL FLUJO DE FLUIDOS EN EL MEDIO POROSO ^[43]	148
FIG. A3. 1 CURVA DE CALIBRACIÓN ABSORBANCIA VS CONCENTRACIÓN PARA Q454-I... 152	
FIG. A3. 2 CURVA DE CALIBRACIÓN ABSORBANCIA VS CONCENTRACIÓN PARA Q481-I... 152	
FIG. A3. 3 CURVA DE CALIBRACIÓN ABSORBANCIA VS CONCENTRACIÓN PARA Q040-I... 153	
FIG. A3. 4 PANTALLA INICIAL AL ABRIR EL SOFTWARE OCEANVIEW.	154
FIG. A3. 5 PANTALLA PARA SELECCIONAR MÉTODO EN EL SOFTWARE OCEANVIEW.	154
FIG. A3. 6 PANTALLA PARA SELECCIONAR MODELO DE TRABAJO.	155
FIG. A3. 7 PANTALLA PARA DETERMINAR EL PARÁMETRO “BLANCO” EN EL SOFTWARE OCEANVIEW.....	155
FIG. A3. 8 PANTALLA PARA DETERMINAR EL PARÁMETRO “NEGRO” EN EL SOFTWARE OCEANVIEW.....	156
FIG. A3. 9 PANTALLA PARA INTRODUCIR PARÁMETROS DE INTERÉS EN EL SOFTWARE OCEANVIEW.....	157
FIG. A3. 10 ÍCONO PARA GRAFICAR CONCENTRACIÓN VS TIEMPO.....	157
FIG. A3. 11 VENTANA PARA INDICAR TIEMPO DE MUESTREO.....	158
FIG. A3. 12 GRÁFICA CONCENTRACIÓN VS TIEMPO EN EL SOFTWARE OCEANVIEW.	158
FIG. A3. 13 ÍCONO PARA CONFIGURACIÓN DE RECOLECCIÓN DE DATOS.	159
FIG. A3. 14 VENTANA PARA ESTABLECER CONFIGURACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE DATOS.	159
FIG. A3. 15 INDICADOR DEL INICIO ALMACENAMIENTO DE DATOS.	160



FIG. A3. 16 INDICADOR DEL CORRECTO ALMACENAMIENTO DE DATOS..... 160

Índice de tablas

CAPÍTULO 2

TABLA 2. 1 COMPOSICIÓN PROMEDIO DE UNA ROCA DETRÍTICA.	42
TABLA 2. 2 COMPOSICIÓN PROMEDIO DE UNA ROCA QUÍMICA	42
TABLA 2. 3 COMPARACIÓN DE LA POROSIDAD ENTRE ROCAS CARBONATADAS Y ARENISCAS. LESSER C. (1993). GEOLOGÍA DE EXPLOTACIÓN PETROLERA.	47

CAPÍTULO 4

TABLA 4. 1 CARACTERÍSTICAS DE LAS DIFERENTES ESTRUCTURAS DE LOS POLÍMEROS [17].....	70
--	----

CAPÍTULO 5

TABLA 5. 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA COLUMNA μ BONDAPAK DE WATERS.....	81
TABLA 5. 2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CILINDRO PORTA MUESTRA.	81
TABLA 5. 3 DATOS TÉCNICOS LA ROCA UTILIZADA PARA LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.....	82
TABLA 5. 4 DATOS TÉCNICOS DE PARTÍCULAS A-35.....	84
TABLA 5. 5 DATOS TÉCNICOS DE PARTÍCULAS AE-ESPECIAL.	84
TABLA 5. 6 DATOS TÉCNICOS DE PARTÍCULAS DE AI-400.	84
TABLA 5. 7 DATOS DE VISCOSIDAD PROPORCIONADOS POR EL FABRICANTE	95
TABLA 5. 8 PULSOS INYECTADOS.	102

CAPÍTULO 6

TABLA 6. 1 RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD PARA LOS DIFERENTES MEDIOS POROSOS CARACTERIZADOS.	108
TABLA 6. 2 MÓDULO DE DISPERSIÓN, COEFICIENTES DE DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA Y DIFUSIÓN, Y VARIANZA OBTENIDOS EN LA INYECCIÓN DE TRAZADOR Q454-I EN EL SERPENTÍN.	110



TABLA 6. 3 MÓDULO DE DISPERSIÓN, COEFICIENTES DE DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA DIFUSIÓN EFECTIVA Y DISPERSIÓN OBTENIDOS EN LA INYECCIÓN DE TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069.	112
TABLA 6. 4 MÓDULO DE DISPERSIÓN, COEFICIENTES DE DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA DIFUSIÓN EFECTIVA Y DISPERSIÓN OBTENIDOS EN LA INYECCIÓN DE TRAZADOR Q481-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069.	114
TABLA 6. 5 MÓDULO DE DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA, COEFICIENTES DE DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA DIFUSIÓN EFECTIVA Y DISPERSIÓN OBTENIDOS EN LA INYECCIÓN DE TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON M069 Y A CONDICIONES DE SOR DE M001.....	116
TABLA 6. 6 MÓDULO DE DISPERSIÓN, COEFICIENTES DE DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA DIFUSIÓN EFECTIVA Y DISPERSIÓN OBTENIDOS EN LA INYECCIÓN DE TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON AI-400.	118
TABLA 6. 7 MÓDULO DE DISPERSIÓN, COEFICIENTES DE DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA DIFUSIÓN EFECTIVA Y DISPERSIÓN OBTENIDOS EN LA INYECCIÓN DE TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON AE-ESPECIAL.....	120
TABLA 6. 8 MÓDULO DE DISPERSIÓN, COEFICIENTES DE DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA DIFUSIÓN EFECTIVA Y DISPERSIÓN OBTENIDOS EN LA INYECCIÓN DE TRAZADOR Q454-I EN LA COLUMNA EMPACADA CON A-35.....	121
TABLA 6. 9 DISPERSIVIDAD (M) EN LOS MEDIOS EMPACADOS CON PARTÍCULAS SINTÉTICAS A UN GASTO DE INYECCIÓN PROMEDIO Y TIEMPO DEL PULSO DE TRAZADOR Q454-I IGUAL A 2 MINUTOS Y 1 MINUTO.....	132
TABLA 6. 10 RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD PARA LOS DIFERENTES MEDIOS POROSOS CARACTERIZADOS.	134
TABLA 6. 11 MÓDULO DE DISPERSIÓN, COEFICIENTES DE DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA, DIFUSIÓN EFECTIVA Y DISPERSIÓN EN EL MEDIO EMPACADO CON A-35 AL INYECTAR EL TRAZADOR Q454-I Y POLÍMERO Q040-I.....	136
TABLA 6. 12 MÓDULO DE DISPERSIÓN, COEFICIENTES DE DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA, DIFUSIÓN EFECTIVA Y DISPERSIÓN EN EL MEDIO EMPACADO CON A-35 Y AI400 AL INYECTAR EL TRAZADOR Q454-I Y POLÍMERO Q040-I.....	137



Objetivo General

Desarrollar un trazador químico para la determinación de la dispersividad en yacimientos carbonatados y evaluar; mediante pruebas experimentales de desplazamiento, su eficacia para calificar el desempeño de la inyección de polímeros en un medio de alta heterogeneidad.

Objetivos Particulares

Desarrollar un sistema experimental que permita caracterizar la dispersividad en medios porosos mediante el uso de trazadores químicos.

Definir las características de un trazador para yacimientos carbonatados.

Implementar un modelo analítico que describa el comportamiento del trazador.

Evaluar experimentalmente el desempeño del trazador químico desarrollado.

Evaluar el beneficio de la inyección de polímeros como agente del control de la heterogeneidad en un medio de alta heterogeneidad.



Resumen

En México, los procesos de recuperación mejorada tomarán un papel importante en la industria petrolera dada la condición de explotación avanzada de la mayoría de los yacimientos. El éxito de la implementación y masificación de dichos procesos depende de la eficiencia de los mismos. Uno de los factores que definen esta eficiencia es la heterogeneidad del yacimiento.

La heterogeneidad puede definirse como el grado de variación en las propiedades de las rocas de acuerdo con la ubicación en un yacimiento. Por ejemplo, la mineralogía, contenido orgánico, fracturas naturales entre otras propiedades varían de un lugar a otro. Esta heterogeneidad hace que el modelado del sistema petrolero, la caracterización de la formación y la simulación del yacimiento sean críticas para maximizar la producción. En un medio poroso, la heterogeneidad es expresada por la dispersividad α ; la cual es relacionada con los efectos de la permeabilidad y tortuosidad del medio (conductividad hidráulica) y es caracterizada a través del número de Peclet.

La aplicación de trazadores es una de las herramientas más utilizadas para la caracterización de la heterogeneidad de medios porosos. Entre estos, el uso de los trazadores radiactivos está más extendido en la industria petrolera, sin embargo, su inyección implica cuidados y equipos especiales para su manipulación. Por otro lado, la aplicación de trazadores químicos está sujeta a las características mineralógicas del yacimiento a evaluar. A condiciones de yacimiento, las areniscas presentan una carga eléctrica neta negativa, mientras que los yacimientos carbonatados presentan una carga superficial neta positiva, además, la mayoría de los yacimientos en México son de este tipo. Los trazadores químicos comerciales presentan en su estructura una carga negativa, siendo estos desarrollados para yacimientos de areniscas. La aplicación de estos trazadores puede estar limitada para yacimientos carbonatados por su alta adsorción en la superficie mineral y como consecuencia, una mala caracterización de la complejidad del medio poroso.

En el presente trabajo se evalúa un trazador químico como indicador cuantitativo de la dispersividad del medio poroso a escala de laboratorio por medio de pruebas de desplazamiento. La base matemática para la interpretación de los resultados experimentales y con esto obtener la dispersividad del medio como una medida de la heterogeneidad, consiste en aplicar la teoría de difusión-advención para el análisis de la curva del comportamiento del trazador en función del tiempo como producto del flujo de fluidos en un medio poroso. Con la metodología y el trazador desarrollado se evalúa el desempeño de una solución polimérica como agente para controlar la heterogeneidad en un medio altamente heterogéneo.

El método experimental consiste en pruebas de desplazamiento en medios porosos, donde se registra la concentración del trazador en el efluente a través de un



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

espectrofotómetro UV-vis. Los resultados obtenidos muestran que el trazador sintetizado es apto para su aplicación en medios carbonatados. Al realizar la comparación del trazador desarrollado y un trazador comercial, resulta que este último se adsorbe aproximadamente 30% más en la superficie mineral, caracterizando erróneamente la heterogeneidad del yacimiento. Con el trazador sintetizado se detectó la dispersividad de diferentes medios porosos, sirviendo como base para evaluar la mejora en la eficiencia de desplazamiento con la inyección de polímeros. Esta nueva tecnología permite diseñar con mayor precisión los procesos de recuperación mejorada en yacimientos carbonatados.



1. Procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada en la Industria.

1.1 Conceptos básicos de la Recuperación Secundaria y Mejorada

La explotación de un yacimiento petrolero, convencionalmente, se debe entender como un proceso que consta de tres etapas. En la etapa de recuperación primaria se usa la energía natural del yacimiento para su explotación, cuando parte de esa energía se pierde, se inicia un proceso de Recuperación Secundaria, el cual consiste en la inyección de fluidos inmiscibles que no alteren las propiedades de los fluidos, agua o gas, para el mantenimiento de presión en el yacimiento. Finalmente, la Recuperación Mejorada (EOR, por sus siglas en inglés) incluye a todos aquellos procesos en los cuales se inyectan fluidos que alteran las propiedades del sistema roca-fluido o al sistema fluido con la finalidad de incrementar la recuperación de hidrocarburos. Debe entenderse que tales procesos no llevan un orden estricto de aplicación, sino que, de acuerdo a las condiciones de cada yacimiento, es el tipo de explotación a la que debe someterse.

1.1.1 Eficiencias de barrido

En un proceso de recuperación se inyectan fluidos en el medio poroso con la finalidad de desplazar a los hidrocarburos hasta los pozos productores. En la teoría, se considera al medio poroso como un medio homogéneo, sin embargo, la realidad es que, debido a las condiciones únicas de cada yacimiento, presentan ciertas heterogeneidades que se deben considerar en la evaluación de la eficiencia del proceso. La eficiencia global de recuperación de cualquier proceso de recuperación secundaria o mejorada, depende de la eficiencia de recuperación volumétrica y de la eficiencia de desplazamiento a nivel microscópico, quedando definida como:

$$E = E_V * E_D, \dots \dots \dots (1)$$

donde

E_V = Eficiencia de desplazamiento macroscópica o volumétrica

E_D = Eficiencia de desplazamiento microscópica.

La eficiencia de desplazamiento microscópico involucra la eficiencia de desplazamiento a escala de poro, donde ocurren los fenómenos de drene, imbibición, mojabilidad, etc.

La eficiencia de desplazamiento se define, generalmente ^[1] en un medio estratificado, como el cociente del volumen de hidrocarburos desplazado en los poros entre el volumen de hidrocarburos que contenían los mismos antes de efectuar el desplazamiento:



$$E_D = \frac{A_1 h_1 \phi_1 (\Delta S_D)_1 + A_2 h_2 \phi_1 (\Delta S_D)_2}{A_1 h_1 \phi_1 (1 - S_{wi})_1 + A_2 h_2 \phi_1 (1 - S_{wi})_2}, \dots \dots \dots (2)$$

donde:

A_1 = área de primer estrato

h_1 = espesor de estrato 1

ϕ_1 = porosidad de estrato 1

$(\Delta S_D)_1$ = incremento en la saturación media del fluido desplazante de estrato 1

S_{wi} = saturación de agua irreductible de estrato 1

En caso del sub-índice 2 aplica para el estrato 2.

A nivel macroscópico, la eficiencia volumétrica se define como la eficiencia areal por la eficiencia vertical, o bien, como la fracción del volumen total del yacimiento que es invadido por el fluido desplazante, considerando las propiedades de cada estrato del yacimiento:

$$E_{VOL} = E_A * E_V, \dots \dots \dots (3)$$

La eficiencia areal se define ^[2] como la fracción del área horizontal ocupada por hidrocarburos encerrados atrás del frente del fluido desplazante, dividida entre el área total de poros del sistema ocupada por hidrocarburos:

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal invadible}}, \dots \dots \dots (4)$$

Este tipo de eficiencia va ligada al arreglo de pozos que se desea usar en una inyección de agua, si el yacimiento es homogéneo el valor de la eficiencia cambia. La ecuación anterior se ejemplifica mejor en la figura 1.1, donde se muestra un arreglo de 5 pozos a 5 tiempos diferentes; en el número 5 se muestra que ya existe surgencia en el pozo productor, sin embargo, no ha barrido totalmente el área invadible.

La eficiencia de barrido vertical se define como el volumen del espacio poroso ocupado por hidrocarburos que ha sido invadido por un fluido desplazante, dividido entre el espacio poroso ocupado por hidrocarburos encerrado en todas las capas atrás del frente, varía de acuerdo a las propiedades en los diferentes estratos del yacimiento.

$$E_V = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical invadible}}, \dots \dots \dots (5)$$

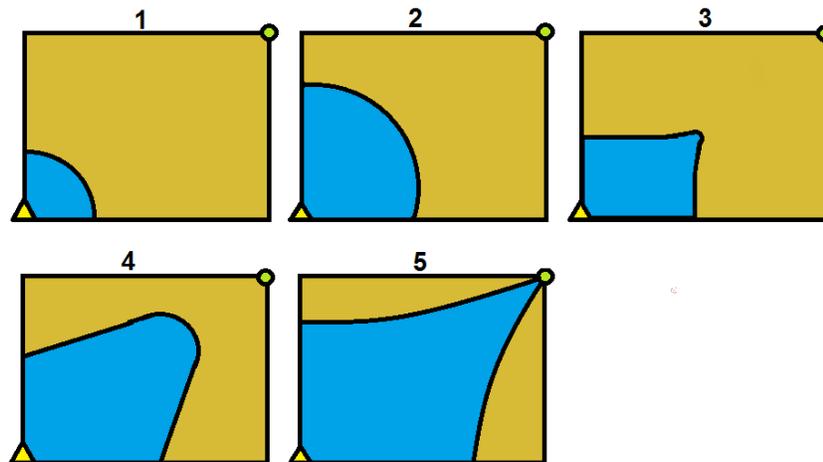


Fig. 1.1 Eficiencia de barrido areal de una inyección a diferentes tiempos [5].

Como se ejemplifica en la figura 1.2, un yacimiento estratificado puede presentar variaciones en la permeabilidad de cada uno de ellos; siendo así, el flujo tiende a irse a zonas de mayor permeabilidad, dejando zonas menos permeables con un barrido pobre. A mayor heterogeneidad en las características de los estratos del yacimiento, menor es la eficiencia de barrido. Además, se demuestra que la eficiencia de desplazamiento volumétrica está afectada por la heterogeneidad del yacimiento; en un medio homogéneo la eficiencia volumétrica toma el valor de la unidad, y disminuye en medida que aumenta la heterogeneidad.

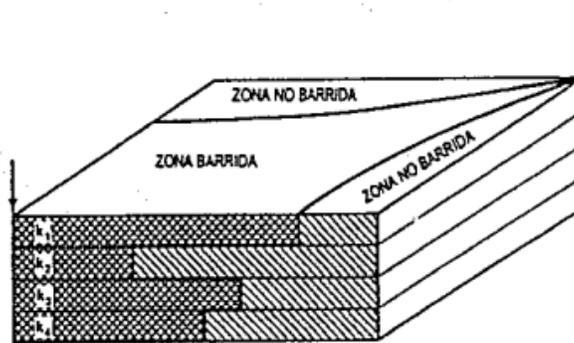


Fig. 1.2 Eficiencia vertical a diferentes permeabilidades de los estratos [1].



1.1.2 Movilidad de los fluidos

Movilidad relativa. Es la facilidad que posee una fase fluida para moverse a través del medio poroso en función de su viscosidad (μ_f) y permeabilidad efectiva (k_f).

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}, \dots \dots \dots (6)$$

La relación de movilidad relativa es la razón de movilidad del fluido desplazante con respecto a la relación de movilidad del fluido desplazado:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}}, \dots \dots \dots (7)$$

1.1.3 Flujo fraccional y factores que lo afectan.

La teoría del desplazamiento rige el movimiento de fluidos inmiscibles en el medio poroso, sin embargo, puede aplicarse tanto a la predicción del comportamiento de un proceso por recuperación secundaria como a un proceso de Recuperación Mejorada. La teoría de flujo fraccional parte de un medio homogéneo donde actúa un desplazamiento tipo pistón con fugas (el desplazamiento va dejando una saturación de aceite detrás del frente), flujo lineal y continuo.

A partir de la ecuación de Darcy, Buckley y Leverett presentaron la ecuación de flujo fraccional:

$$f_w = \frac{1 + \frac{kk_{ro}A}{q_t \mu_o} \left(\frac{dP_c}{dL} - g \Delta \rho \sin \alpha_d \right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}}, \dots \dots \dots (8)$$

donde:

f_w = fracción de agua en el flujo a una determinada saturación de agua

k = permeabilidad absoluta del medio

k_{ro} = permeabilidad relativa al aceite

k_o = permeabilidad efectiva al aceite

k_w = permeabilidad efectiva al agua

μ_o = viscosidad del aceite

μ_w = viscosidad del agua

q_t = gasto de inyección

P_c = presión capilar

L = distancia medida en la dirección de flujo



g = aceleración de la gravedad

$\Delta\rho$ = diferencia de densidades entre agua y aceite

α_d = ángulo de buzamiento con respecto a la horizontal

Considerando despreciables las fuerzas capilares en un sistema horizontal, la ecuación queda expresada como:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \dots \dots \dots (9)$$

También se puede definir el flujo fraccional en relación a los gastos:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \dots \dots \dots (10)$$

Si q_o/q_w está en función de las permeabilidades:

$$\frac{q_o}{q_w} = \frac{k_{ro} \mu_w}{\mu_o k_{rw}} \dots \dots \dots (11)$$

Y dividiendo entre q_w , el flujo fraccional puede expresarse:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{q_o}{q_w}} \dots \dots \dots (12)$$

La figura 1.3 muestra una curva típica del flujo fraccional en un medio poroso, donde se representa la fracción del fluido desplazante a una saturación dada del mismo fluido; si el comportamiento de dicha gráfica está recargado a la derecha, significa un proceso de desplazamiento más eficiente, es decir, para valores altos en la saturación de agua en el medio poroso, la fracción de agua fluyendo es menor que la del aceite. Partiendo de esta idea, se deben conocer los factores que influyen e impactan en el comportamiento de esta y mejorar la eficiencia del proceso.

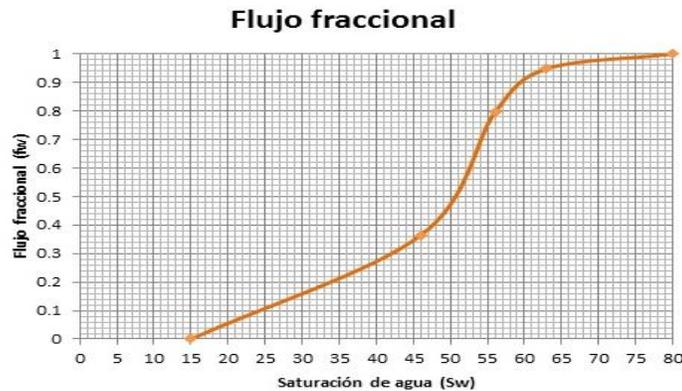


Fig. 1. 3 Curva típica de flujo fraccional

1.1.3.1 Factores que afectan el flujo fraccional

MOJABILIDAD DEL MEDIO. Cuando una roca presenta mojabilidad al agua, la superficie de los granos está en contacto con esta, dejando la parte central de los poros y gargantas ocupadas por el aceite. Bajo estas condiciones, es más fácil desplazar al aceite con el agua de inyección obteniendo mejores eficiencias de desplazamiento. En el caso contrario, la superficie mineral se encuentra saturada por el aceite, volviéndose más complicado despegarlo de esta, ya que el agua ocupa las partes centrales de los poros, dejando gran cantidad de aceite remanente adherido a la superficie mineral. (Ver Figura 1.4)

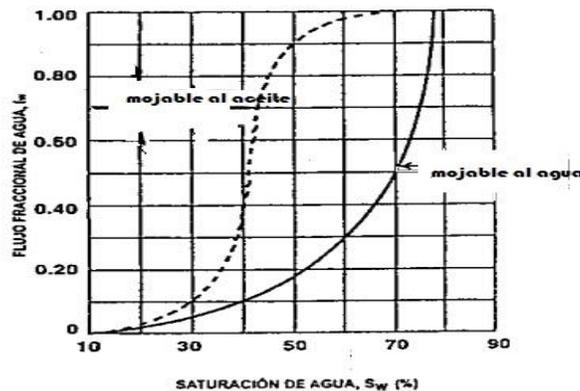


Fig. 1 4 Impacto de la mojabilidad de la roca [1].

ÁNGULO DE BUZAMIENTO. Al presentarse un ángulo de buzamiento, las fuerzas gravitacionales son más fuertes, agrupando los fluidos de acuerdo a su densidad; si el buzamiento es hacia arriba, la inyección de agua presentara un mejor desplazamiento. (Ver Figura 1.5a)



GASTO DE INYECCIÓN. El gasto de inyección está muy relacionado con el ángulo de buzamiento. Si se tiene buzamientos hacia arriba, se recomienda inyectar a gastos bajos con la finalidad de que el agua desplace al aceite por debajo del contacto agua-aceite; y a buzamientos hacia abajo, se recomienda a inyectar gastos altos, y así no dar oportunidad a la formación de canales preferentes de flujo por gravedad. (Ver Figura 1.5b)

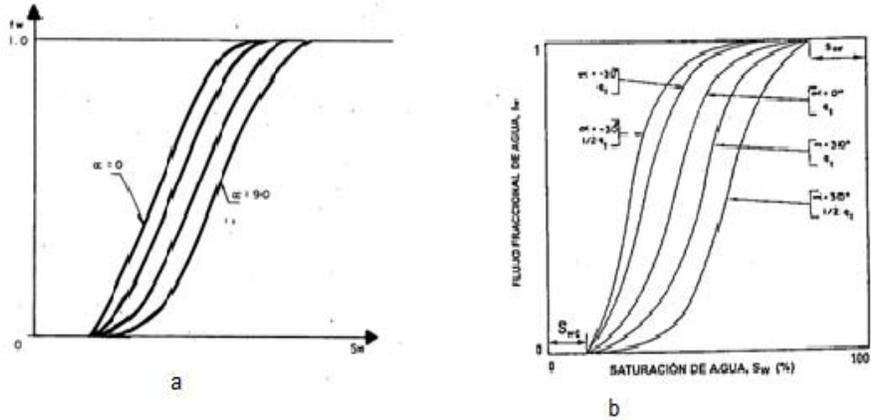


Fig. 1 5 a) Impacto del ángulo de buzamiento en la curva de flujo fraccional. b) Impacto del gasto de inyección en función del ángulo de buzamiento [1].

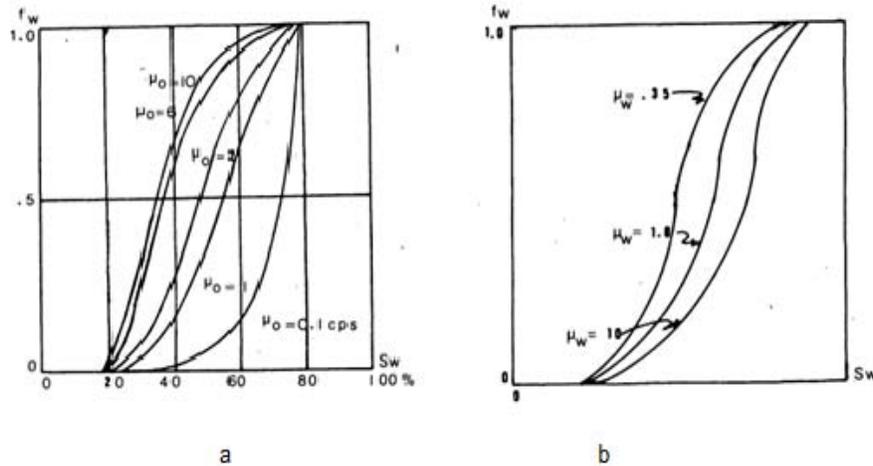


Fig. 1 6 a) Impacto de la viscosidad del aceite en la curva de flujo fraccional. b) Impacto de la viscosidad del agua en la curva de flujo fraccional [1]

VISCOSIDAD DEL ACEITE. A una mayor viscosidad del aceite, la relación de movilidad se ve afectada dando un desplazamiento pobre. (Ver Figura 1.6a.)

VISCOSIDAD DEL FLUIDO DESPLAZANTE. En una inyección de agua, una mayor viscosidad de ésta mejora la eficiencia del proceso. De igual manera sucede para la inyección de gas. (Ver Figura 1.6b).



1.1.4 Clasificación de los métodos de Recuperación Mejorada

La figura 1.7 muestra una clasificación propuesta por la Comisión Nacional de Hidrocarburos [6], en donde se divide a los métodos de recuperación mejorada en térmicos y no térmicos; en el bloque de los no térmicos incluyen los miscibles, químicos y otros, mientras que del lado de los térmicos se encuentran la inyección de vapor, agua caliente, combustión in-situ y calentamiento eléctrico.

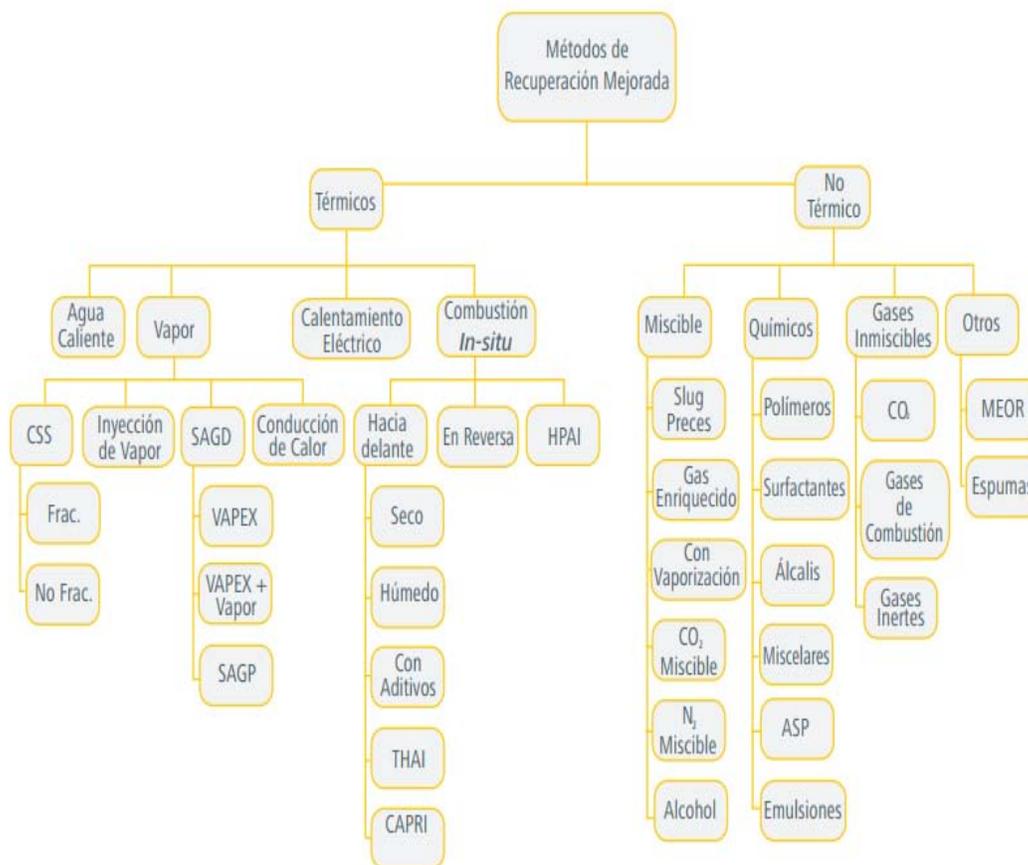


Fig. 1 7 Clasificación por Thomas Enhanced Oil Recovery an Overviex. Oil & Gas Science and Technology, IFP Vol. 6, 2008.

1.2 Historia de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada en México

Los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada por parte de PEMEX que se han realizado en diferentes campos mexicanos se describen a continuación.



1.2.1 La implementación de la Recuperación Secundaria en México



Fig. 1 8 Historia de producción del año 2008 a principios del 2015 de campos mexicanos [3].

La producción nacional de hidrocarburos ha venido en declive en los últimos años, la figura 1.8 muestra la producción de PEMEX [3] del año 2008 al 31 de enero del 2015, en dicha imagen se muestra la tendencia en declive, la cual se debe a la vida productiva de los campos, los cuales, en su mayoría, se encuentran en una etapa conocida como campos maduros.

Estos campos han pasado por etapas de recuperación primaria, seguida de una etapa de recuperación secundaria por inyección de agua o gas. En el caso de la inyección para mantenimiento de presión, se han desarrollado e implementado diferentes proyectos en los 50's a diferentes campos mexicanos, la figura 1.9 muestra la evolución histórica de la Recuperación Secundaria por parte de PEMEX.

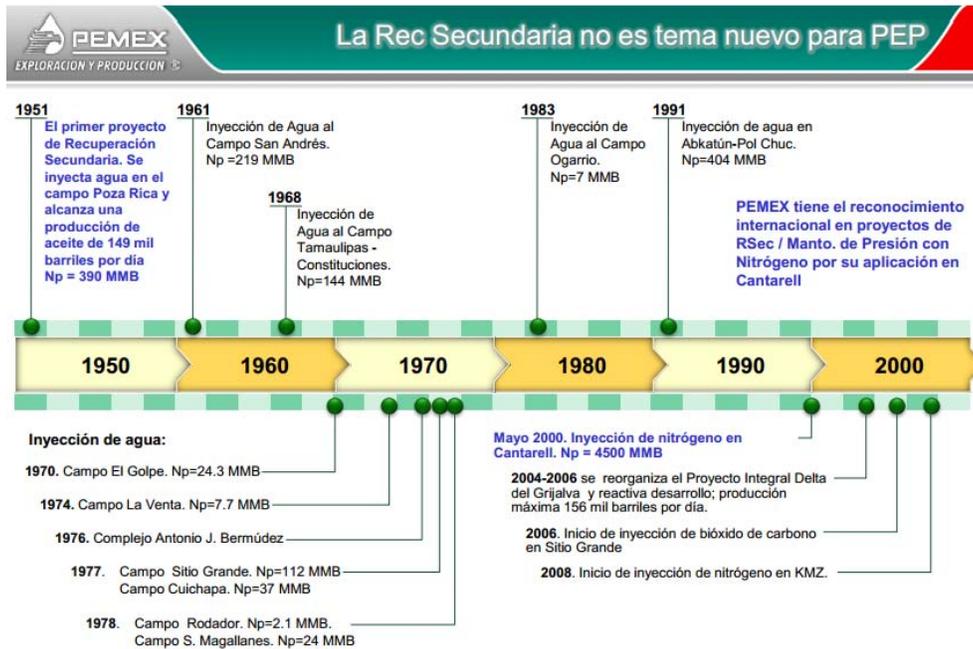


Fig. 1 9 Evolución histórica de la Recuperación Secundaria por parte de PEMEX [4].

Debido a que existe todavía un gran volumen de aceite remanente que no ha sido explotado por recuperación primaria o secundaria, se ha optado por implementar procesos EOR para aumentar el factor de recuperación de estos campos maduros, sin embargo, no se han llevado pruebas a una escala de campo, y en algunos casos tampoco se llega a la implementación a escala de pozo.

Cabe resaltar que México cuenta con mayor cantidad de yacimientos carbonatados, los cuales presentan características totalmente diferentes a los siliciclásticos; su factor de recuperación varía de 3 a 10% por lo que la implementación de procesos EOR representan una ventana de oportunidad para obtener mayor recuperación de hidrocarburos. La investigación realizada por otros países petroleros ha permitido el desarrollo de diferentes métodos EOR, obteniendo resultados aceptables, sin embargo, dichos procesos desarrollados han sido probados en yacimientos de areniscas dejando en el mercado pocos productos que sean aplicables a yacimientos carbonatados.

1.2.2 La implementación de la Recuperación Mejorada en México

Los procesos de recuperación mejorada en México, antes del 2015, sólo involucraban a PEMEX [3]. La figura 1.10 muestra los procesos que se plantearon a realizar con prueba piloto en el año 2013.

Debido a que los proyectos EOR a nivel nacional no han tenido un gran auge, se debe tomar en cuenta que se requiere incrementar los esfuerzos para avanzar en



esta rama, ya que en otros países se ha desarrollado investigación a gran escala para la explotación de campos maduros y se ha logrado un incremento en la recuperación de aceite remanente en los yacimientos.

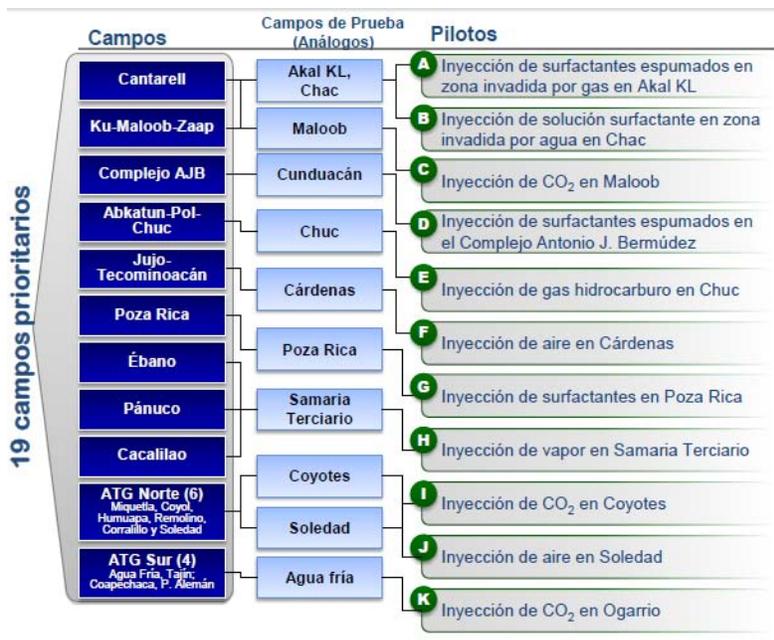


Fig. 1 10 Diferentes proyectos EOR por parte de PEMEX [4].

1.3. Heterogeneidad y su medición.

El desplazamiento de aceite, con inyección de agua, y se lleva a cabo a través de los poros de mayor tamaño y canales de mayor permeabilidad, dejando secciones no invadidas. Estas secciones forman canales, llamados dedos viscosos debido a una alta movilidad del agua. Algunos investigadores han demostrado que este efecto se presenta para altas relaciones de viscosidad del aceite-agua, donde existe una inestabilidad en la interfase aceite-agua y aumentan hasta que su efecto es dominante en el proceso de inyección de agua.

La teoría de desplazamiento inmiscible, en el mejor caso, propone un yacimiento homogéneo e isotrópico [1][2]. Sin embargo, la realidad es otra, ya que existen yacimientos altamente heterogéneos.

Considerando estratos con diferente permeabilidad, la eficiencia de barrido vertical es menor, además, en el caso de presentarse el fenómeno de dedos viscosos la eficiencia de barrido areal también decrece; en conjunto la eficiencia volumétrica se ve reducida debido a las heterogeneidades en el yacimiento.

La figura 1.11 muestra diferentes casos de eficiencia areal de barrido debido a las diferencias de movilidad, donde se aprecia que, a grandes relaciones de movilidad, la eficiencia areal es pobre.

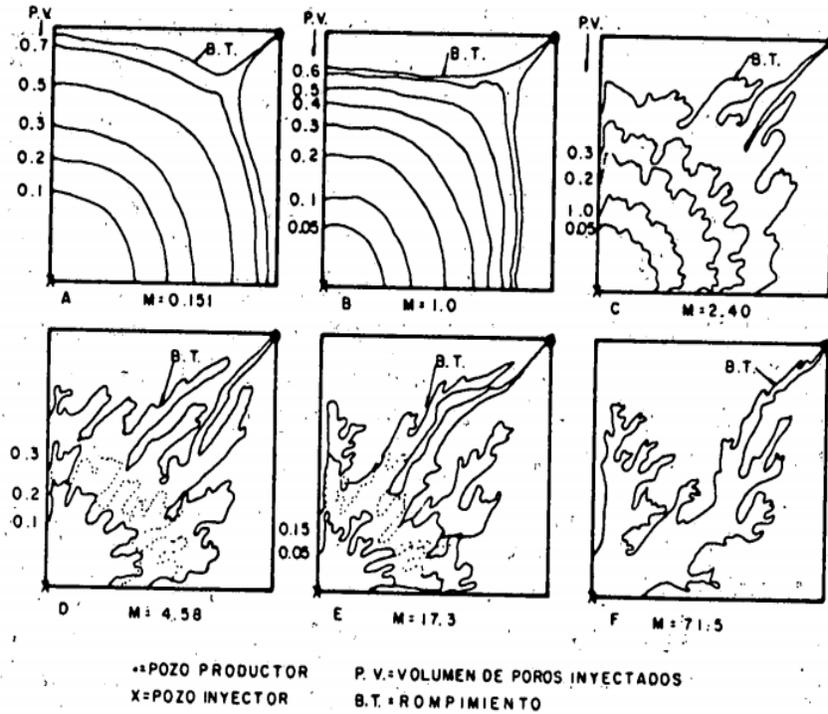


Fig. 1 11 Comportamiento de la eficiencia de barrido areal a diferentes relaciones de movilidad [5].

Existen parámetros que se definen a condiciones estáticas para determinar la heterogeneidad del medio, como por ejemplo el parámetro del coeficiente de Lorenz o el de Dykstra y Parson.

Schmalz and Rahme [7] introducen un parámetro capaz de describir la heterogeneidad dentro de una zona del yacimiento que es el coeficiente de Lorenz, donde definen la capacidad acumulativa de flujo como:

$$F_n = \sum_{l=1}^n \frac{k_l h_l}{H_t \bar{k}}, \dots \dots \dots (13)$$

donde H_t es el espesor total, k_l es permeabilidad por estrato, h_l es el espesor del estrato y \bar{k} son las cantidades promedio de permeabilidad:

$$\bar{k} = \frac{1}{H_t} \sum_{l=1}^{\text{núm. estratos}} (kh)_l, \dots \dots \dots (14)$$

Se define la capacidad de almacenamiento acumulativo de manera similar:

$$C_n = \sum_{l=1}^n \frac{\phi_l h_l}{H_t \bar{\phi}}, \dots \dots \dots (15)$$



Donde $\bar{\phi}$ se define:

$$\bar{\phi} = \frac{1}{H_t} \sum_{l=1}^{\text{núm. estratos}} (\phi h)_l, \dots \dots \dots (16)$$

Se grafican los valores como se muestran en la figura 1.12, si es homogéneo se presenta como una recta a 45°, sin embargo, a medida que el grado de contraste entre los valores altos y bajos de permeabilidad aumenta, la línea presenta mayor concavidad, por lo que nos indica una mayor heterogeneidad.

El coeficiente de Lorenz se obtiene del área encima de la línea recta sobre la línea debajo de la línea recta. Si el coeficiente de Lorenz tiene un valor de 0 indica un medio homogéneo, mientras a un valor de 1 nos indica un medio heterogéneo infinito.

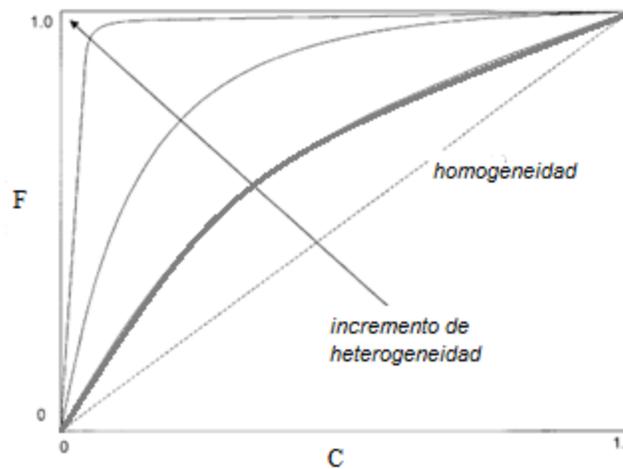


Fig. 1 12 Gráfica esquemática de capacidad de flujo-almacenamiento para obtener el Coeficiente de Lorenz [7].

Dykstra y Parson [5] introducen un coeficiente para cuantificar la estratificación y heterogeneidad del yacimiento. Estadísticamente es la división de la desviación estándar sobre la media en una distribución normal. La ecuación (17) muestra la definición del coeficiente:

$$V_{DP} = \frac{k_{.5} - k_{\sigma}}{k_{.5}} \dots \dots (17)$$

Donde:

$k_{.5}$ = media de la distribución normal de permeabilidad

k_{σ} = permeabilidad a 84.1 % de la distribución de permeabilidades



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

En la figura 1.13 se muestra un ejemplo, un valor de 0 significa homogeneidad, mientras que un valor de 1 indica heterogeneidad total. A partir de valores superiores a 0.7 y 0.75 se habla de yacimientos heterogéneos.

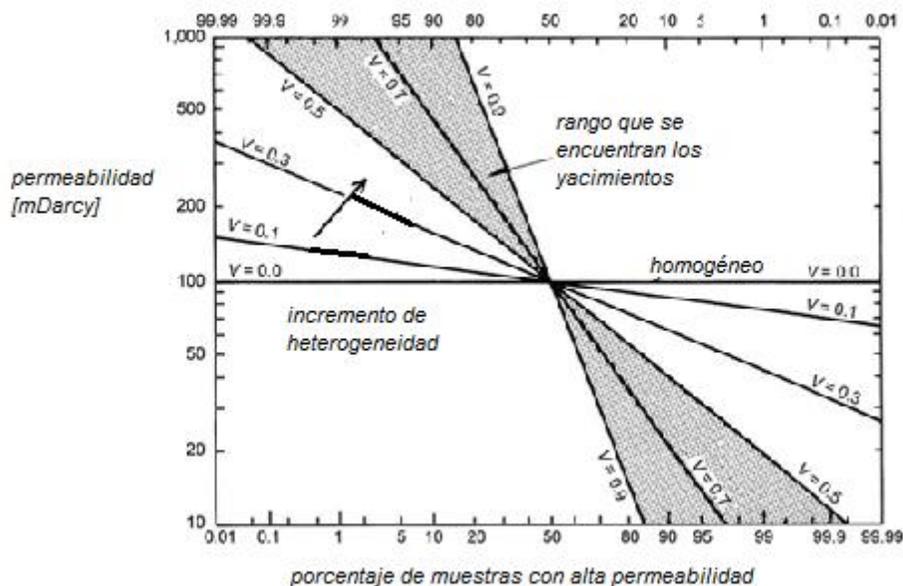


Fig. 1 13 Gráfica de caracterización de la variación de permeabilidad [7].

En México, la mayoría de los yacimientos están conformados por rocas carbonatadas, en las que se estima una mayor heterogeneidad en comparación con un yacimiento de arenas. Esta heterogeneidad es producto de las modificaciones de los minerales al momento de la interacción con los fluidos del yacimiento y, sin duda, también del proceso de sedimentación y litificación de la roca.



2. Evaluación geológica de yacimientos.

Un yacimiento petrolero es un sistema complejo de fluidos y rocas que, antes de iniciar su explotación, se encuentra en equilibrio. Es por ello, que el conocimiento y entendimiento de este sistema es fundamental para el desarrollo adecuado de la extracción de los hidrocarburos. Cada elemento que conforma el yacimiento tiene un papel determinante en su comportamiento futuro; y sin duda alguna, el estudiar y conocer las características de las rocas y fluidos petroleros es la base de un buen proceso de explotación.

El estudio y comprensión de las rocas conformantes de los yacimientos permiten tener más información relacionada los fluidos que contienen y el movimiento de estos a través de los poros ^[6]. Entonces, las condiciones y procesos de sedimentación y litificación que sufren los sedimentos constituyentes de las rocas, se ven reflejados en la **heterogeneidad/dispersividad** del medio.

Es por ello que conocer todo el proceso de formación de las rocas, visto desde el desprendimiento, transporte, acarreo y acumulación de los sedimentos; así como la litificación, sepultamiento e invasión de fluidos, representa una herramienta sumamente importante para la caracterización de la complejidad y heterogeneidad del medio poroso.

2.1 Sistemas de depósito.

La sedimentación es un proceso complejo, y como se ha mencionado, tiene un gran impacto en la formación de los hidrocarburos. Es importante que se describa y entienda todo el proceso que pasan los sedimentos antes de llegar a formar las rocas de interés petrolero que generan y/o almacenan al petróleo.

2.1.1 Intemperismo.

El intemperismo puede definirse como todo desgaste físico y alteración química que sufren las rocas o sus minerales en la superficie terrestre, y es el preámbulo para la formación de sedimentos.

Existen tres tipos de intemperismo ^{[8][9]}:

- Físico
- Químico
- Biológico.

Los cuales se originan debido a la interacción que tienen las rocas con la atmósfera, hidrósfera y biosfera.



Intemperismo físico.

Este tipo de intemperismo consiste en las modificaciones externas en una roca debido a variaciones altas en la temperatura, contacto directo con hielo, agua o exposiciones prologadas al sol.

Intemperismo químico.

Se refiere a todos aquellos procesos que modifican a las rocas superficiales alterando sus moléculas o iones por medio de soluciones.

Intemperismo biológico.

El intemperismo biológico es una combinación de los dos anteriores, ya que incluye alteraciones físicas por la interacción con raíces, organismos vivos, etc., y alteraciones químicas por la interacción con bacterias o ácidos húmicos, entre otros factores.

2.1.2 Erosión.

La erosión es el proceso por el cual empieza la disgregación de las rocas en pequeñas partículas llamadas sedimentos ^[4] y se define como el desgaste de la superficie de la roca por la interacción con el medio u otro cuerpo.

Los sedimentos son partículas sólidas desprendidas de una roca preexistente o de algún otro sólido precipitado por procesos inorgánicos o por efecto de algunos organismos vivos.

2.2 Transporte y depósito de sedimentos.

El transporte de sedimentos consiste en el movimiento del material intemperado y erosionado teniendo como punto de partida el momento de su desprendimiento de la roca original hasta su depositación.

El transporte de sedimentos está asociado a la presencia de corrientes de agua, viento y glaciares. Dicho transporte puede presentarse en cuatro formas distintas ^[9]:

1. Solución

Los sedimentos más pequeños y capaces de solubilizarse son desplazados por corrientes subterráneas o superficiales de agua hasta llegar a un río o lago, teniendo como destino final el mar.



2. Suspensión

La suspensión se presenta cuando existen sedimentos insolubles lo suficientemente pequeños para flotar en el medio y no asentarse rápidamente. De esta manera van flotando en el medio transportador hasta su depositación final.

3. Tracción

Esta es consecuencia de la interacción de las partículas con una superficie sólida. Cuando una corriente de agua o aire impacta sobre un sedimento imprime una fuerza que lo impulsa hacia adelante, sin embargo, la fricción en la zona que está en contacto con la otra superficie sólida se opone al movimiento y provoca que la partícula empiece a rodar, desgastándose constantemente. Ver figura 2.1

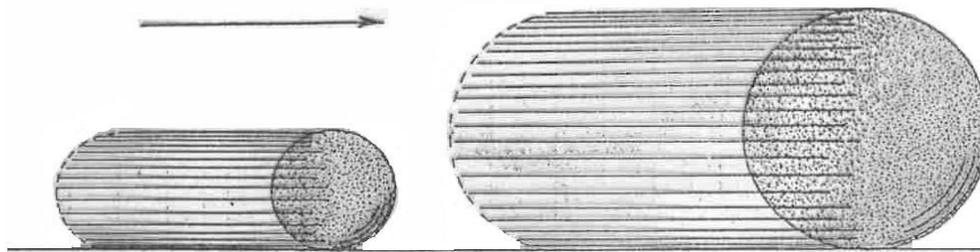


Fig. 2. 1 Proceso de tracción [8].

4. Saltación

La saltación hace referencia al momento en que los sedimentos van dando saltos a lo largo de todo el desplazamiento debido a cambios bruscos de dirección o alta energía en el medio de transporte. Ver figura 2.2.

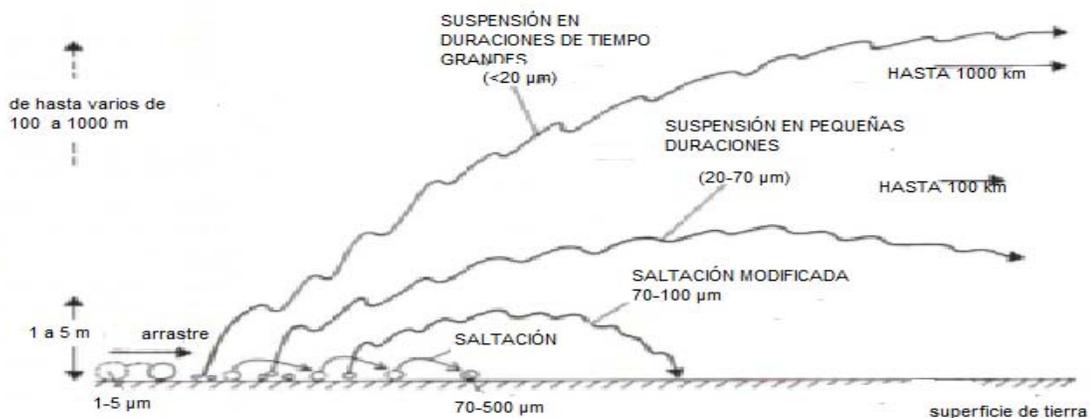


Fig. 2. 2 Proceso de saltación de los sedimentos [8].



Dicho esto, el medio que transporta a los sedimentos también tiene un impacto importante en la forma y distribución final de los mismos. Los principales agentes o medios de transporte son:

- Viento
- Agua
- Glaciar
- Gravedad

El final de un proceso de transporte de sedimentos ocurre cuando la corriente que acarrea a las partículas no puede seguir haciéndolo y estas comienzan a depositarse en un sitio topográficamente deprimido. Si el área de depósito es grande, entonces se conocerá como cuenca sedimentaria. Los sedimentos se van acumulando y tras una depositación constante llegan a formar estratos de grandes espesores. Ver figura 2.3.

Las acumulaciones pueden presentarse en ambientes terrestres, marinos o mixtos, dando como resultado rocas o elementos sedimentarios característicos que reflejan el proceso de transporte y sedimentación que sufrieron los sedimentos. A esos ambientes de depósito se les conoce como ambientes sedimentarios.

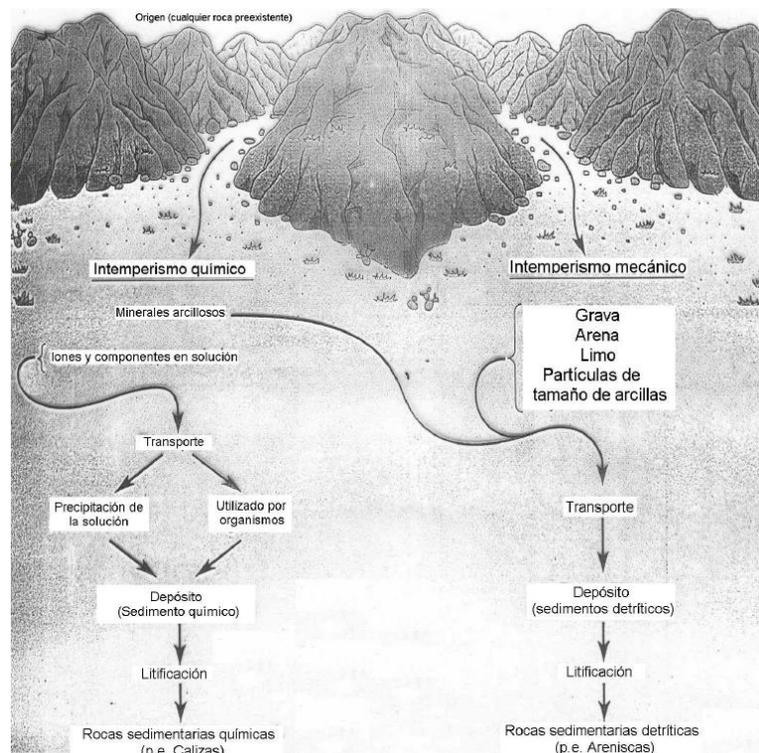


Fig. 2. 3 Procesos de intemperismo de los sedimentos [8].



2.2.1 Ambientes sedimentarios.

Un ambiente sedimentario es un lugar de la superficie terrestre en que se realizan procesos de sedimentación que pueden individualizarse en zonas limítrofes por sus características físicas, químicas y biológicas que determinan las propiedades del sedimento o roca sedimentaria y es diferenciable de los ambientes adyacentes (Rigby, 1972) ^[11].

Cada ambiente sedimentario tiene características particulares que lo definen e identifican de los demás. Sin embargo, pueden agruparse de acuerdo a ciertas condiciones de formación o ciertos elementos comunes permitiendo la siguiente clasificación:

- Ambientes sedimentarios continentales.
- Ambientes sedimentarios transicionales.
- Ambientes sedimentarios marinos.

Los factores considerados en la clasificación se observan en las figuras 2.4 a 2.6.

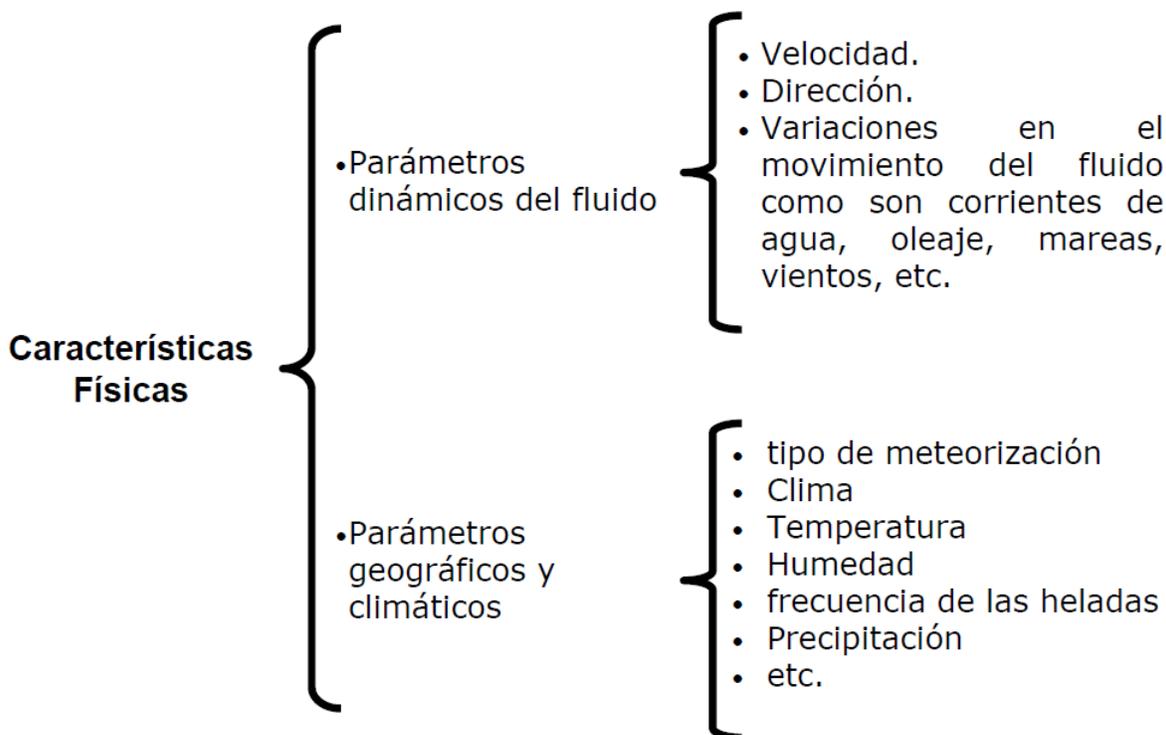


Fig. 2. 4 Características físicas de los ambientes sedimentarios.

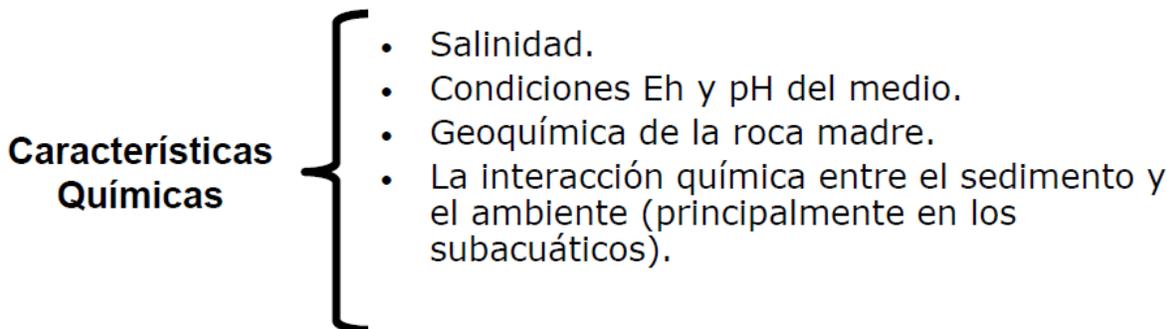


Fig. 2. 5 Características químicas de los ambientes de depósito.

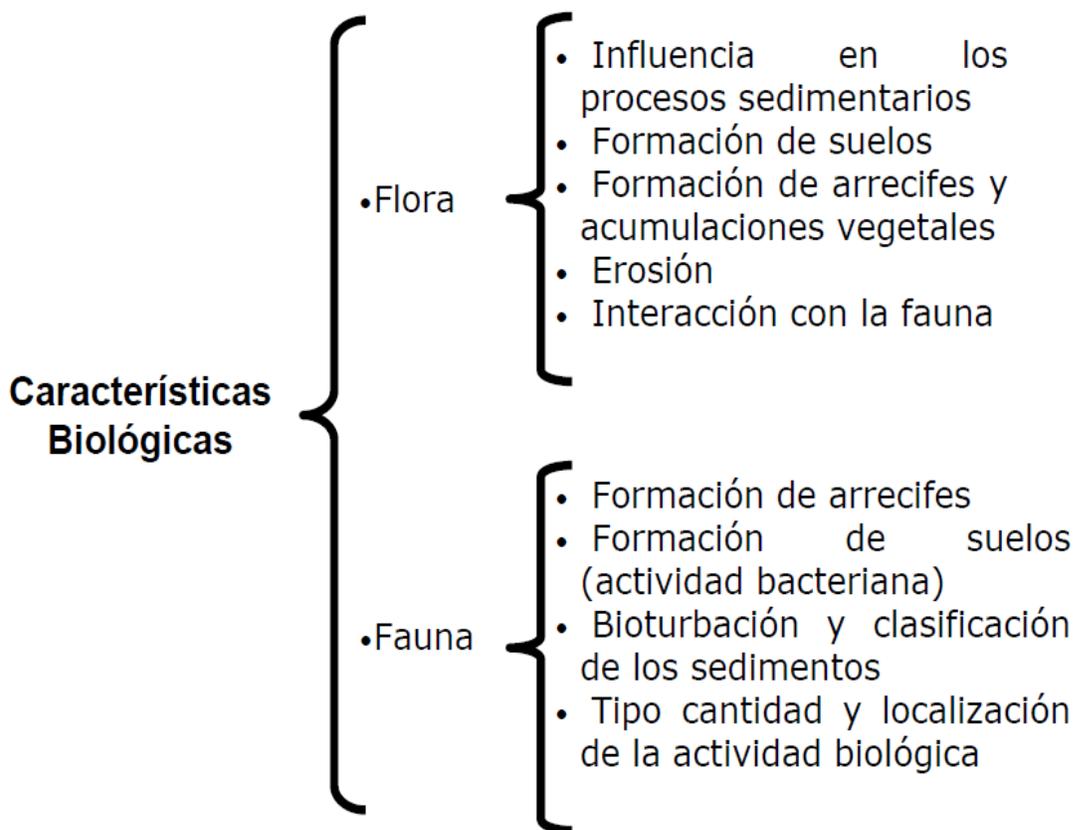


Fig. 2. 6 Características biológicas de los ambientes de depósito.

2.2.1.1 Ambientes Sedimentarios Continentales.

Este tipo de ambientes son los más conocidos y comprendidos debido a que, para su estudio, se tiene mayor facilidad de acceso debido a su localización en espacios continentales terrestres. Sin embargo, no representan estructuras sedimentarias importantes ya que no se llegan a acumular grandes espesores de sedimentos.



A pesar de ser ambientes continentales, existen diferencias de un punto geográfico a otro. El clima, vegetación, fauna, etc., son factores que modifican los ambientes, resultando ambientes particulares ^[9]:

- Glaciar
- Eólico
- Lacustre
- Abanico aluvial
- Fluvial
- Kárstico

2.2.1.2 Ambientes Sedimentarios Transicionales.

Estos ambientes se caracterizan por localizarse en la zona de interacción continente-océano, por lo que también sufren cambios continuos y rápidos ya que se ven fuertemente impactados por los factores marinos, continentales y biológicos.

Los diferentes ambientes estudiados e identificados son:

- Palustre
- Costa
- Delta
- Estuario
- Laguna

2.2.1.3 Ambientes Sedimentarios Marinos.

Estos ambientes son los de mayor interés, desde el punto de vista geólogo-petrolero, ya que el 72% de la superficie terrestre está cubierta con agua, además el 50% de los sedimentos y materia orgánica terminan acumulándose en un ambiente de este tipo, más específicamente, en una cuenca sedimentaria ^[10].

Los diferentes ambientes estudiados e identificados son:

- Plataforma Clástica
- Plataforma Carbonatada
- Arrecife
- Talud continental
- Planicies abisales



2.2.2 Facies sedimentarias.

Un concepto importante a revisar es el de facies sedimentarias.

Una facies puede definirse como un cuerpo de roca que presenta características específicas, color, textura, composición, contenido fósil, etc. Cuando la primera consideración de análisis es el contenido fósil se le conoce como biofacies, en cambio, cuando se consideran las características físicas y químicas de la roca entonces se habla de litofacies.

Asociación de facies. La diferencia entre facies es pequeña, involucrando, por ejemplo, cambios en la proporción de limo y lodo, la abundancia relativa y la diversidad de fósiles y diferencias en la laminación (Walker, 1983) ^[1]. Por lo anterior, es útil combinar muy de cerca la relación de facies con la asociación de facies, o grupos de facies genéticamente relacionadas una de otra y las cuales tienen una importancia de medioambiente.

Sucesión de Facies. El concepto de sucesión implica que ciertas propiedades de las facies cambien progresivamente en una dirección específica (vertical o lateralmente); estas propiedades pueden incluir la proporción de arena, la cantidad de bioturbación o el tamaño de grano, generando un mayor grado de heterogeneidad en el medio poroso.

Actualmente se cree que la distribución de facies y los cambios en estas dependen de los siguientes factores interrelacionados.

1. Procesos sedimentarios
2. Aporte sedimentario
3. Clima
4. Tectónica
5. Cambios en el nivel del mar
6. Actividad biológica
7. Química del agua
8. Vulcanismo

2.2.3 Petrografía Sedimentaria

Las características físicas y químicas que tiene una roca conformante de un yacimiento son determinantes a lo largo de todo el proceso de explotación del mismo, especialmente al momento de implementar un proceso de inyección (agua, trazadores y/o químicos). A nivel microscópico, la composición de la roca juega un papel de suma importancia, ya que es la que regula la interacción roca-fluido en el yacimiento.



La petrografía es la herramienta que permite conocer la composición mineralógica de las rocas, esta se encarga de observar el tipo de componente presente en la textura del material rocoso y clasificar según su origen ^[11] ^[12].

- Alogénicos o detríticos, originados fuera del ambiente de depósito;
- Autigénicos o químicos, precipitados químicos generados en la zona de depositación.

Rocas detríticas.

- Arena, limo y guijarros.
 - Granos detríticos que están formados principalmente de cuarzo, otros silicatos y fragmentos de roca.
- Arcilla y limo fino.

Pequeños granos detríticos que están formados principalmente de arcilla e incluyen otros minerales de grano fino tales como sericita, clorita y cuarzo en menor proporción.

Tabla 2. 1 Composición promedio de una roca detrítica.

Mineral	Contenido (%)
Cuarzo	69.8
Feldespatos	8.4
Micas	1.2
Clorita	1.1
Carbonatos	10.6
Minerales Arcillosos	6.9
Minerales de Fierro	1.7
Otros	0.3

Rocas químicas.

- Carbonatos de calcio. Principalmente calcita y dolomita
- Pedernal. Sílice precipitada en forma de ópalo, calcedonia o cuarzo micro granular.

Tabla 2. 2 Composición promedio de una roca química



Mineral	Contenido (%)
Cuarzo	3.7
Feldespatos	2.2
Carbonatos	92.8
Minerales Arcillosos	1
Minerales de Fierro	0.1
Otros	0.2

Siendo diferente la composición mineralógica de las rocas en un yacimiento petrolero, la interacción que presenta el sistema roca-fluidos también resulta diferente, afectada principalmente por las cargas eléctricas predominantes en la superficie de los granos y la carga predominante del fluido en contacto. La resultante de dicha interacción entre las cargas se ve reflejada en la mojabilidad de la roca, así como la posible adsorción de los fluidos posteriormente inyectados, en el caso de requerir un proceso de recuperación adicional.

Generalmente, un yacimiento petrolero está compuesto por rocas carbonatadas o areniscas, por lo que estos dos tipos de roca se han vuelto de mayor interés para los estudios de investigación y obtener una caracterización completa. De acuerdo a la información mineralógica mencionada en las tablas 2.1 y 2.2, además de comprobaciones experimentales, se ha caracterizado carga eléctrica negativa para roca arenisca y positiva para rocas carbonatadas [12]. Por lo que las primeras resultan con una mojabilidad preferente al agua y las segundas, al aceite. Considerando lo anterior, al inyectar un químico al yacimiento petrolero se altera el equilibrio presente, y de acuerdo a la carga característica del mismo interactúa con la carga superficial de los granos. Según la carga de un elemento, puede ser catiónico o aniónico, carga positiva o negativa, respectivamente. Como consecuencia, un fluido aniónico se adsorbe en una roca carbonatada y un fluido catiónico se adsorbe en una roca arenisca, efectos que pueden ser negativos o positivos de acuerdo al objetivo de la inyección de dicho fluido.

En cada uno de los ambientes sedimentarios mencionados, las características de los sedimentos difieren unas de otras debido a los procesos de acarreo y agentes de transporte involucrados en la formación de la cuenca sedimentaria, dando como resultado una heterogeneidad y dispersividad características en la acumulación final. Sin embargo, el proceso no se detiene ahí, la sedimentación es apenas el primer paso para la formación de un yacimiento petrolero. Entonces, se requiere de otros elementos y condiciones específicas del ambiente para la consolidación de una acumulación de hidrocarburos [8].



2.3 El sistema petrolero.

La formación de hidrocarburos requiere de elementos y características específicas del medio para llevarse a cabo. Es por eso que se ha desarrollado el término de **sistema petrolero**, el cual puede definirse como aquel sistema natural que engloba elementos y procesos geológicos necesarios para la formación de yacimientos de aceite y/o gas. ^[4]

La base del sistema petrolero recae en las rocas y elementos que participan directamente en la formación de petróleo, las cuales debido a la función que tengan dentro del sistema, pueden enumerarse como:

- Roca generadora
- Roca almacenadora
- Roca sello
- Trampas
- Migración.

2.3.1 Roca Generadora.

Una roca generadora puede definirse como todo aquel cuerpo rocoso que permita la conservación de materia orgánica en sus poros y, además, cuente con las condiciones necesarias para la posterior transformación de dicha materia orgánica en hidrocarburos. ^[9]

Una de las principales condiciones para que una roca sea considerada como generadora es que debe estar sepultada a una profundidad mayor a los mil metros, con la finalidad de brindar un ambiente con las características de presión y temperatura adecuadas para la maduración del material orgánico. ^[11] Lo anterior lleva a otra condición de suma importancia, la roca debe localizarse en una cuenca sedimentaria, sufriendo procesos de sepultamiento y hundimiento, con un aporte constante de sedimentos a lo largo del tiempo.

Una característica particular de las rocas generadoras es que están conformadas por granos finos. Esto debido a que, desde su desprendimiento hasta su depositación en la cuenca, las partículas se ven afectadas por el acarreo y transporte de diferentes medios, presentando un desgaste constante, lo que resulta en partículas pequeñas que dan paso a rocas de tamaño de grano pequeño y bien definido. Es por eso que entre las rocas generadoras más comunes se pueden mencionar a lutitas, lutitas calcáreas, calizas, calizas arcillosas y limolitas. ^{[10] [11]}.

De la misma manera que llegan los sedimentos a la cuenca, llega la materia orgánica, acumulándose simultáneamente. La cantidad de material orgánico



presente en la sedimentación será determinante en la cantidad y calidad de los hidrocarburos que se formen, es por ello que se requiere contar con al menos el 1% del Contenido Orgánico Total (COT), el cual se deriva de las partes blandas de los organismos vivos. Sin embargo, es importante mencionar que el volumen de hidrocarburos a formarse también está directamente relacionado con el volumen de roca generadora que se tenga presente, ya que el petróleo se forma en los poros de ésta; es decir, que un mayor volumen de roca da la posibilidad de una generación mayor de aceite y/o gas.

Siendo así, se puede concluir que una roca generadora debe cumplir tres condiciones geoquímicas esenciales^[11]:

1. **Cantidad.** Suficiente materia orgánica presente en la roca.
2. **Calidad.** De acuerdo al tipo de materia orgánica, es la calidad de los hidrocarburos generados.
3. **Madurez.** Condiciones adecuadas de presión y temperatura.

2.3.2 Roca Almacenadora.

Otro elemento del sistema petrolero es la roca almacenadora. Esta roca es identificada por sus características de porosidad y permeabilidad que permiten el flujo y almacenamiento de los hidrocarburos, con ayuda de una roca sello o trampa, después de migrar de la roca generadora.^[10]

La roca almacenadora tiene una extensión mucho mayor a la de los yacimientos, y, por lo general, fuera de las zonas de interés está saturada con agua.

En concreto, las rocas almacén deben cumplir con 3 condiciones básicas^[10]:

1. **Ser porosas.** El volumen poroso de una roca almacén es igual al volumen de fluidos que puede encontrarse en el yacimiento, por lo que, a mayor porosidad, mayor volumen de hidrocarburos.
2. **Ser permeables.** A mayor permeabilidad, mayor la facilidad con la que el aceite o el gas llegan de los poros interconectados a la boca del pozo, lo que se traduce como una mayor recuperación.
3. **Presentar continuidad lateral y vertical.** La roca debe presentar valores de porosidad y permeabilidad constantes en toda dirección del yacimiento, así como un cuerpo extenso y continuo.^[11]

Este elemento del sistema petrolero es el que mayor influencia tiene al momento de decidir si un yacimiento es explotable o no. Ya que, de acuerdo a las características mencionadas anteriormente, y tomando en cuenta al tipo de roca y fluido, se puede determinar qué volumen de hidrocarburos es recuperable. No sin dejar de lado el aspecto económico presente al momento de la explotación, ya que, a pesar de un



volumen escaso, o condiciones petrofísicas adversas, si el precio del petróleo es alto, los proyectos podrían resultar rentables ^[10].

2.3.2.1 Tipos de rocas almacenadoras.

Existen tres tipos de roca: ígneas, metamórficas y sedimentarias, sin embargo, más del 90% de las reservas mundiales de hidrocarburos se encuentran almacenados en las rocas sedimentarias, las cuales pueden ser de origen químico o terrígeno. Las rocas almacenadoras detríticas más comunes son las areniscas, mientras que, por parte de las rocas químicas, las calizas y dolomías son las más frecuentes, también conocidas como rocas carbonatadas. ^[11]

A pesar de tratarse de rocas sedimentarias, las detríticas y carbonatadas presentan diferentes condiciones petrofísicas y composicionales, lo que lleva a diferentes métodos y consideraciones de explotación.

Las características de una roca almacenadora de mayor interés son la porosidad y la permeabilidad, ya que la primera está relacionada con el volumen original que puede almacenar un yacimiento, mientras que la segunda determina la facilidad con la que los hidrocarburos son llevados a superficie.

Es por esa razón que caracterizar a una roca almacenadora es de suma importancia para una explotación exitosa, y tener identificadas las principales diferencias entre una roca carbonatada y una terrígena es fundamental para la caracterización de un yacimiento.

2.3.2.2 Roca arenisca almacenadora.

Una arenisca almacenadora presenta una composición mayormente silíceo, lo que la hace más resistente a los cambios que pudiera ocasionar un proceso de diagénesis, por lo que los valores de porosidad y permeabilidad en toda la extensión de la roca no presentan variaciones importantes (sistema relativamente homogéneo) ^[11].

Además, los sedimentos en una arenisca presentan formas esféricas bien definidas, esto como consecuencia de todo el proceso de sedimentación que sufren las partículas desde su desprendimiento del cuerpo original hasta la cuenca donde son sepultadas, lo que se traduce como una mejor porosidad y una buena graduación en la granulometría del sedimento, formando estratos definidos ^[10].



2.3.2.3 Roca carbonatada almacenadora.

Para las rocas carbonatadas almacenadoras, un proceso diagenético representa cambios de alto impacto en las propiedades petrofísicas de la roca, ya que los minerales que la componen son mucho menos estables que los de las areniscas.

Los sedimentos que conforman a estos cuerpos rocosos no sufrieron un proceso de sedimentación largo, de hecho, prácticamente la precipitación y sedimentación de los mismos es *in-situ*, por lo que la granulometría varía en toda la extensión de la roca, obteniendo así yacimientos altamente heterogéneos (variación de porosidad y permeabilidad lateral y vertical en un mismo cuerpo rocoso). Para ver a detalle las diferentes características, ver la tabla 2.3.

Tabla 2. 3 Comparación de la porosidad entre rocas carbonatadas y areniscas. Lesser C. (1993). *Geología de explotación petrolera.*

Aspecto de la porosidad a comparar	Areniscas	Carbonatos
Porcentaje de porosidad en sedimentos	25-40%	40-70%
Porcentaje de porosidad final en la roca	15-30%	5-15%
Tipos de porosidad primaria	Interpartícula	Intrapartícula
Tipos de porosidad final	Interpartícula	Variada a las modificaciones post depositacionales
Tamaño de los poros	Ligado al tamaño y clasificación de las partículas	Ligado al tamaño o clasificación de las partículas
Forma de los poros	Depende de la forma de las partículas	Depende de la forma de las partículas y procesos diagenéticos
Uniformidad de la forma, tamaño y distribución	Uniforme	Variable
Influencia de la diagénesis	Mínima	Alta
Influencia del fracturamiento	Mínima	Alta

2.3.3 Roca Sello.

Como se mencionó anteriormente, las rocas almacenadoras tienen características de porosidad y permeabilidad adecuadas para el almacenamiento y el fácil movimiento de los fluidos a través de ellas, sin embargo, para que un yacimiento pueda existir se requiere de algún cuerpo rocoso delimitador que impida el libre avance de los hidrocarburos.

De manera general, se puede definir a una roca sello como aquel cuerpo rocoso que, debido a sus características petrofísicas, no permite el flujo del petróleo, dejándolo atrapado en los poros de la roca almacenadora ^[10].



Al decir que una roca sello impide el flujo de los hidrocarburos no significa que la porosidad y permeabilidad en la roca sean inexistentes, lo que ocurre es que la permeabilidad de dicho elemento es realmente escasa o bien, sea mucho menor a la permeabilidad de la roca almacenadora, de tal manera que el aceite no pueda vencer las fuerzas capilares.

Una roca sello puede presentar una porosidad interesante, la única condición necesaria es que los poros no estén interconectados. Así mismo, si una roca presenta fracturas, porosidad secundaria, difícilmente se convertirá en una roca sello.

En un yacimiento convencional, se ha detectado que sólo se requiere de un sello arriba del área de interés y que este debe tener una extensión lateral bastante grande, y, además, una continuidad lateral en sus propiedades petrofísicas.

2.3.4 Trampa.

Una trampa petrolera puede definirse como toda estructura geológica capaz de mantener atrapado de manera natural a un volumen importante de hidrocarburos durante un cierto periodo de tiempo.

Bajo esa definición, se puede decir que una trampa está formada por una roca almacenadora y algún tipo de roca sello o elemento que impida la migración de los hidrocarburos ^[11].

No cabe la menor duda de la importancia de las trampas petroleras en la formación de un yacimiento económicamente explotable, es por eso que su estudio ha sido de gran interés para la industria petrolera. Hasta la fecha, se ha tratado de establecer una clasificación de las trampas en las que se abarquen todos los elementos y características que marcan una diferencia entre ellas, sin embargo, se debe tener en cuenta que una trampa petrolera se forma por condiciones estratigráficas específicas, cambios y litificación de los sedimentos, deformaciones geológicas o combinación de todas ellas.

Una clasificación utilizada que se muestra en la figura 2.7:

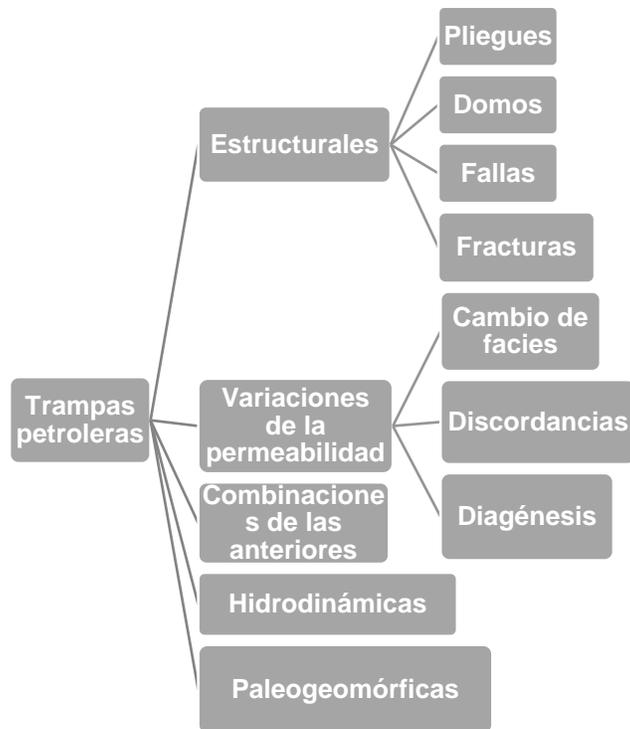


Fig. 2. 7 Clasificación de trampas [8].

2.3.5 Migración.

La migración puede definirse como todo aquel movimiento de los hidrocarburos dentro de los poros u otros canales preferentes de flujo de las rocas localizadas en el subsuelo [9].

El movimiento del petróleo a través de las rocas se debe a un diferencial de presión, el cual obliga a los fluidos a desplazarse de la zona de mayor presión hacia la región de menor presión [1]. Ver figura 2.8.

Existen diversos elementos que demuestran la migración del aceite y gas, de una roca a otra, entre los más importantes están:

- Chapopoterías. Estas son manifestaciones en la superficie de un yacimiento localizado en el subsuelo, por lo que las chapopoterías dejan claro que el hidrocarburo fluye, naturalmente, hacia la superficie.
- Yacimientos en rocas inorgánicas. Las rocas almacenadoras que contienen a los hidrocarburos, en su mayoría, no contienen la cantidad de materia orgánica necesaria para generar los grandes volúmenes existentes.
- Diferentes tipos de aceite. Se ha llegado a encontrar más de un tipo de aceite dentro de un yacimiento petrolero, esto indica que diferentes rocas generadoras son proveedoras de hidrocarburos a un mismo yacimiento.



- Mismo aceite, diferente lugar. Se ha localizado un mismo tipo de aceite en diferentes acumulaciones, receptáculos superpuestos.
- Ajustes estructurales de los fluidos. Independientemente de la forma del yacimiento, los hidrocarburos se acomodan y ajustan rápidamente de acuerdo a su densidad.
- Grandes volúmenes. Existiendo campos gigantes de petróleo. Es realmente difícil que una sola acumulación de materia orgánica se haya depositado en un mismo sitio y generado una cantidad tan grande de aceite y/o gas. Lo más sensato es aceptar que los hidrocarburos migraron de una roca generadora distinta y llegaron a una misma roca almacenadora, generando campos con un contenido importante de petróleo.

2.3.5.1 Migración Primaria.

La migración primaria es aquella que comprende todo movimiento de los hidrocarburos desde la liberación del kerógeno, hasta el desplazamiento a través de los capilares de la roca generadora ^[10]^[11].

La migración primaria consiste en distancias cortas, centímetros a metros, pero jamás kilómetros. Y termina en cuanto los hidrocarburos alcanzan la roca generadora o algún medio más permeable.

2.3.5.2 Migración Secundaria.

La migración secundaria abarca desde el momento en que los hidrocarburos abandonan a la roca generadora hasta el momento que encuentran alguna roca sello o trampa, o bien, cuando siguen fluyendo hasta salir a superficie ^[10]^[11].

La migración secundaria puede abarcar una distancia desde varios cientos de metros hasta centenas de kilómetros, si es que las condiciones tectónicas y geológicas son bastante estables.

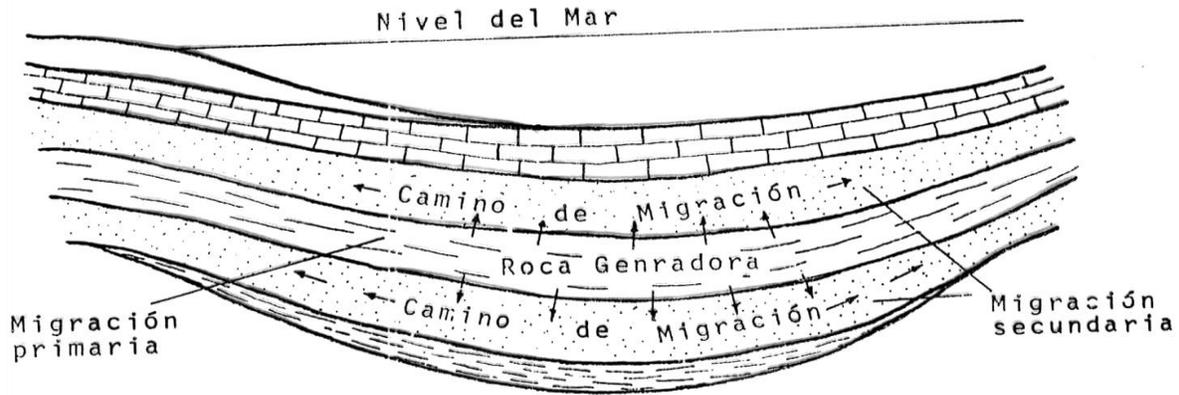


Fig. 2. 8 Proceso de migración del hidrocarburo de la roca generadora [11].

El conocimiento y entendimiento de la complejidad de un yacimiento petrolero es una herramienta sumamente poderosa para la exitosa explotación del mismo. Conocer las características petrofísicas del medio poroso, las variaciones de estas en toda la extensión del yacimiento, la cantidad y tipo de fluidos saturantes y las vías de comunicación existentes en todo el sistema, es la base para resolver los posibles problemas que se presenten en el proceso de explotación. Es decir, se requiere conocer y cuantificar el problema de la heterogeneidad y dispersividad del medio poroso para proponer e implementar una solución [12].

La necesidad de medir las características de la roca y yacimiento en general, ha llevado a desarrollar herramientas que no interactúen con el medio, pero a su vez, sean capaces de reflejar o identificar las condiciones de comunicación y dispersividad presentes en el yacimiento; dichas herramientas son sustancias conocidas como trazadores.



3. Trazadores en la Industria Petrolera.

Un yacimiento es, en términos microscópicos, un sistema complejo de tubos capilares interconectados (ver Anexo A2) que, el cual, con las condiciones apropiadas, permite el flujo de los hidrocarburos hasta la boca de un pozo productor [13].

Los hidrocarburos almacenados fluyen a las zonas de menor presión por todos los caminos posibles. Sin embargo, existen zonas preferentes de flujo por la que la mayoría de los fluidos se mueven.

Las fracturas, fallas y zonas de alta permeabilidad, son los conductos preferentes de flujo más comunes, capaces de modificar totalmente la trayectoria de los hidrocarburos.

Cuando llega el momento de implementar un proyecto de recuperación mejorada para cualquier yacimiento, es fundamental contar con la información básica característica del mismo. En el caso de un proyecto de inyección, ya sea de agua, gas o químicos a un yacimiento, es indispensable conocer las condiciones de comunicación predominantes en el medio poroso, con la finalidad de realizar un proyecto de desplazamiento eficiente y también las condiciones/variaciones de porosidad y permeabilidad presentes. Una herramienta comúnmente utilizada para identificar las vías de comunicación en un yacimiento es la inyección de un trazador.

3.1 Definición y Clasificación de Trazadores en la Industria Petrolera

Un trazador se puede definir como aquella sustancia, no presente naturalmente en un yacimiento, que se inyecta con la finalidad de obtener información acerca de las formaciones en explotación y conocer la dinámica que presentan los fluidos dentro del medio poroso [13].

Estas sustancias pueden detectarse gracias a ciertas características radiactivas u ópticas, propias de un componente del trazador, que generan una señal traducible en una curva de respuesta al momento de fluir a través de la roca [14].

Existen diversos elementos trazables en un yacimiento, con características particulares que, de acuerdo a las características del sistema roca-fluidos, se seleccionan para la evaluación del yacimiento. Los trazadores se comportan e interaccionan de diferente manera, por lo que se han identificado dos tipos [13][14]:

- Pasivos o ideales. Son aquellos que no alteran física ni químicamente el medio por donde fluyen, y de la misma manera, el medio no altera el comportamiento de los trazadores.



- Activos o no ideales. Se caracterizan por presentar ciertas interacciones físicas, químicas y/o biológicas con la roca, las cuales pueden medirse y relacionarse con alguna propiedad del medio inyectado.

El uso de trazadores ha tomado importancia gracias a los resultados que proporcionan estas pruebas. La tecnología de la inyección de trazadores a los yacimientos para la caracterización del medio poroso ha ido evolucionando, y con los análisis adecuados se puede obtener una estimación cuantitativa de diversos parámetros y/o comportamientos de los fluidos y la roca. Entre los más importantes [13]:

- Comunicación hidráulica existente entre los pozos.
- Saturación de fluidos en el yacimiento.
- Temperatura del yacimiento entre los pozos comunicados.
- Actividad de bacterias presentes en el medio.
- Condiciones de permeabilidad absoluta en el medio.
- Condiciones de porosidad en el medio.
- Espesor de los estratos que conforman al yacimiento.
- Cantidad de capas comunicantes.
- Grado de dispersividad en las características petrofísicas en cada estrato y en todo el yacimiento.

Los compuestos elementales por los que está conformado un trazador varían de acuerdo a sus siguientes características:

- Naturales: sustancias presentes en el agua inyectada como cationes, aniones o ciertos isótopos.
- Radioactivos: sustancias que presentan radioactividad, estabilidad en el yacimiento y detectables a bajas concentraciones, además su disposición comercial debe tener un costo razonable.
- Químicos: Compuestos estables y no degradables que se agregan a los fluidos inyectados para seguir su trayectoria en el yacimiento, mediante una propiedad óptica característica de un elemento base de su estructura.

Para que el trazador sea considerado como una buena herramienta de caracterización del yacimiento debe tener un desempeño y comportamiento específicos útiles para su seguimiento en el yacimiento, además de cumplir con ciertas condiciones indispensables [13][14]:

- El trazador no debe cambiar ninguna de las propiedades y/o condiciones del medio, es decir, que no debe presentarse adsorción física o química entre roca y el compuesto inyectado.



- El medio no debe contener naturalmente al trazador, o en su defecto, debe presentarse en muy bajas concentraciones.
- El trazador debe ser soluble en el fluido a inyectar.
- El trazador debe presentar estabilidad térmica, química y biológica a condiciones de yacimiento.
- El trazador debe tener bajos costos comerciales.

3.1.1 Trazadores químicos.

Existe una clasificación muy general sobre los trazadores químicos que se utilizan en la industria petrolera actualmente ^[14]. Los tres grupos más grandes son:

Trazadores colorantes.

Se refieren principalmente a las tintas fluorescentes. Al ser inyectadas, estas sustancias presentan cierta retención en el medio poroso, la cual es interpretada como retardo y disminución de la concentración a la salida del medio poroso.

Trazadores iónicos.

Este tipo de trazadores se encuentran naturalmente en el agua de formación. Por lo que su evaluación va más enfocada en las variaciones de concentración que se presenten debido a la inyección de un nuevo fluido.

Trazadores orgánicos.

Dentro de este grupo de trazadores se encuentran los alcoholes y otras moléculas más modernas como los ácidos benzoicos fluorinados, las cuales presentan una longitud de onda característica y a través de indicadores ópticos (Transmitancia/Absorbancia) se estudia la variación de la concentración del trazador en el tiempo de inyección.

3.2 El fenómeno de difusión y dispersión

En el estudio de un medio poroso con uso de un trazador químico, la difusión y la dispersión son conceptos fundamentales para la determinación de la dispersividad y heterogeneidad del medio.

Cuando dos fluidos entran en contacto se forma una interfase definida, la cual se va perdiendo (difundiéndose) lentamente. Conforme el tiempo avanza uno de los componentes se va perdiendo en el otro, y la interfase se vuelve difusa, es decir, que se genera un gradiente de concentración de una de las sustancias dentro de la otra; entonces, se presenta el fenómeno conocido como difusión molecular, el cual es debido al movimiento aleatorio de las moléculas. Las moléculas de la sustancia que se difunde no se distribuyen de manera uniforme y cada una de ellas se mueve alrededor de posiciones relativas. Sin embargo, si no existe un gradiente de



concentración, la difusión pierde significado porque no habría variación que medir en el comportamiento de las moléculas. Si una molécula permanece constantemente inmóvil respecto a la otra, la difusión o mezcla no se produce. La difusión es un término reservado para la propagación de la mezcla a nivel molecular, donde el movimiento es aleatorio (movimiento browniano en los fluidos) [15].

A escala de yacimiento, el fenómeno de difusión resulta no ser el único parámetro en la cuantificación de la heterogeneidad del medio, ya que se presenta un fenómeno que es directamente influenciado por la dispersividad del medio poroso. Entonces la difusión resulta ser un concepto base para la comprensión y desarrollo del modelo matemático de la dispersión, fenómeno que resulta un indicador cuantitativo de la dispersividad de un medio poroso [15].

Cuando se presenta el flujo de un fluido a través de un medio poroso, existe un factor adicional de mezclado llamado dispersión, el cual se debe a un flujo desigual que genera diferentes gradientes de concentración a lo largo de un mismo medio, es decir, se refiere a los efectos que ofrecen los poros interconectados en un sistema, el cual está asociado al flujo, y se presenta cuando existe una fluctuación de velocidad o una corriente de división que se vuelve a unir a lo largo de una trayectoria (canales porosos), por lo que la dispersión es la convección de flujo inducida por la difusión o el mezclado [16][17].

La dispersión también es llamada como la difusión inducida por el flujo de transporte, debido a las variaciones de los canales porosos que actúan como obstrucciones geométricas, creando divisiones y conexiones de flujo y obteniendo como consecuencia una difusión en el medio poroso a lo largo de la trayectoria del trazador como se observa en la figura 3.1 [18]

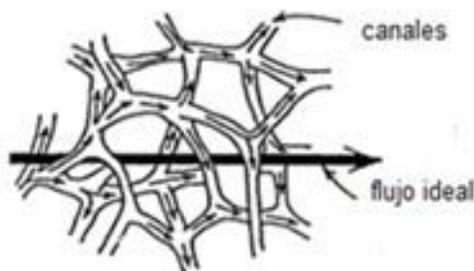


Fig. 3 1 Flujo en el medio poroso (Freeze, R.A. and Cherry, J.A., 1979) [15].

Existen dos tipos de dispersión a considerar en un proceso de flujo en un medio poroso, la dispersión longitudinal y la dispersión transversal, la primera hace referencia a la dispersión originada en toda la interfase de los fluidos en dirección paralela al flujo neto; mientras que la segunda hace referencia a la dispersión



ocasionada debido a la transferencia de masa entre corrientes de flujo en dirección perpendicular al flujo neto ^[19].

A partir del estudio de la dispersión, nace la dispersividad, la cual es una propiedad del sistema rocoso analizado que está en función de las propiedades del medio poroso y del fluido que lo satura. Se define como la complejidad de comunicación hidráulica presente en el medio y la complejidad geométrica del mismo. Entonces, la dispersividad expresa el grado de heterogeneidad del medio poroso.

La dispersividad de un medio poroso se ve afectada directamente por 1) el gradiente de velocidad presente en cada garganta de poro, 2) los diferentes tamaños de poro y la tortuosidad presente en el sistema y 3) la interdigitación que se puede presentar en las gargantas de poro del yacimiento. Dicho esto, el esparcimiento de las partículas del trazador depende directamente de la dispersividad; y a su vez, esta depende de las propiedades del medio poroso y de los fluidos que lo saturan.

3.3 Evaluación en la inyección de trazadores.

Los trazadores que se inyectan a un yacimiento tienen la finalidad de proporcionar información de las condiciones del sistema roca-fluidos. Debido a esto, los datos obtenidos por una prueba de trazador deben de analizarse para traducirlos en la información deseada.

A grandes rasgos, una prueba de inyección de trazador químico consiste en la inyección disuelto en un fluido, generalmente agua, para después realizar un monitoreo del comportamiento de la concentración del trazador en los pozos productores. Estos pozos se definen como pozos observadores, ya que en ellos se detecta la respuesta del trazador, llevando un registro de la concentración de la sustancia a lo largo del tiempo y/o distancia ^[13] ^[14].

En la figura 3.2 se puede observar un cuerpo poroso cilíndrico, que generalmente, es la representación ideal de un yacimiento. Al realizar la inyección del trazador como un pulso en un sistema poroso, su comportamiento se ve reflejado como una curva gaussiana (ver figura 3.3), debido al fenómeno físico que sufren las moléculas y también por los efectos de fluir por los diferentes caminos que presenta el espacio poroso, difusión y dispersión, respectivamente.

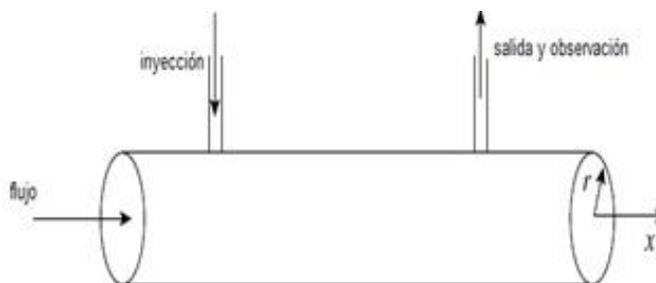


Fig. 3 2 Modelo ideal de inyección en un capilar del medio poroso.

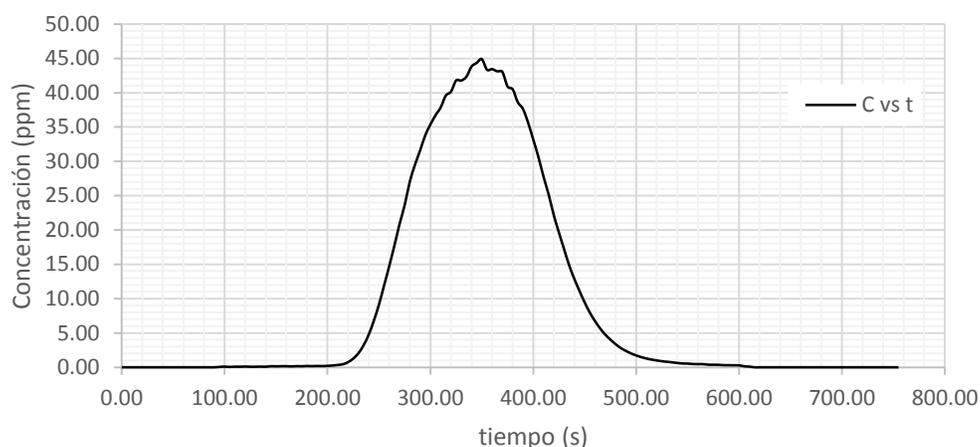


Fig. 3 3 Curva típica de concentración vs tiempo de inyección de un pulso de un trazador.

La teoría del flujo de trazadores se basa en la ecuación de difusión-advección, desarrollada a partir de la ecuación general de conservación de masa, suponiendo el desplazamiento de una solución trazadora en un tubo capilar de radio r .

La inyección de una señal en impulso de trazador consiste en una inyección “instantánea” de solución.

De esta manera, la curva resultante será una campana gaussiana, denominada como curva C; la cual representa el comportamiento del trazador con respecto al tiempo mientras se presenta un flujo continuo, desde el punto de inyección hasta el punto de lectura ^[18].

Partiendo de la ecuación de conservación de masa para cualquier especie a en una mezcla, donde $a=1, 2, 3, \dots, n$. Considerando un volumen de dimensiones $\Delta r \Delta \theta \Delta z$, y al término R_a como el correspondiente a la reacción química producida por las diferentes especies de la mezcla, entonces:



$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = -(\nabla \cdot N_a) \pm R_a, \dots \dots \dots (18)$$

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = -\left(\frac{1}{r} \frac{\partial r N_a}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial N_a}{\partial \theta} + \frac{\partial N_a}{\partial z}\right) \pm R_a, \dots \dots \dots (19)$$

Donde N_a representa al flux molar de transferencia de masa.

Al considerar que no se presenta reacción química entre los componentes de la mezcla, entonces:

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = -(\nabla \cdot N_a) \pm R_a, \dots \dots \dots (20)$$

Obteniendo:

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = -(\nabla \cdot N_a), \dots \dots \dots (21)$$

Donde:

$$N_a = C_a v_{dif} + C_a v, \dots \dots \dots (22)$$

$$N_a = J_a + v C_a, \dots \dots \dots (23)$$

Definiendo J_a como el término que representa al fenómeno difusivo y $v C_a$ al convectivo. Además v representa la velocidad promedio a la que viaja el trazador y C_a representa la concentración de la solución trazadora.

Entonces:

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = -(\nabla \cdot J_a) - (\nabla \cdot v C_a), \dots \dots \dots (24)$$

Combinando con la Ley de Fick:

$$J_a = -D_d \nabla C_a, \dots \dots \dots (25)$$

Donde D_d representa el coeficiente de difusión molecular.

Resulta:

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = -(\nabla \cdot -D_d \nabla C_a) - (\nabla \cdot v C_a), \dots \dots \dots (26)$$



$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = D_d \nabla^2 C_a - (v \cdot \nabla C_a) - C_a (\nabla \cdot v), \dots \dots \dots (27)$$

Por la ecuación de continuidad:

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = D_d \nabla^2 C_a - (v \cdot \nabla C_a) - C_a (\nabla \cdot v), \dots \dots \dots (28)$$

Entonces:

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = D_d \nabla^2 C_a - (v \cdot \nabla C_a), \dots \dots \dots (29)$$

Donde el primer término corresponde al fenómeno de difusión y el segundo a la advección.

Desarrollando la ecuación (29):

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = D_d \left(\frac{1}{r} \frac{\partial^2 r C_a}{\partial r^2} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 C_a}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 C_a}{\partial z^2} \right) - \left(v_r \frac{\partial r C_a}{\partial r} + \frac{v_\theta}{r} \frac{\partial C_a}{\partial \theta} + v_z \frac{\partial C_a}{\partial z} \right), \dots \dots \dots (30)$$

Si se considera sólo la dispersión axial, debido a las características del tubo capilar, r despreciable:

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = D_d \left(\frac{1}{r} \frac{\partial^2 r C_a}{\partial r^2} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 C_a}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 C_a}{\partial z^2} \right) - \left(\frac{v_r}{r} \frac{\partial r C_a}{\partial r} + \frac{v_\theta}{r} \frac{\partial C_a}{\partial \theta} + v_z \frac{\partial C_a}{\partial z} \right), \dots \dots \dots (31)$$

Llegando a la ecuación general de Difusión-Advección para el flujo a través de un tubo capilar.

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = D_d \frac{\partial^2 C_a}{\partial z^2} - v_z \frac{\partial C_a}{\partial z}, \dots \dots \dots (32)$$

3.3.1 Análisis para un medio poroso.

Cuando se realiza el análisis en un medio poroso, además de la difusión molecular; la dispersión mecánica juega un papel importante en la determinación de la dispersividad del medio y por eso el coeficiente D_d no es suficiente para representarla. La dispersión hidrodinámica D_h es el término que incluye los efectos



por difusión molecular y dispersión mecánica en la determinación de la dispersividad de un medio poroso.

Entonces el coeficiente de dispersión hidrodinámica se define como:

$$D_h = D_e + D, \dots \dots \dots (33)$$

Donde, D_h es el coeficiente de dispersión hidrodinámica, D_e coeficiente de difusión efectivo y D es el coeficiente de dispersión mecánica ^[19]. El coeficiente de difusión efectivo se obtiene de la siguiente ecuación:

$$D_e = wD_d = \frac{D_d}{\tau^2}, \dots \dots \dots (34)$$

Donde w es el factor que relaciona la tortuosidad (τ) del medio, la cual es una medición del efecto de la forma de los caminos por los que fluyen las moléculas en el medio poroso. Por otro lado, D representa el coeficiente de dispersión. Este coeficiente es igual a la propiedad del medio llamada dispersividad (α) por la velocidad intersticial a la que se mueve el fluido. En la dirección del flujo, D_L es el coeficiente de dispersión longitudinal, mientras que D_T es el coeficiente de dispersión transversal, para la dirección perpendicular al flujo.

En general, el desplazamiento de un fluido a través de un medio poroso es simulado considerando la advección, dispersión mecánica y la difusión, simultáneamente. A bajas velocidades de flujo, el transporte se ve dominado por la difusión, mientras que, a altas velocidades, el fenómeno dominante es la advección.

En la ecuación general que describe el transporte de un trazador es necesario incluir la porosidad del sistema y hacer una diferencia entre la porosidad efectiva ϕ_e , la cuál es la porosidad disponible para el flujo continuo o advección, y la porosidad accesible para la difusión ϕ , la cuál es la fracción del total de la porosidad llena con agua que está disponible para el transporte difusivo. La porosidad accesible para difusión no siempre es igual a la porosidad total, suele ser menor ya que la investigación en arcillas compactas sugiere que sólo una fracción de la porosidad total llena de agua está disponible para el transporte difusivo. Esto es causado por los efectos de exclusión de tamaño, es decir, algunos poros son más estrechos que el tamaño de iones, y por la carga negativa estructural permanente en la superficie de los granos, ocasiona que iones con carga negativa sean excluidos de los espacios interparticulares más estrechos de la arcilla (Horseman et. al 1996 ^[15]). La porosidad efectiva y la porosidad accesible de difusión no son necesariamente las mismas ya que la dispersión de un trazador puede tener lugar en un cuerpo de agua inmóvil, aunque estos cuerpos de agua inmóviles pueden intercambiar un trazador con el agua que los rodea por difusión molecular (Bear y Verruijt 1994 ^[15]). Por consiguiente, la porosidad accesible para difusión puede ser mayor que la porosidad efectiva ya que la primera incluye también una fracción de la porosidad llena de agua inmóvil. En consecuencia, una porosidad puede ser necesaria para el cálculo de la velocidad de advección, mientras que otra puede ser necesaria para la



evaluación de la tasa de acumulación de masas. Sin embargo, en lugar de mencionar a dos términos de porosidad, la convención, en el análisis de transporte advectivo-dispersivo, ha sido la utilización de un único valor agrupado de porosidad (Zheng y Bennett 2002) [20].

Entonces la ecuación de difusión-advención para un medio poroso queda de la siguiente manera:

$$\phi \frac{\partial C_a}{\partial t} = \phi D_e \frac{\partial^2 C_a}{\partial z^2} + \phi_e D \frac{\partial^2 C_a}{\partial z^2} - \phi_e v \frac{\partial C_a}{\partial z}, \dots \dots \dots (35)$$

Donde ϕ es la porosidad accesible para difusión, C_a es la concentración del trazador, ϕ_e es la porosidad efectiva y v es la velocidad efectiva de advención. Además D_e se define como el coeficiente de difusión efectivo, esto porque, en un medio poroso, la difusión no es tan rápida ya que los iones deben seguir caminos más largos a través de los granos y minerales de la roca.

La ecuación de transporte de trazador a menudo se simplifica suponiendo que el componente de transporte de trazador debido al agua inmóvil en el medio poroso puede ser despreciado. En consecuencia, la porosidad efectiva es considerado como casi equivalente a la porosidad total y a la porosidad accesible para difusión. Esta ecuación se convierte en:

$$\phi \frac{\partial C_a}{\partial t} = \phi \left(D_e \frac{\partial^2 C_a}{\partial z^2} + D \frac{\partial^2 C_a}{\partial z^2} - v \frac{\partial C_a}{\partial z} \right), \dots \dots \dots (36)$$

$$\phi \frac{\partial C_a}{\partial t} = \phi \left((D_e + D) \frac{\partial^2 C_a}{\partial z^2} - v \frac{\partial C_a}{\partial z} \right), \dots \dots \dots (37)$$

$$\phi \frac{\partial C_a}{\partial t} = \phi \left(D_h \frac{\partial^2 C_a}{\partial z^2} - v \frac{\partial C_a}{\partial z} \right), \dots \dots \dots (38)$$

Finalmente, se llega a la ecuación general de difusión-advención para un medio poroso:

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = D_h \frac{\partial^2 C_a}{\partial z^2} - v \frac{\partial C_a}{\partial z}, \dots \dots \dots (39)$$

La cual es capaz de captar los efectos de la difusión molecular, la dispersión mecánica y la advención presentes en el flujo de trazador en un medio poroso [19].

Para cada prueba de inyección o desplazamiento se tienen condiciones experimentales variables, por ejemplo, diferentes tiempos y gastos de inyección, características petrofísicas del medio poroso, longitud del medio, entre otros; es por ello que los parámetros a analizar se deben trabajar en su forma adimensional [18]:



Las variables adimensionales.

Concentración adimensional:

$$C = \frac{c}{Q}, \dots \dots \dots (40)$$

$$\int_0^\infty C dt = \int_0^\infty \frac{c}{Q} dt = 1, \dots \dots \dots (41)$$

donde:

$$Q = \int_0^\infty C dt, \dots \dots \dots (42)$$

Tiempo adimensional:

$$\theta = \frac{t}{\bar{t}}, \dots \dots \dots (43)$$

Donde el tiempo promedio se calcula:

$$\bar{t} = \frac{\int_0^\infty tC dt}{\int_0^\infty C dt}, \dots \dots \dots (44)$$

O bien, en forma discreta:

$$\bar{t} = \frac{\sum t_i C_i \Delta t}{\sum C_i \Delta t}, \dots \dots \dots (45)$$

Mientras que la varianza adimensional se define cómo:

$$\sigma_\theta^2 = \frac{\sigma^2}{\bar{t}^2}, \dots \dots \dots (46)$$

Donde la Varianza se define como:

$$\sigma^2 = \frac{\int_0^\infty (t-\bar{t})^2 C dt}{\int_0^\infty C dt}, \dots \dots \dots (47)$$

O bien en forma discreta:

$$\sigma^2 = \frac{\sum (t_i - \bar{t})^2 C_i \Delta t}{\sum C_i \Delta t}, \dots \dots \dots (48)$$

Entonces, al retomar la ecuación general de Difusión-Advección, y considerando que:

$$Z = \frac{z}{L}, \dots \dots \dots (49)$$

$$z = ZL, \dots \dots \dots (50)$$



$$\theta = \frac{t}{\bar{t}} = \frac{tv}{L}, \dots \dots \dots (51)$$

$$t = \frac{\theta L}{v}, \dots \dots \dots (52)$$

$$C = \frac{c}{Q}, \dots \dots \dots (53)$$

$$C = QC, \dots \dots \dots (54)$$

Sustituyendo en la ecuación 39:

$$\frac{\partial QC}{\partial \left(\frac{\theta L}{v}\right)} = D_h \left(\frac{\partial^2 QC}{\partial (ZL)^2}\right) - v \left(\frac{\partial QC}{\partial ZL}\right), \dots \dots \dots (55)$$

Y al ser Q y L constantes, la ecuación puede describirse como:

$$\frac{Q}{L} \frac{\partial C}{\partial \theta} = D_h \left(\frac{Q}{L^2}\right) \left(\frac{\partial^2 C}{\partial Z^2}\right) - v \left(\frac{Q}{L}\right) \left(\frac{\partial C}{\partial Z}\right), \dots \dots \dots (56)$$

$$\frac{vQ}{L} \frac{\partial C}{\partial \theta} = D_h \left(\frac{Q}{L^2}\right) \left(\frac{\partial^2 C}{\partial Z^2}\right) - v \left(\frac{Q}{L}\right) \left(\frac{\partial C}{\partial Z}\right), \dots \dots \dots (57)$$

Multiplicando todo por el término $\frac{L}{vQ}$, resulta:

$$\frac{L}{vQ} \frac{vQ}{L} \frac{\partial C}{\partial \theta} = D_h \frac{L}{vQ} \left(\frac{Q}{L^2}\right) \left(\frac{\partial^2 C}{\partial Z^2}\right) - v \frac{L}{vQ} \left(\frac{Q}{L}\right) \left(\frac{\partial C}{\partial Z}\right), \dots \dots \dots (58)$$

Llegando a la ecuación adimensional general de Difusión-A dvección para un medio poroso:

$$\frac{\partial C}{\partial \theta} = \left(\frac{D_h}{vL}\right) \left(\frac{\partial^2 C}{\partial Z^2}\right) - \left(\frac{\partial C}{\partial Z}\right), \dots \dots \dots (59)$$

A $\left(\frac{D_h}{vL}\right)$ se le conoce como el módulo de dispersión del sistema; donde se puede traducir como una representación numérica del grado de dispersión del medio poroso. Si el módulo de dispersión tiende a 0, el proceso de desplazamiento es de tipo pistón. Mientras que, si el módulo tiende a infinito, se presenta un flujo en mezcla completa, es decir, la dispersividad del medio es alta [18].



La forma general del número de Peclet se define como la relación de los coeficientes del término advectivo y dispersivo de la ecuación multiplicada por una longitud L a una velocidad v ^{[19] [23] [24]}.

$$P_e = \frac{vL}{D_h}, \dots\dots\dots(60)$$

Entonces se observa que:

$$\left(\frac{D_h}{vL}\right) = P_e^{-1}, \dots\dots\dots(61)$$

Al realizar una prueba de inyección se debe considerar que se tiene un flujo pistón, y que por consecuencia se presenta un grado de retro mezcla o inter mezcla, el cual no dependerá de la posición en el medio poroso o cualquier otro recipiente por el que se presente el flujo. A partir de esta idea es que nace un modelo de dispersión, el cual considera las variaciones en la velocidad de flujo e intensidades de turbulencia en el mismo ^[18].

De tal manera que se pueden presentar diferentes condiciones de flujo, que varía desde un flujo ideal en pistón hasta un flujo en mezcla completa, ver figura 3.4.

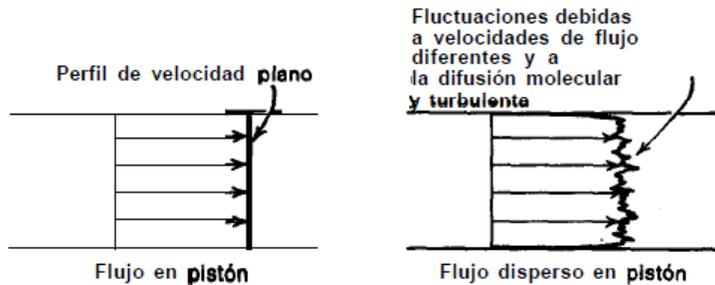


Fig. 3 4 Representación del modelo de dispersión (flujo disperso en pistón) ^[18].

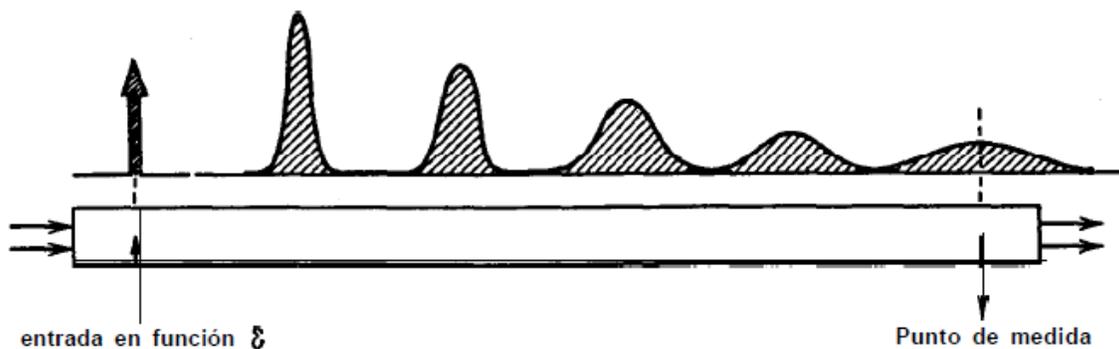


Fig. 3 5 Comportamiento de una inyección de trazador de tipo pulso a lo largo de tiempo ^[18].



En la figura 3.5 se puede observar el efecto de la difusión molecular sobre la inyección de un pulso de trazador a un fluido en flujo continuo. Conforme el tiempo transcurre, la difusión molecular aumenta, tendiendo a un comportamiento de mezcla completa.

De acuerdo al comportamiento y condiciones mencionadas, la solución a la ecuación adimensional de difusión-advección puede representarse con la curva simétrica **C**:

$$C = \frac{1}{2\sqrt{\pi\left(\frac{D_h}{vL}\right)}} \exp\left[-\frac{(1-\theta)^2}{4\left(\frac{D_h}{vL}\right)}\right], \dots\dots\dots(62)$$

La solución de la ecuación de difusión-advección para medios porosos se puede comparar con la ecuación general que representa una curva gaussiana para cualquier distribución normalizada, ecuación 63:

$$C_\theta = \frac{1}{2\sqrt{\pi\frac{\sigma_\theta^2}{2}}} \exp\left[-\frac{(1-\theta)^2}{4\left(\frac{\sigma_\theta^2}{2}\right)}\right], \dots\dots\dots(63)$$

Debido a la geometría y la reincorporación de corrientes en superficies sólidas, en el medio poroso existe una distribución de velocidad de flujo, por lo cual se observa el flujo en forma de tapón y con ello se valida el comportamiento de la distribución normal y también el comportamiento de la curva gaussiana.

Al comparar ambas ecuaciones se llega a la siguiente ecuación:

$$\sigma_\theta^2 = 2\left(\frac{D_h}{vL}\right), \dots\dots\dots(64)$$

De donde el módulo de dispersión puede ser obtenido en función de la varianza adimensional, es decir, de un análisis estadístico [25].

$$\left(\frac{D_h}{vL}\right) = \frac{\sigma_\theta^2}{2}, \dots\dots\dots(65)$$

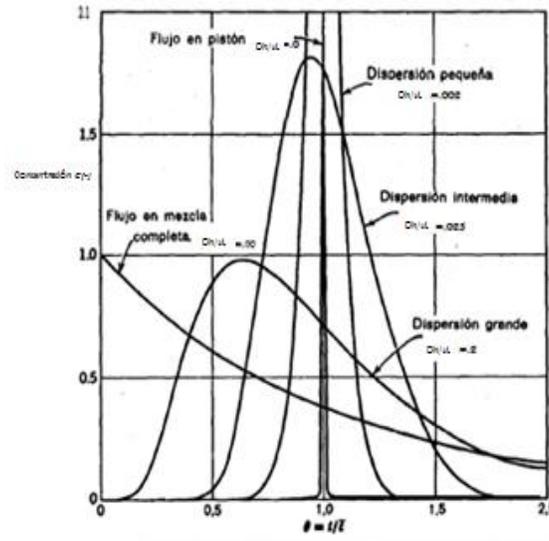


Fig. 3.6 Comparación de las curvas tipo pulso y la variación del módulo de dispersión entre ellas [18].

Al analizar las curvas normalizadas de la figura 3.6, se observa el comportamiento del trazador en el medio poroso, donde se puede apreciar que, para la dispersión del medio, a valores mayores presenta un comportamiento no ideal, por lo que se infiere que el medio poroso no es homogéneo. Idealizando este concepto, se muestra en un modelo de flujo el comportamiento de la dispersión del medio. Donde a valores de dispersión pequeña actúa como un sistema homogéneo [18].

Una vez obtenido el módulo de dispersión se obtiene el coeficiente de dispersión hidrodinámica [24]:

$$D_h = \frac{D_h}{vL} vL, \dots \dots \dots (66)$$

Donde v es la velocidad promedio y L la longitud del sistema.

En el caso del medio poroso, la velocidad promedio v debe ser sustituida por la velocidad promedio intersticial o velocidad de Duput – Farchheimer, la cual se define como [22]:

$$v_i = \frac{v}{\phi}, \dots \dots \dots (67)$$

Por lo tanto, la ecuación 66 se convierte en:

$$D_h = \frac{D_h}{v_i L} v_i L, \dots \dots \dots (68)$$

El coeficiente de difusión efectivo se obtiene de manera directa de la siguiente ecuación:



$$D_h = \frac{r^2 v_i^2}{48 D_e}, \dots \dots \dots (69)$$

Donde D_h es el coeficiente de dispersión hidrodinámica, D_e es el coeficiente de difusión efectivo y r es el radio de las partículas que forman al medio poroso.

Y, para conocer el coeficiente de dispersión, de la ecuación 33:

$$D = D_h - D_e, \dots \dots \dots (70)$$

Finalmente, para calcular la dispersividad del medio [23][26]:

$$\alpha = \frac{D}{v_i}, \dots \dots \dots (71)$$

Donde D es el coeficiente de dispersión y v_i es la velocidad intersticial del fluido a través del medio poroso.

La dispersividad del medio se mide en unidades de longitud, siendo para este caso en (m).

La concentración no es el único parámetro que brinda información sobre las condiciones del yacimiento en estudio. Es por ello que determinar la cantidad de trazador inyectado al medio poroso y la cantidad de trazador recuperado en los pozos productores o al final del sistema experimental es de suma importancia. Para conocer la cantidad de trazador inyectada se puede utilizar directamente la ecuación [13]:

$$m_{inyectada} = Q C_0 t, \dots \dots \dots (72)$$

Donde Q es el gasto de inyección, C_0 es el valor de la concentración inicial de la solución del trazador y t es el tiempo de inyección.

Para calcular la masa recuperada:

$$m_{rec} = \int_0^t q C dt, \dots \dots \dots (73)$$

En forma discreta:

$$m_{rec} = \sum_{i=0}^n q C_i \Delta t, \dots \dots \dots (74)$$

donde q es el gasto de inyección, C_i es la concentración detectada a la salida del medio poroso y Δt es el incremento constante del tiempo.

En la figura 3.7, se puede observar el comportamiento de la masa recuperada en función del tiempo.

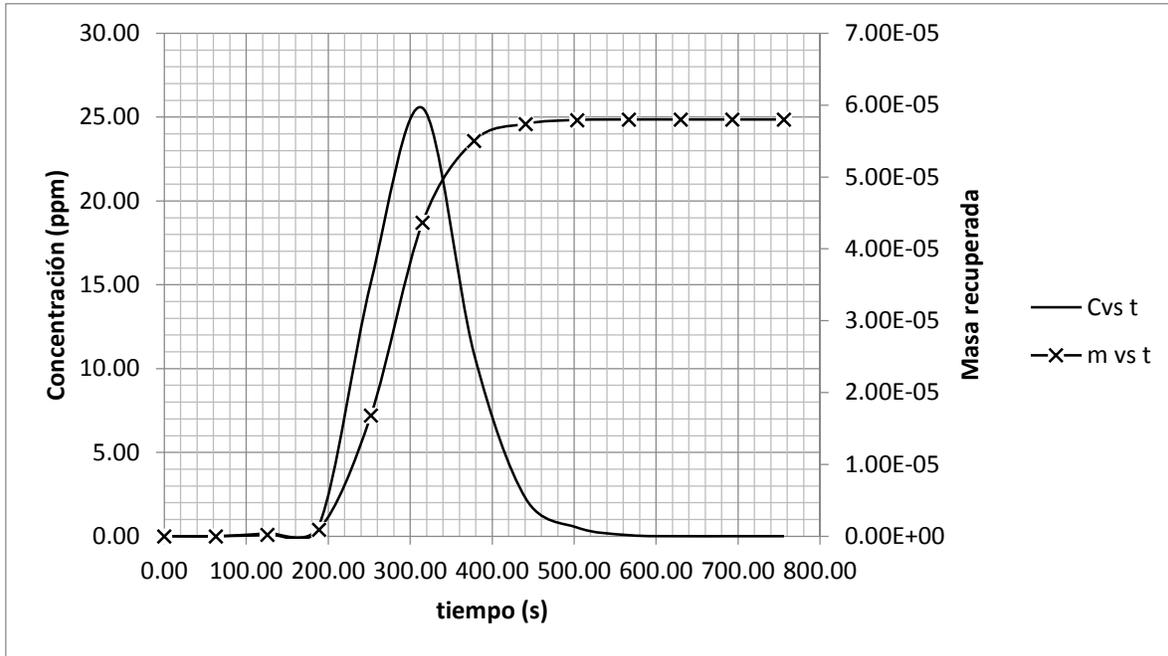


Fig. 3.7 Gráfica de concentración vs tiempo y masa recuperada vs tiempo para un pulso de trazador.

Para determinar la cantidad de trazador adsorbido en el medio poroso se usa una diferencia de masas:

$$masa_{ads} = masa_{inyectada} - masa_{rec}, \dots \dots \dots (75)$$

Y en porcentaje:

$$\% ads = \frac{masa_{ads}}{masa_{iny}}, \dots \dots \dots (76)$$

Entre mayor adsorción se presente, la información obtenida es menos precisa y menos representativa de las condiciones reales del yacimiento [1]. Esta adsorción se debe a las cargas eléctricas de la roca y la carga eléctrica del grupo funcional del trazador inyectado, por lo que se debe seleccionar adecuadamente el químico a inyectar y así presente la menor interacción posible con la roca.

La información arrojada por una prueba de trazadores es sumamente valiosa. En el caso de los trazadores químicos, la determinación de la dispersividad del medio poroso da la pauta para la selección de la solución a implementar. Para el desarrollo de este trabajo, es la aplicación de polímeros como agentes controladores de la heterogeneidad del medio poroso y la solución propuesta a la dispersividad del medio.



4. Inyección de Polímeros como fluidos no Newtonianos

Uno de los propósitos del uso de polímeros como método EOR es mejorar la relación de movilidades. La eficiencia de barrido areal es mayor cuando la relación de las movilidades es baja ($M \leq 1$). A partir de esta reducción de movilidad se aumenta la eficiencia de desplazamiento del aceite por el agua. Otro propósito; que se analiza en este trabajo, es el de disminuir el efecto de las heterogeneidades del yacimiento en el desplazamiento de los fluidos. El aumento de la viscosidad del fluido desplazante (agua), incrementa la eficiencia global de desplazamiento [27].

El proceso de inyección de polímeros comienza con la inyección de salmuera de baja salinidad para acondicionar el yacimiento, la cual resulta de una cierta recuperación de aceite; posteriormente se agrega el bache de solución polimérica y a continuación se inyecta un bache de agua dulce o de la misma solución de polímero, pero a una menor concentración, para proteger la parte trasera de la solución de la contaminación. Al final se continúa con la inyección de agua; este proceso se observa en la figura 4.1.

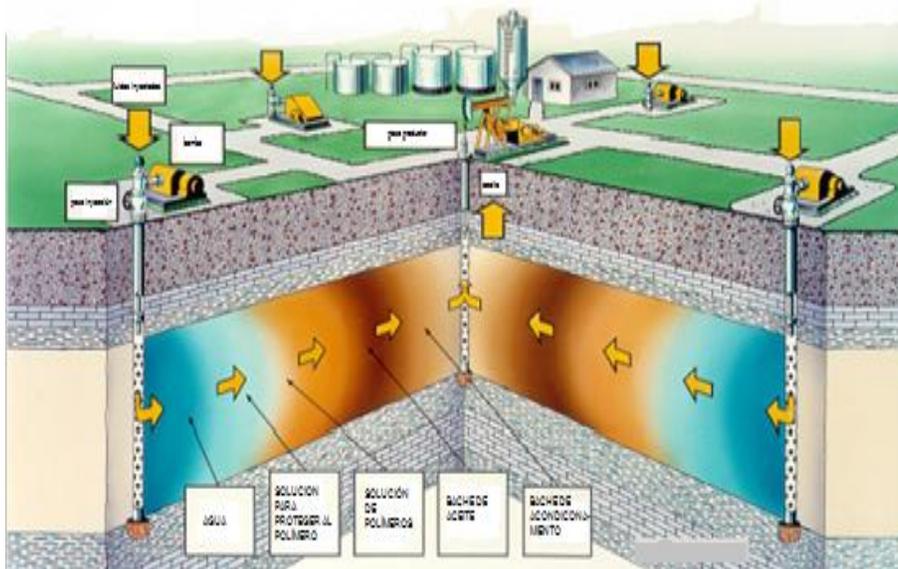


Fig. 4.1 Proceso de inyección de polímeros a un yacimiento [28].

4.1 Química de polímeros.

Un polímero es una sustancia de origen natural o artificial de alto peso molecular, formada por la suma de moléculas de bajo peso molecular, llamados monómeros. El peso molecular promedio para la mayoría de los polímeros es 50,000 a 200,000 g/mol.

De acuerdo a la estructura de la cadena, los polímeros pueden ser lineales, ramificados o entrecruzados. La extensión de la cadena tiende a cumplir ciertas



funciones: cadena corta actúan como dispersantes, cadena media trabajan como viscosificadores y control de pérdida de fluido, y de cadena larga son encapsuladores, floculantes y viscosificadores. La tabla 4.1 muestra las estructuras, características y ejemplos de polímeros [17].

Tabla 4. 1 Características de las diferentes estructuras de los polímeros [17].

Estructura	Características	Ejemplos
-O- en la estructura	Baja estabilidad térmica, degradación térmica a alta temperatura, recomendable usarse a $<80^{\circ}\text{C}$	-carboximetil celulosa de sodio ($\text{R}_n\text{OCH}_2\text{-COOH}$) -goma xantana
Cadena C en la estructura	Buena estabilidad térmica, la degradación no es severa a $<110^{\circ}\text{C}$	-polivinilo, poliacrilato de sodio, HPAM
-COO ⁻ en un grupo hidrofílico	Buen viscosificador, menos adsorción sobre arenisca debido a la repulsión entre los eslabones de la cadena, pero precipitación con iones Ca^{2+} y Mg^{2+} , menor estabilidad térmica	-carboximetil celulosa de sodio, goma xantana, HPAM
-OH o -CONH ₂ en un grupo hidrofílico	No hay precipitación con iones Ca^{2+} y Mg^{2+} , Buena estabilidad térmica, pero no hay repulsión entre los eslabones de la cadena, así menor poder viscosificante, alta adsorción debido al vincular hidrógeno sobre la arenisca	Polivinilo, poliacrilamida, HPAM.

4.1.1 Tipos de polímeros usados en EOR.

En los procesos EOR se utilizan dos tipos de polímeros, la goma xantana y la poliacrilamida; sin embargo, debido a las condiciones de los yacimientos se han desarrollado polímeros hidrófobamente asociativos (HAP) [28], poliacrilamidas tolerantes a la salinidad (KYPAM) [17] y copolímeros [17].

4.1.1.1 Polisacáridos o biopolímeros

La goma xantana es un polímero producido por las bacterias durante la fermentación de la glucosa. Poseen un peso molecular de aproximadamente 1 a 15 millones g-mol, su estructura rígida le otorga una excelente resistencia a la ruptura mecánica, pero es muy susceptible a la acción bacteriana debido a bacterias aerobias lo cual puede causar un taponamiento en las cercanías del pozo inyector. Una solución es el uso de biosidas y eliminadores de oxígeno. La figura 4.2 muestra la estructura de la goma xantana.

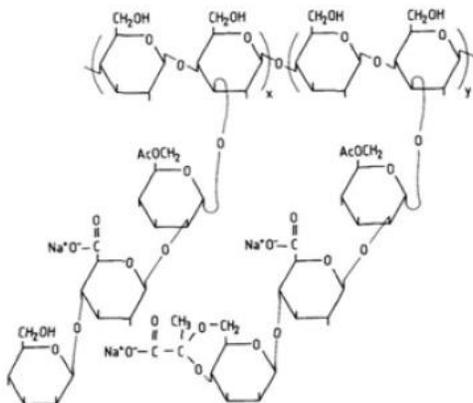


Fig. 4 2 Estructura de la goma xantana [28].

4.1.1.2 Poliacrilamida

Se compone de una cadena lineal muy larga de monómeros de acrilamida como se observa en la figura 4.3. El peso molecular promedio es arriba de 20 millones de gr-mol. La cadena es muy flexible, por ello es susceptible a la ruptura mecánica o degradación por corte, es inmune a ataques bacterianos y es un buen viscosificador en comparación con la goma xantana.

Debido a que la poliacrilamida se adsorbe en superficies de minerales, el polímero es parcialmente hidrolizado para reducir la adsorción en medios como hidróxido de sodio, hidróxidos de potasio o carbonatos. La hidrólisis es el proceso en el cual algunos grupos de amida (CONH_2) se transforman a grupos carboxilo (COO^-). El grado de hidrólisis de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) es la fracción molar de un grupo de amidas que son convertidas por la hidrólisis (en un rango de 15 a 35%). Cuando la hidrólisis es alta, la adsorción es reducida y se incrementa la viscosidad, sin embargo, la estabilidad química es baja. Por el contrario, a bajo grado de hidrólisis la estabilidad química es alta pero la adsorción se incrementa.

En rangos de 40% de hidrólisis, la cadena del polímero se comprime y distorsiona, con ello se genera una reducción de viscosidad por las floculaciones generadas, por lo tanto, se recomienda una buena estabilidad química ya que los procesos EOR requieren mayor tiempo de operación.

El proceso de hidrólisis es rápido en condiciones acidas y básicas, pero si la temperatura es alta se da en condiciones neutras. En salinidades bajas, las cargas negativas de la estructura se repelen entre si y hacen que las cadenas se estiren, cuando se añade NaCl o CaCl_2 , las fuerzas repulsivas se protegen por una doble capa de electrolitos y se reduce el estiramiento de la cadena. Por ello la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM) es sensible a la temperatura y a la concentración de sales.

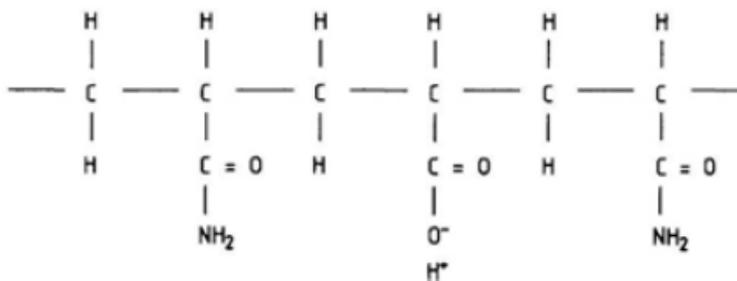


Fig. 4 3 Estructura de la poliacrilamida [28].

4.1.1.3 Copolímeros

En la Industria Petrolera se han desarrollado avances tecnológicos para enfrentarse a diferentes condiciones de yacimiento. Un copolímero es una macromolécula compuesta por dos o más monómeros en unidades repetitivas. En el caso de AMPS (2-Acrilamida-2-Metil Propano-Sulfonato) se ha desarrollado debido a sus características como solubles en agua, el aporte del sulfonato aniónico da una buena capacidad de intercambio iónico conductivo, resistente a los iones divalentes y tolerante a la salinidad. La figura 4.4 muestra un copolímero AMPS donde el aporte de la acrilamida es dar estabilidad térmica y buena resistencia a la hidrólisis, acidez y alcalinidad [17].

Debido a su tolerancia a condiciones altas de salinidad presenta buena viscosificación, sin embargo, se debe tener en cuenta la temperatura. Además de que son más caros que las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas.

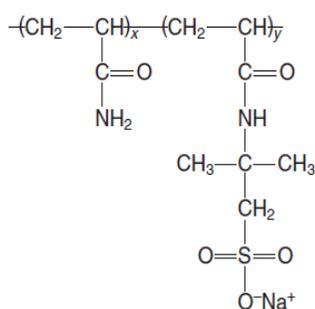


Fig. 4 4 Estructura de copolímero 2-Acrilamida-2-Metil Propano-Sulfonato de sodio (AMPS-Na) [17].

4.2 Reología de soluciones de polímeros

Reología es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de la materia. Cuando un fluido se somete a una fuerza cortante, se deforma o fluye; la resistencia al flujo es definida como viscosidad y se expresa como la relación del esfuerzo de corte a



la velocidad de corte del flujo ^[30]. Existen diferentes modelos Reológicos, clasificándose en dos principales grupos, fluidos Newtonianos y No Newtonianos. Para un fluido Newtoniano la viscosidad es constante. A su vez, los No Newtonianos tienen una sub-clasificación de modelos tal como se muestran en la figura 4.5.

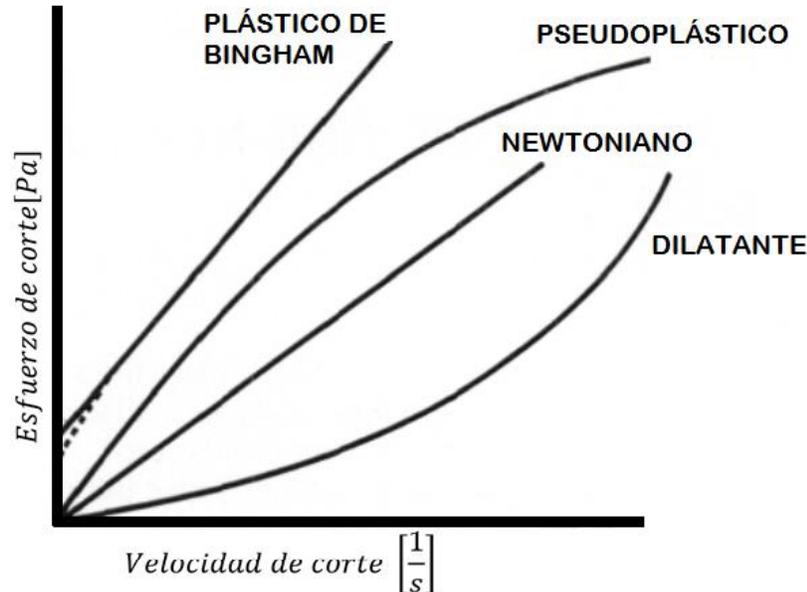


Fig. 4 5 Modelos reológicos de fluidos ^[30].

4.2.1 Modelo de ley de potencias

En el caso de los polímeros el comportamiento de flujo es complejo, se comportan generalmente como fluidos pseudo plásticos (la viscosidad aparente disminuye a medida que aumenta la velocidad de corte) ^[30]. Matemáticamente el modelo de flujo para caracterizar a las soluciones de polímeros es la ley de potencias:

$$\tau = K\gamma^n \quad n < 1 \text{ para fluidos pseudoplásticos,.....(77)}$$

donde:

τ = esfuerzo de corte [Pa]

K = índice de consistencia [Pasⁿ]

γ = velocidad de corte [s⁻¹]

n = índice de flujo

A pesar del complejo comportamiento de flujo de las soluciones de polímeros, la viscosidad aparente de estos fluidos es alta en comparación a la del agua, incluso a altas velocidades de corte.



La viscosidad aparente se define como:

$$\eta = K\dot{\gamma}^{n-1}, \dots \dots \dots (78)$$

η = viscosidad aparente [Pa*s]

Al graficar el comportamiento de la velocidad de corte ($\dot{\gamma}$) con respecto a la viscosidad aparente (η), como lo muestra la figura 4.6, en la región I a bajas velocidades de corte la viscosidad η_0 se comporta como un fluido Newtoniano (llamada viscosidad a velocidad de corte cero); hasta que alcanza cierta velocidad de corte ($\dot{\gamma}_c$) presenta un descenso con una pendiente ($n - 1$) en la región II, y finalmente, a altas velocidades de corte, en la región III, tiende a un comportamiento Newtoniano (llamada viscosidad de corte infinito).

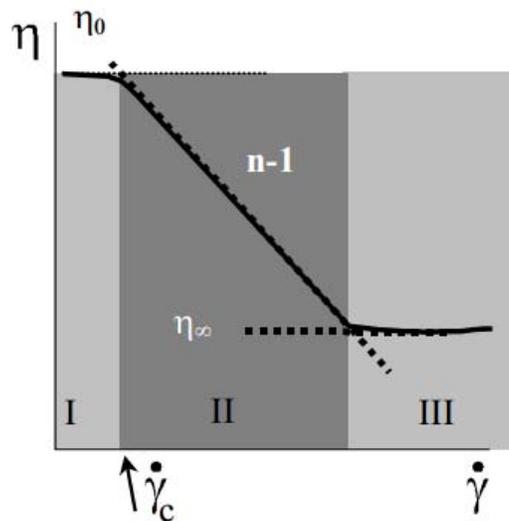


Fig. 4 6 Comportamiento reológico de un fluido de ley de potencias [29].

Es indispensable tener cuantificado el comportamiento reológico del polímero, para poder determinar la viscosidad aparente se necesita haber caracterizado la solución polimérica y conocer los coeficientes K y n del modelo, además de obtener la velocidad de corte correspondiente. Cabe mencionar que la viscosidad aparente en capilares es menor a la presentada en medios porosos.

Al representar el esfuerzo de corte τ vs $\dot{\gamma}$ en una gráfica log-log se obtienen los valores de K y n, donde K se obtiene de la intersección con el eje τ y n se obtiene de la pendiente de la gráfica. Se propone un modelo para determinar el comportamiento de la velocidad de corte y esfuerzo de corte (ver anexo A1).



4.2.3 Factores que afectan la viscosidad aparente

Un polímero, debido su estructura, se comporta como un agregado fibroso con capacidad para extenderse y distorsionarse, por lo que su peso molecular es un factor importante para evitar depositación y degradación.

Un buen disolvente ayuda a extender la estructura y maximizar el contacto con el polímero, si se usa un mal disolvente el polímero minimiza su contacto con el disolvente, mostrando enredos en su estructura, volviéndose más rígida. Para los polímeros iónicos, la viscosidad se ve afectada por alta salinidad, debido a la interacción iónica entre el disolvente y el polímero, ya que al añadir sales el electrolito neutraliza la carga de la molécula del polímero a muy baja velocidad de corte. Por el contrario, si el polímero se extiende en un buen disolvente se obtiene un aumento en la viscosidad aparente; a altas velocidades de corte se presentan enredos de polímeros reduciendo el efecto de la sal.

El alto peso molecular de un polímero se ve reflejado en una mayor viscosidad aparente, en comparación con los de bajo peso molecular en condiciones similares.

Al aumentar la concentración, el comportamiento pseudo plástico de las soluciones de polímero aumenta y con ello el aumento de la viscosidad aparente. El comportamiento pseudo plástico decrece con el decremento de la concentración^[34].

La degradación por corte se incrementa con el peso molecular y salinidad, la flexibilidad de las poliacrilamidas las hace más sensibles a la degradación, esto es un fenómeno irreversible, causando el rompimiento de la cadena y un decremento en la viscosidad; inclusive para todos los polímeros la degradación de corte aumenta con la velocidad de corte, sin embargo existen grupos que proporcionan cierta resistencia al corte tales como acrilatos, n-vinilo pirilidona (nVP) y acrilamida ter-butyl sulfonato (ATBS)^[34], en comparación con la goma xantana que es más resistente a la degradación mecánica^[37].

La ruptura en la cadena debido a altas velocidades de corte depende del peso molecular, las grandes moléculas ofrecen mayor resistencia al flujo^[36].

También influyen los factores como el contenido de sales, donde a mayor salinidad se vuelve más susceptible a la degradación (en especial CaCl_2 en comparación con NaCl). La afectación por contenido de sales se puede observar en la figura 4.7

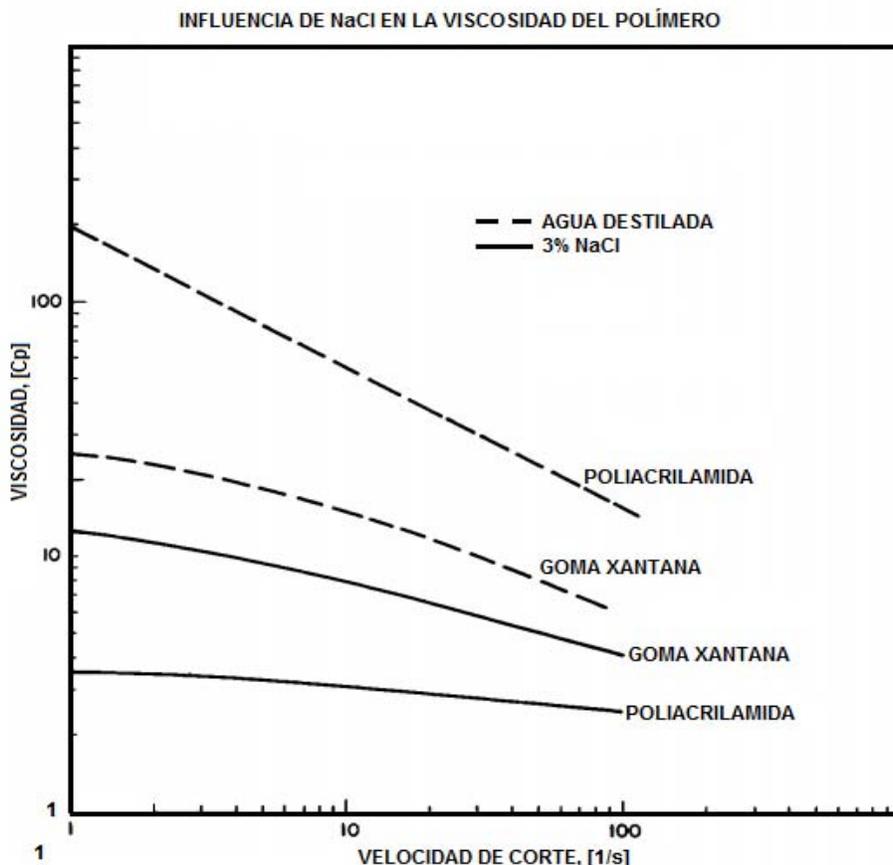


Fig. 4 7 Efecto de la concentración de sal sobre la viscosidad en polímeros ^[41].

Para los polisacáridos se usan pruebas de filtración a través de filtros Millipore, la relación de estos filtros se define como la relación entre el tiempo requerido para que los últimos 250 ml y los primeros 250 ml de 1000 ml de solución a 500 ppm fluya a través de un filtro de 1.2 micras pre-saturado a una presión de gas constante; donde a valores mayores a 1.5 no son aceptados.

Además, para los polisacáridos es importante la degradación bacteriana debido al rompimiento de las macromoléculas debido al ataque bacteriano durante la inyección en el yacimiento.

4.3 Reducción de permeabilidad

Durante la inyección de polímero se debe tener en cuenta el tamaño de poro, debido a que el entrapamiento mecánico depende de la distribución de este. Si el proceso de entrapamiento actúa sobre las moléculas del polímero alrededor del tamaño medio de la distribución, conduce a una acumulación del polímero cerca del pozo de inyección, dando un perfil de penetración exponencial en la formación,



conduciendo a un bloqueo y con ello un daño. Por eso es recomendable que las zonas de inyección sean de alta permeabilidad.

El proceso de reducción de la permeabilidad en medios porosos se debe a la retención del polímero, este es adsorbido sobre la superficie debido a la composición de los minerales en el yacimiento. La adsorción del polímero es una función de la concentración como lo muestran las isotermas de tipo Lagmuir:

$$C_{4s} = \frac{\alpha_4 C_4}{1 + b_4 C_4}, \dots \dots \dots (79)$$

donde C_{4s} y C_4 son la concentración en la fase acuosa y de la superficie de la roca, a_4 y b_4 son parámetros de ajuste.

La determinación de la reducción de flujo del fluido de control de movilidad, requiere del conocimiento del grado de retención de la adsorción del polímero en el medio poroso. Esta adsorción del polímero es considerada irreversible, ya que no decrece cuando decrece la concentración [32].

En el caso de HPAM se presenta mayor sensibilidad a la adsorción sobre carbonato de calcio en comparación con superficies de sílice, además al aumentar la salinidad incrementa la adsorción. Algunas veces, altos niveles de adsorción son observados para altos pesos moleculares y presentando un decremento en la adsorción al aumentar el grado de hidrólisis.

Por lo tanto, para la inyección de polímeros, una mayor adsorción es la causa la reducción de la permeabilidad en la roca.

El factor de reducción de la permeabilidad es la relación de permeabilidad del agua con respecto a la permeabilidad de la solución de polímero:

$$FR_k = \frac{\text{permeabilidad de la roca cuando fluye agua}}{\text{permeabilidad de la roca cuando fluye solución de polímero}} = \frac{k_w}{k_p}, \dots \dots \dots (80)$$

Durante la inyección de polímero se realiza un proceso de la reducción de la permeabilidad, este proceso se considera irreversible porque incluso cuando la solución de polímero se encuentra completamente desplazado por el agua, la permeabilidad de esta inyección no será igual a la original. Se define al factor de reducción de la permeabilidad residual como la permeabilidad de la roca antes de la inyección de polímero con respecto a la permeabilidad de la roca después de la inyección de polímero:

$$FR_{kr} = \frac{\text{permeabilidad de la roca al agua antes de la inyección de polímero}}{\text{permeabilidad de la roca al agua despues de la inyección del polímero}}, \dots \dots \dots (81)$$

El factor de resistencia incluye los efectos de la viscosidad y la reducción de la permeabilidad:



$$F_r = \frac{\text{moviidad del polímero durante la inyección del polímero}}{\text{movilidad del agua durante la inyeccion del polímero}}, \dots\dots\dots (82)$$

$$F_r = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_p}{\mu_p}} = \frac{k_w \mu_p}{k_p \mu_w}, \dots\dots\dots (83)$$

Donde a grandes valores de factor de resistencia y a bajas concentraciones de polímeros, el método de inyección de polímeros es económicamente atractivo.

4.4 Volumen de poro inaccesible

Considerando la inyección de un bache en el medio poroso, la parte frontal se despoja gradualmente de polímero debido a la adsorción en la superficie, esta pérdida se lleva a cabo por dispersión, en cierta medida, debido a la restricción del paso de la molécula del polímero (relativamente más grande) en los poros.

Al inyectar una salmuera o agua dulce se puede determinar el tiempo de residencia de la inyección, repitiendo la prueba usando una solución de polímero a las mismas condiciones, los resultados de concentración del frente de polímero irrumpen más rápido que de los de la salmuera; estos resultados muestran que la porosidad efectiva para la solución del polímero es menor que la porosidad efectiva para la salmuera, debido a que las moléculas de alto peso molecular del polímero no pueden acceder a la totalidad de los canales del volumen poroso [33].

Para obtener el volumen de poro inaccesible se mide a partir de la diferencia en el tiempo de paso del polímero y la del trazador

$$t_w = \frac{L}{v_w} = \frac{A\phi_w L}{q}, \dots\dots\dots (84)$$

$$t_p = \frac{L}{v_p} = \frac{A\phi_p L}{q}, \dots\dots\dots (85)$$

donde:

$$t_p < t_w$$

L = longitud

v_w = velocidad de salmuera

ϕ_w = porosidad efectiva de salmuera

A = área

q = gasto volumétrico

t_w = tiempo de paso de salmuera



ϕ_p = porosidad efectiva del polímero

t_p = tiempo de paso del polímero

La parte frontal se mueve a una velocidad diferente a la fase del agua, la concentración avanza por efecto de dispersión en cierta medida. La solución a la ecuación de Difusión-Advección (ecuación 39) es aplicable.

Después de la inyección de polímero, se sigue inyectando agua (o salmuera) para eliminar todo el polímero móvil en el espacio poroso; la cantidad de polímero inyectado no recuperado en la salida se considera retenido. Los baches observados en la salida presentan un comportamiento como se muestra en la figura 4.8, a partir de la cual se pueden obtener las porosidades al polímero y al agua. Además, el volumen de poro inaccesible se observa en el espaciamiento entre el pulso de salmuera y el de polímero.

$$VPI = 1 - \frac{\phi_{polimero}}{\phi_{agua}}, \dots\dots\dots(86)$$

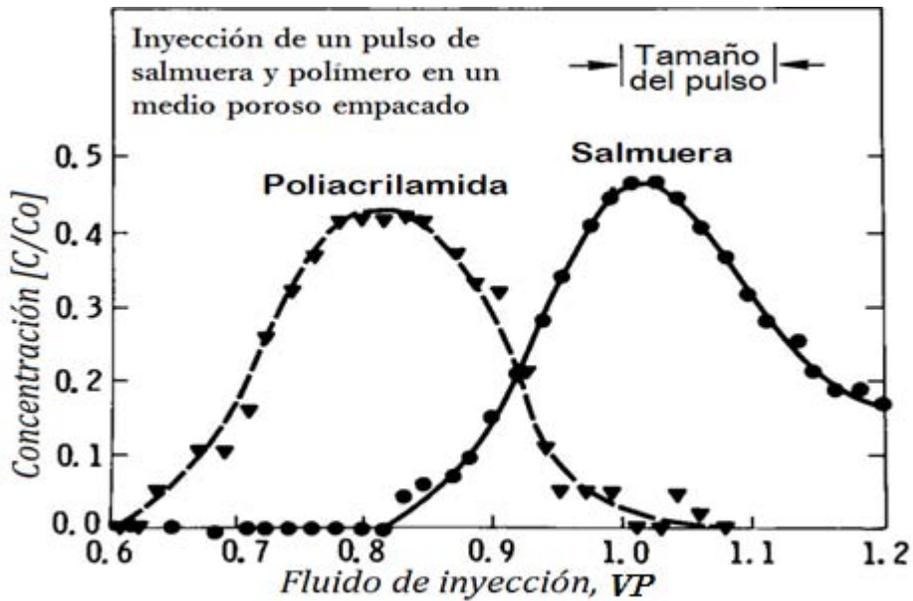


Fig. 4 8 Inyección de un pulso de trazador y polímero [41].



5. Métodos experimentales desarrollados

5.1 Características del material utilizado

Los yacimientos son medios porosos de grandes dimensiones donde el tamaño de partícula varía de acuerdo a las condiciones de transporte y sedimentación a las cuales se han sometido, tal como se menciona en el capítulo 2, dando como resultado dispersividad característica de cada medio.

En el laboratorio, se realizan diferentes simulaciones de los medios porosos con la finalidad de determinar las características de un medio poroso e intentar predecir el comportamiento de los fluidos que lo saturan.

5.1.1 Sistemas de desplazamiento.

Las pruebas de desplazamiento consisten en la inyección de un fluido a través de un medio poroso, con una entrada y una salida definidas a condiciones de presión y temperatura controladas. La finalidad de una prueba de desplazamiento es estudiar el patrón de flujo, diferenciales de presión, interacción de roca-fluidos y/o desplazamiento de un fluido con la inyección de otro.

La evaluación del trazador consiste en la inyección de un pulso de solución trazadora desplazada con agua desionizada. Para esto, el sistema debe cumplir con ciertas características técnicas que lo haga idóneo para desempeñar su función dentro de todo el sistema experimental.

Serpentín.

A todo fenómeno que es objeto de estudio se le asignan condiciones ideales que facilitan su comprensión, además, bajo estas condiciones, el comportamiento se ajusta con mayor precisión a la teoría físico-matemática que se ha desarrollado. Las pruebas de desplazamiento desarrolladas en este trabajo parten de un caso “ideal”, donde el área transversal de flujo es constante a lo largo de todo el sistema.

El caso “ideal” se caracteriza por realizarse en un tubo capilar de diámetro constante, sin partículas en su interior que puedan interactuar con los fluidos inyectados, por lo que sólo se presenta el fenómeno de difusión molecular, al no existir un medio poroso que afecte la velocidad y dirección de las partículas. Las dimensiones del tubo capilar son de 39.79 [m] de longitud y un volumen de 8.03 [cm³]. El cual para este trabajo se le ha asignado el nombre de serpentín.

Columna Bondapak.

Para poder estudiar el comportamiento del trazador sintetizado en un medio poroso, se realizaron pruebas de desplazamiento en una columna cilíndrica. Dicha columna fue empacada con diferentes partículas para simular medios porosos. La columna



cilíndrica tiene las siguientes características. En la tabla 5.1 se presentan las características técnicas de la columna cilíndrica.

Tabla 5. 1 Especificaciones técnicas de la columna μ Bondapak de Waters.

% Carbon Load	9.8
Brand	μ Bondapak
Marca	Waters
Formato	Column
Diámetro interno (id)	3.9 mm
Longitud (mm)	300 mm

Cilindro Porta muestra.

Para realizar las pruebas de desplazamiento y evaluar la inyección de trazador como indicador de dispersividad y la posterior inyección de polímero como solución a la heterogeneidad en medios porosos estratificados, se utilizó un cilindro porta muestra capaz de soportar condiciones de presión determinadas en el experimento. En la tabla 5.2 se presentan las especificaciones técnicas del cilindro porta-muestra.

Tabla 5. 2 Especificaciones técnicas del cilindro porta muestra.

Característica	Valor
Diámetro interno	5.4 cm
Diámetro externo	9.5 cm
Longitud	13.5 cm
Densidad del acero	7.9 gr/cc
Presión hidrostática máxima	10,000 psia

5.1.2 Medios porosos.

5.1.2.1 Roca

Las primeras pruebas de desplazamiento se llevaron a cabo con la finalidad de validar que el trazador sintetizado es aplicable a rocas carbonatadas. Es por ello que la columna fue empacada con roca triturada y tamizada para simular un yacimiento de carbonatos relativamente homogéneo.



Roca carbonatada

Las características de la roca carbonatada utilizada, se muestran en la tabla 5.3.

Tabla 5. 3 Datos técnicos la roca utilizada para las pruebas de desplazamiento.

Muestra M069
Roca de afloramiento
Brecha proximal/ Brecha calcárea
Presenta bio-clastos de 5 mm a 2 cm
Formación Tamabra
Plataforma Valles- San Luis Potosí
Tamizada en malla 50
Diámetro de la partícula 0.3 mm a 0.425 mm

Se realizó la caracterización de la roca por medio del análisis de difracción de rayos x; un método que permite identificar los minerales conformantes de la roca por su estructura cristalina. La figura 5.1 muestra el difractograma donde se muestra que la roca está compuesta principalmente de dolomita y calcita.

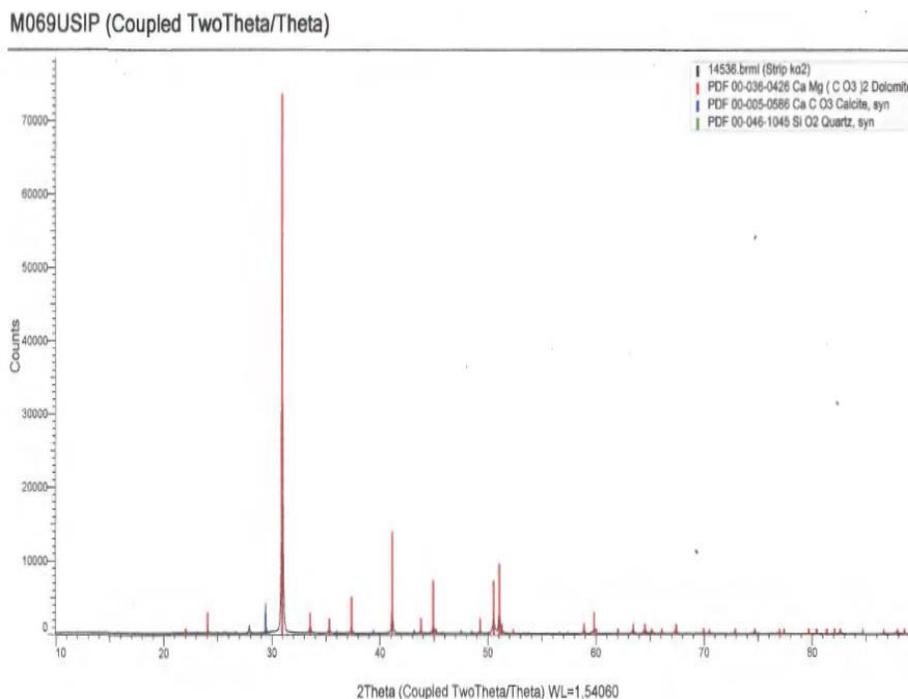


Fig. 5. 1 Difracción de rayos x en polvos para la muestra M069.

También, se realizó un estudio de fluorescencia de Rayos X con la finalidad de determinar el contenido y la composición elemental de la roca; dicha prueba se basa



en las transiciones de electrones de los átomos que se producen cuando una radiación electromagnética de cierta energía incide en el material, produciendo una excitación de los átomos en el último orbital. El espectro generado puede ser analizado y reconocer la composición de la muestra, tanto en los elementos que la conforman como en la proporción en la que se encuentran. En el caso de la muestra M069, ver figura 5.2, se observa que la composición predominante es de óxido de magnesio de 42.13% y óxido de calcio de 51.03%.

No. de muestras analizadas: 1
Solicitud: 1140802236
Clave de la muestra: M069USIP
Fecha de análisis: 17 y 18 de septiembre de 2015.
Equipo: Espectrómetro de Fluorescencia de Rayos X SRS3000
Método de preparación de las muestras: Perla preparada con una mezcla 67:33 de Tetraborato de litio/Metaborato de litio para determinación de elementos Mayores.
Tipo de análisis desarrollado: Cuantitativo
Programa analítico: USAIM13 y USAIM14

Muestra*	%SiO ₂	%TiO ₂	%Al ₂ O ₃	%Fe ₂ O ₃	%MnO	%MgO	%CaO	%Na ₂ O	%K ₂ O	%P ₂ O ₅
M069	0.712	0.023	0.332	0.013	0.005	42.154	51.037	0.018	-0.006	0.055

*Nota: La muestra se analizó como base calcinada. Pérdida por calcinación 42.72%

Fig. 5. 2 Fluorescencia de Rayos X para la muestra M069 por parte de USAI.

5.1.2.2 Partículas empacantes.

Una vez evaluado el desempeño del trazador en roca carbonatada, se realizaron pruebas de desplazamiento en medios porosos con diferente tamaño de partícula con la finalidad de evaluar al trazador sintetizado como un indicador de la dispersividad y evaluar su capacidad para detectar los cambios en las características petrofísicas de los medios sometidos a inyección.

La información sobre las partículas empacantes se muestran en las tablas 5.4, 5.5 y 5.6 proporcionado por el proveedor.



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

Tabla 5. 4 Datos técnicos de partículas A-35.

A-35		
Contenido de sílice		% 60 mínimo
Contenido de plomo (ppm)		200 ppm máximo
Contenido de arsénico (ppm)		75 ppm máximo
Índice de refracción		1.50-1.55
Gravedad específica (gr/cm ³)		2.3-2.6
Granulometría (%)	% retenido	tamaño partícula (mm)
US Std #18	0-15	1.00
US Std #25	80-100	0.71
base	0-5	

Tabla 5. 5 Datos técnicos de partículas AE-ESPECIAL.

AE - ESPECIAL		
Contenido de sílice		% 80 mínimo
Contenido de plomo (ppm)		200 ppm máximo
Contenido de arsénico (ppm)		75 ppm máximo
Índice de refracción		1.50-1.55
Gravedad específica (gr/cm ³)		2.3-2.6
Granulometría (%)	% retenido	tamaño partícula (mm)
US Std #80	0-20	0.18
US Std #25	80 mínimo	0.09
base	0-20	

Tabla 5. 6 Datos técnicos de partículas de AI-400.



AI-400

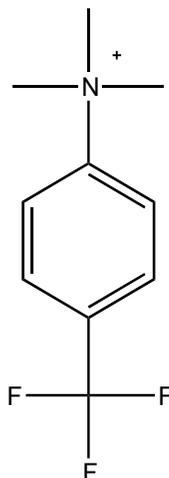
Contenido de sílice		% 60 mínimo
Contenido de plomo (ppm)		200 ppm máximo
Contenido de arsénico (ppm)		75 ppm máximo
Índice de refracción		1.50-1.55
Gravedad específica (gr/cm ³)		2.3-2.6
Granulometría (%)	% retenido	tamaño partícula (mm)
US Std #18	0-20	0.053
US Std #25	80 mínimo	0.041
base		

5.1.3 Caracterización del trazador

5.1.3.1 Q454-I

El trazador químico utilizado fue el Q454-I. El cual fue desarrollado y sintetizado específicamente para rocas carbonatadas. El trazador es un sólido blanco, estable a la luz y al aire; de tipo catiónico. Para saber más a detalle sobre este trazador consultar la patente en trámite “*Nuevas sales catiónicas de anilinio halogenadas, proceso de obtención y uso como trazadores en yacimientos carbonatados de alta salinidad y alta temperatura*”, por tal motivo no se puede dar mayor información, si usted quisiera saber más a detalle sobre este trazador, consultar la patente.

En la figura 5.3 se puede observar la estructura molecular del trazador sintetizado.



N,N,N-trimethyl-4-(trifluoromethyl)benzenaminium

Chemical Formula: C₁₀H₁₃F₃N⁺

Exact Mass: 204.10

Fig. 5. 3 Estructura del trazador Q454-I.



La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) es una técnica espectroscópica no destructiva, basada en las propiedades magnéticas del núcleo atómico, en ella se observan los espectros de absorción de los átomos que dependen de cada entorno molecular. Se realizó un espectro de RMN al Q454-I, ver figura 5.4.

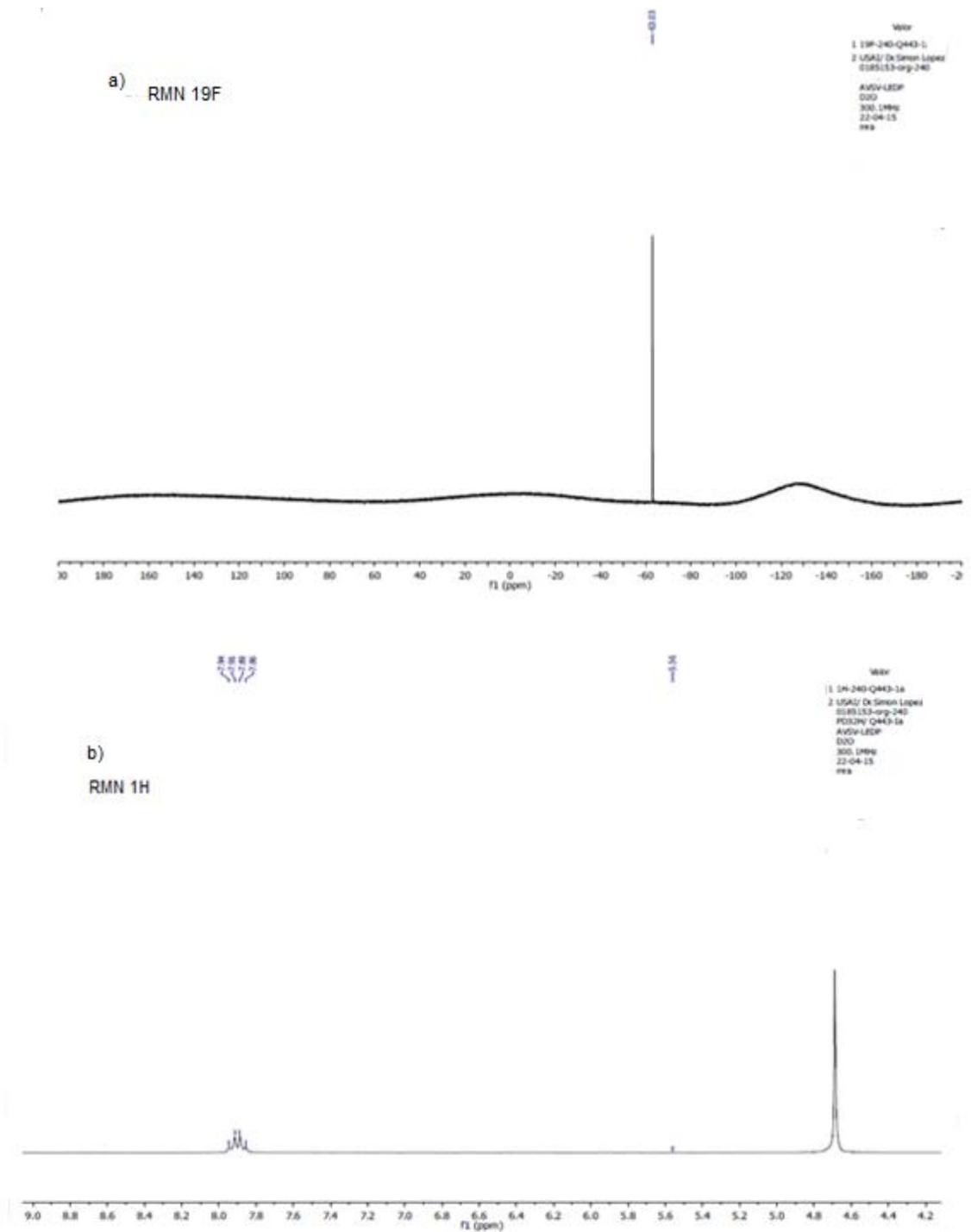


Fig. 5. 4 Análisis de RMN para el Q454-I, en el inciso a) muestra el RMN 19F donde se muestra la señal que denota la existencia de flúor en la estructura; mientras para el inciso b) muestra el RMN



1H se observa las señales de los protones, los primeros son los correspondientes al anillo aromático y el de la derecha es de la amina.

La espectrometría infrarroja con transformada de Fourier (FTIR) es una técnica que proporciona un espectro de reflexión que permite observar los grupos funcionales presentes en la molécula del trazador Q454-I (sintetizado), ver figura 5.5

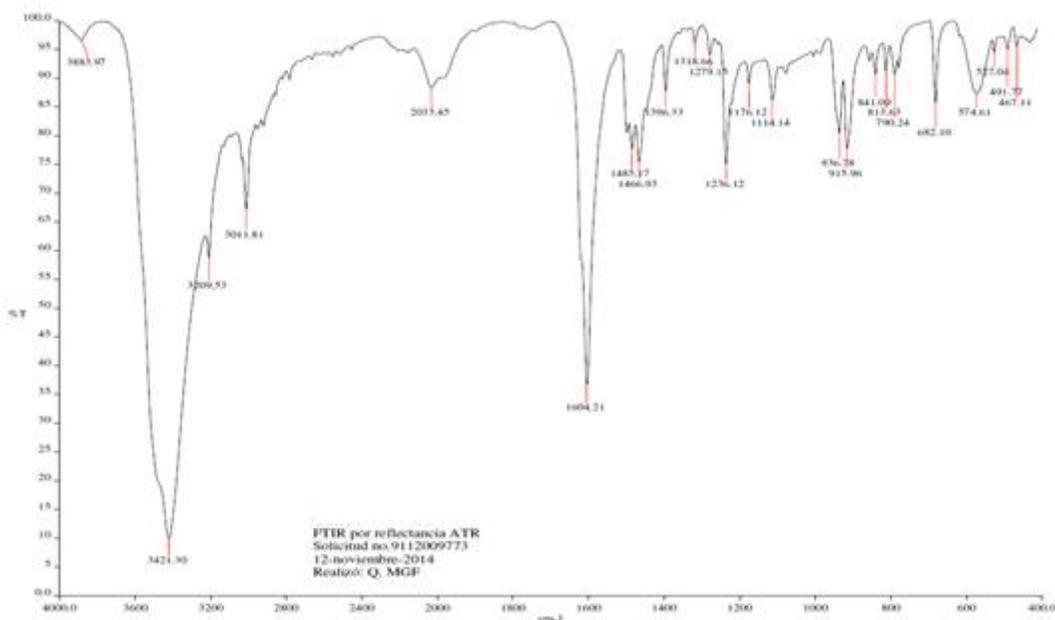


Fig. 5. 5 Análisis FTIR para el Q454-Ia, en el eje x se muestra el número de onda, en el eje y la transmitancia, los picos muestran la transmitancia de la vibración de los grupos funcionales, el trazador muestra el grupo de amida.

La espectrometría de masas es una técnica basada en la ionización a partir de moléculas orgánicas en fase gaseosa, los iones se separan de acuerdo al cociente de su masa-carga, finalmente se detectan y se obtiene la masa de la muestra. La prueba correspondiente al Q454-I se observa en la figura 5.6

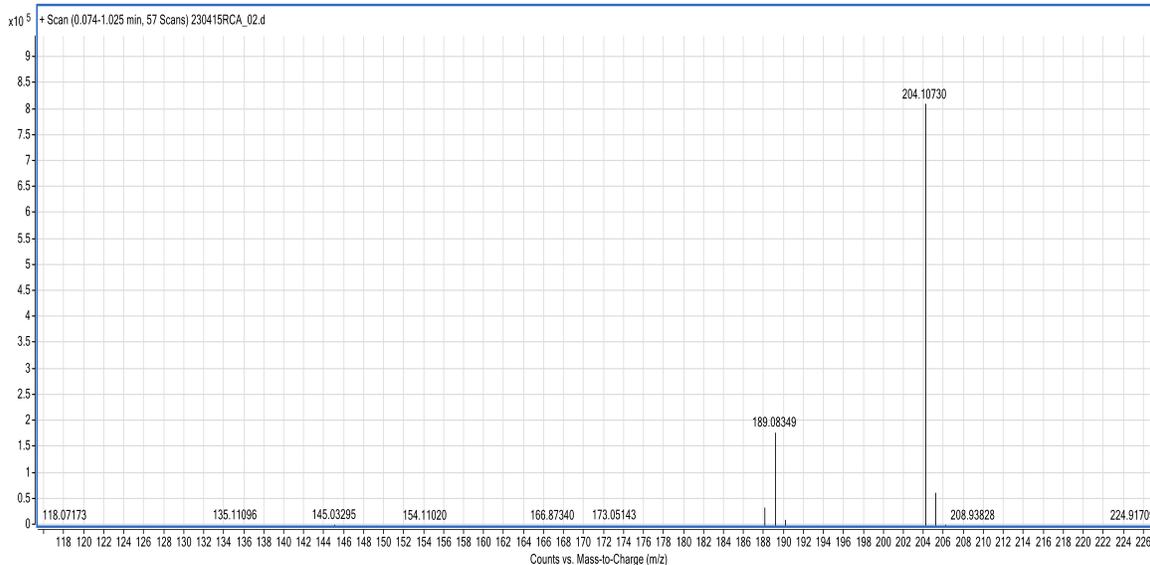
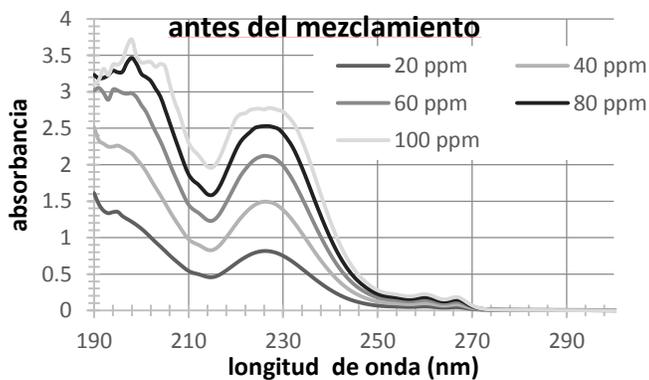


Fig. 5. 6 Espectrómetro de masas para el Q454-Ia en ESI+, en el eje x se observa la masa del compuesto y el eje y la intensidad; mostrando el trazador un peso de 204.20 g/mol, la cual se valida con el peso que es el compuesto Q454-Ia.

Por último, se determinó la longitud de onda de absorción máxima del Q454-I, como lo muestra la figura 5.7, de una prueba de adsorción de calcita a diferentes tiempos y a diferentes concentraciones.



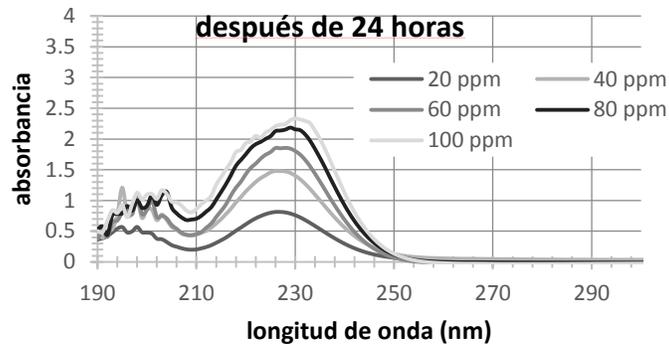


Fig. 5. 7 Espectro de UV para la prueba de adsorción en calcita del compuesto Q454-I en la variación del tiempo.

El coeficiente de partición determina la solubilidad relativa de la molécula en un sistema compuesto por dos fases inmiscibles; para el trazador Q454-I se buscó el valor mínimo. El coeficiente de partición se interpreta a través de $\log D$, se define como la relación log-log de la fase oleosa sobre la fase acuosa. En la figura 5.8 se muestra un valor negativo de -0.85, lo cual a valores negativos de $\log D$ la relación de solubilidad es de 0 a 1, por lo que el trazador tiene preferencia en la fase acuosa.

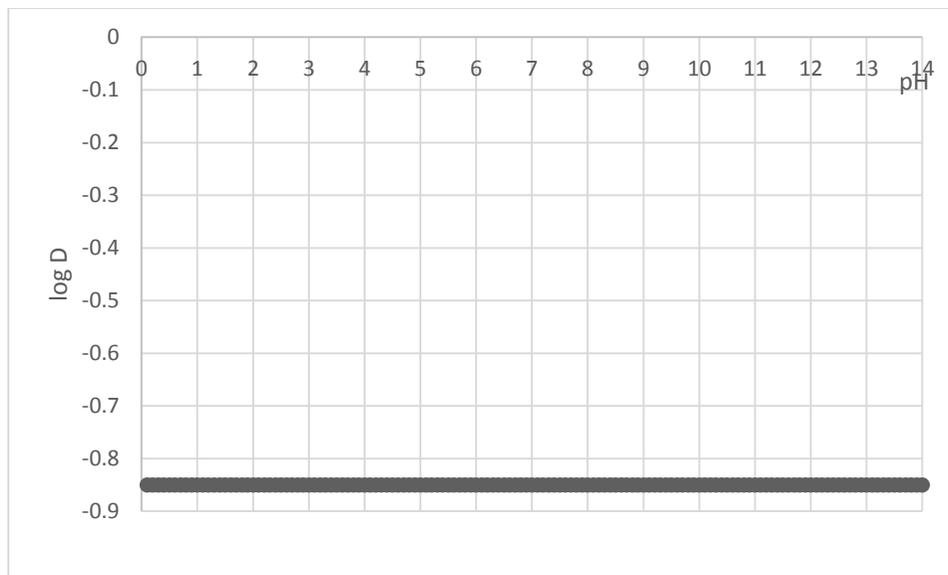


Fig. 5. 8 $\log D$ del trazador Q454-I donde muestra valores negativos de -0.85 a cualquier pH.

En la figura 5.9 se aprecia una simulación de trazador en una superficie de calcita. Este resultado sugiere que los trazadores catiónicos propuestos, además



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

de poseer una alta solubilidad en agua y una baja partición al aceite, presentan baja adsorción sobre la calcita.

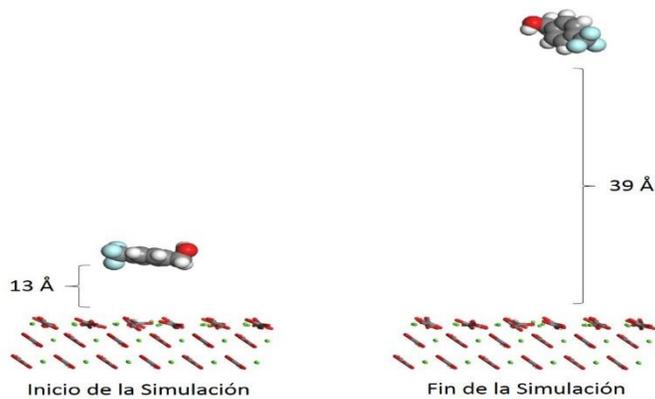
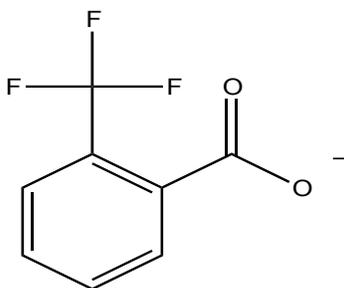


Fig. 5. 9 Resultado de simulación del trazador Q454-Ia en una superficie de calcita, donde se muestra la repulsión de la molécula con respecto a la superficie.

5.1.3.2 Q481-I

Los estudios correspondientes para el trazador aniónico comercial se muestran a continuación en las figuras 5.10 a 5.12.

Estructura de la molécula del trazador. Ver figura 5.10.



2-(trifluoromethyl)benzoate
Chemical Formula: $C_8H_4F_3O_2^-$
Exact Mass: 189.02

Fig. 5. 10 Estructura del trazador Q481-I



Los resultados de las pruebas RMN realizadas al trazador comercial pueden apreciarse en la figura 5.11.

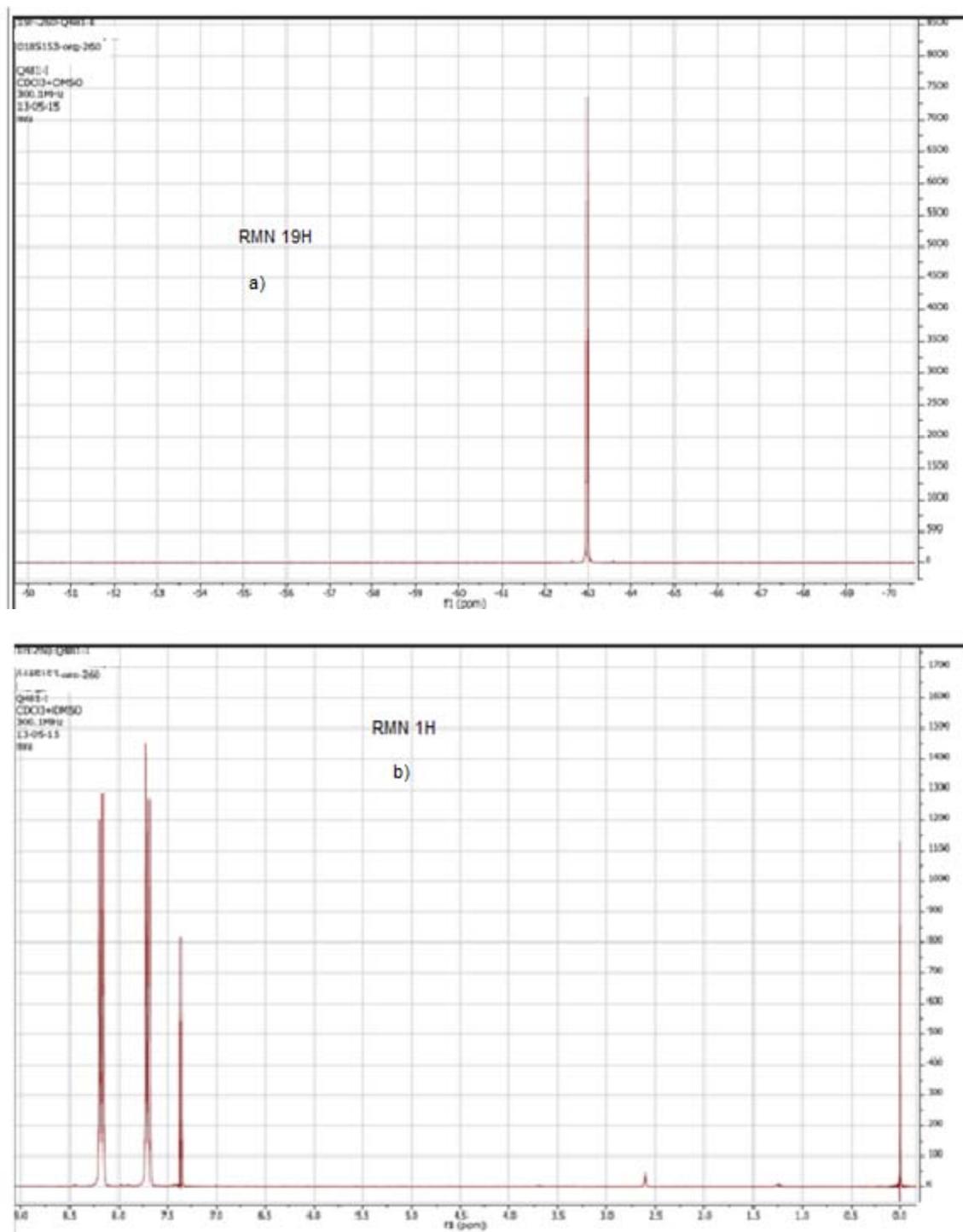


Fig. 5. 11 Análisis RMN para el Q481-1a, en el primero se muestra ^{19}F donde se aprecia la señal de flúor, la cual comprueba que el trazador contiene flúor, para la segunda es correspondiente al RMN ^1H , se aprecian los H del anillo.



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

En la figura 5.12 se observa el espectro UV del trazador comercial.

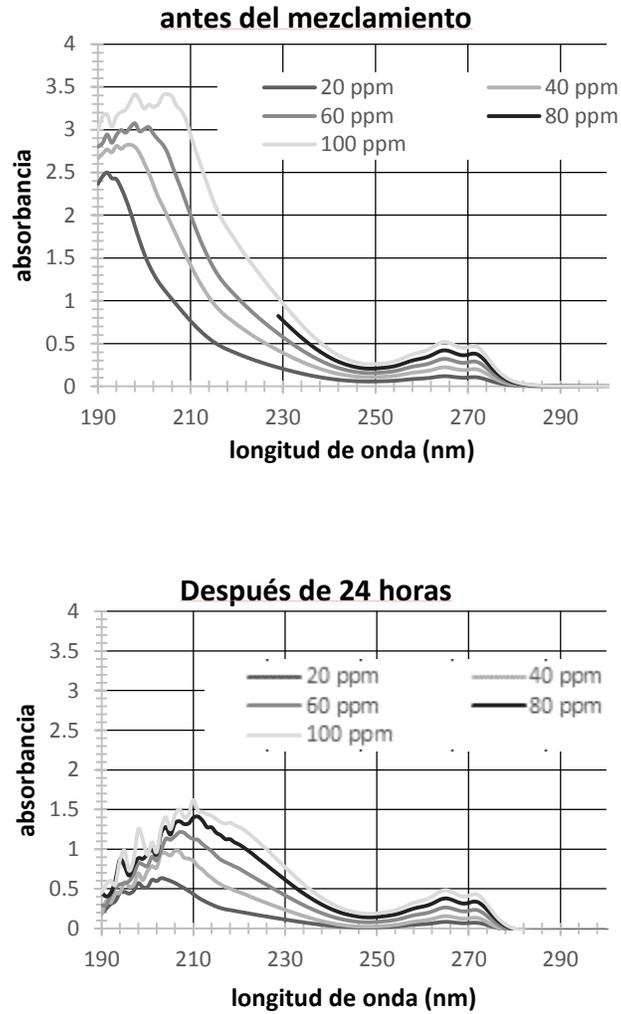


Fig. 5. 12 Espectro de UV para la prueba de adsorción en calcita del compuesto Q481-I a diferentes tiempos de un tiempo inicial 0 a un tiempo de 24 horas, se observa la interacción del trazador con respecto a la calcita.

Una vez realizada la adsorción del trazador en calcita a diferentes concentraciones, se obtuvieron las isotermas de adsorción para los trazadores Q454-I y Q481-Ia, ver la figura 5.13.

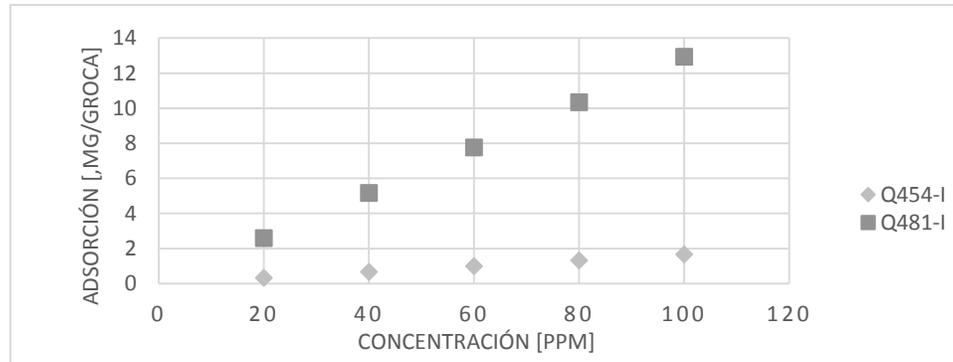


Fig. 5. 13 Rango de adsorción en calcita del compuesto Q481-I y Q454-I, donde se muestra la adsorción del trazador comercial mayor al sintetizado.

Para el coeficiente de partición del trazador comercial se muestra en la figura 5.14, donde a valores de pH de 0 a 5.5 el trazador tiene valores de log D positivos, con ello una preferencia de estar en la fase oleosa; si se aumenta el pH del medio del trazador, el valor de log D se vuelve negativo y con ello la preferencia de estar en la fase acuosa, es decir, para la aplicación del trazador comercial en una roca carbonatada se necesita tener controlado el pH del yacimiento.

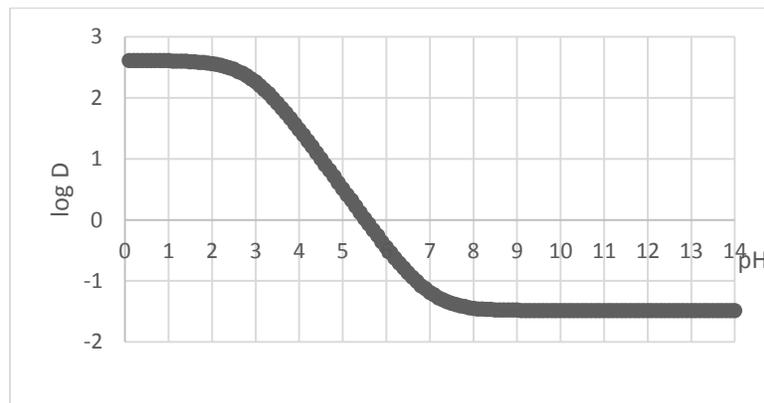


Fig. 5. 14 Gráfica log D para el trazador Q481-I, donde muestra variaciones de esta a diferentes pH.



5.1.4 Caracterización del polímero

El polímero inyectado es el Q040-I, es de carácter aniónico y alto peso molecular; una densidad neta aproximada de 0.80. En la tabla 5.7 se muestra las viscosidades Brockfield del polímero.

Tabla 5. 7 Datos de viscosidad proporcionados por el fabricante

Concentración [g/l]	Viscosidad [cp]
5	1400
2.5	500
1	250

En la figura 5.15 se muestra el modelo reológico del polímero, el cual se comporta de acuerdo al modelo de ley de potencias. La caracterización se realizó a 2% peso en agua desionizada.

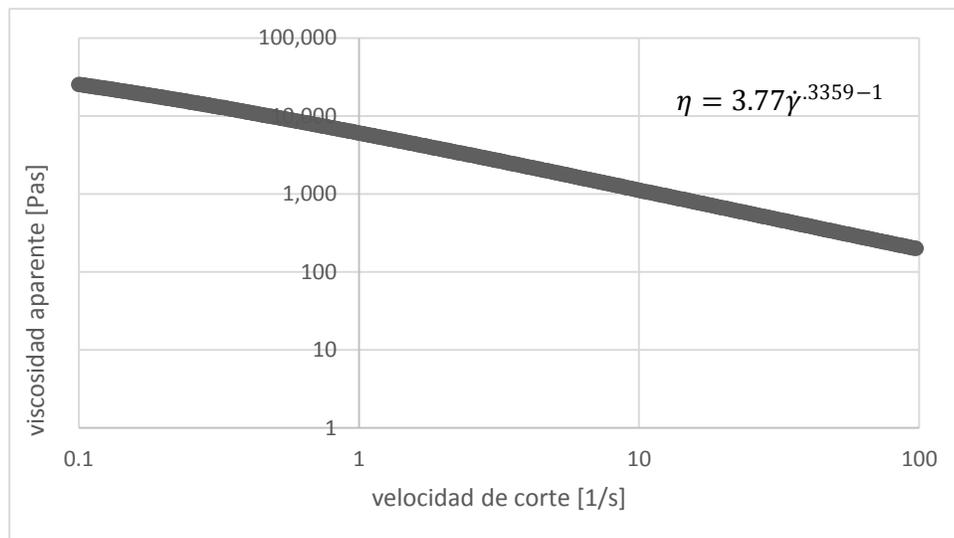


Fig. 5. 15 Comportamiento reológico de Q040-I en agua desionizada.

5.1.5 Caracterización del aceite M001

El aceite utilizado para saturar el medio poroso y simular un yacimiento a condiciones de Sor corresponde a un aceite de 30.88 °API y una viscosidad cinemática de 17.80 cp.

5.2 Metodologías implementadas para la caracterización petrofísica.

Las pruebas de desplazamiento se llevan a cabo en diferentes medios porosos con la finalidad evaluar al trazador en diferentes condiciones de porosidad, permeabilidad y dispersividad.

Para lograr establecer una relación entre las variaciones de las características físicas de cada medio y la respuesta del trazador, es necesario que estén



perfectamente caracterizados. Para ello, se determinó la porosidad y permeabilidad absoluta de cada medio empacado.

5.2.1 Porosidad.

La porosidad se define como el volumen de espacios vacíos presentes en una roca que pueden contener fluidos. Se calcula como el cociente del volumen de poros sobre el volumen total de la muestra y se expresa en porcentaje.

$$\emptyset = \frac{V_{poroso}}{V_{muestra}} = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_s}{V_b}, \dots\dots\dots(87)$$

donde:

V_b : Volumen de la muestra

V_s : Volumen de los granos

5.2.1.1 Metodología experimental de la porosidad.

A continuación, se menciona el procedimiento para determinar la porosidad en una columna empacada, de acuerdo al sistema mostrado en la figura 5.16.

Cabe mencionar que las pruebas de porosidad se llevan a cabo saturando el medio poroso con agua desionizada. Además, las pruebas se realizaron a temperatura ambiente.

Procedimiento:

1. Acondicionamiento de la muestra
 - a. Conectar bomba de vacío en la válvula V9.
 - b. Cerrar válvula V7.
 - c. Aplicar vacío al sistema durante 10 minutos.
 - d. Cerrar válvula V8.
2. Desplazar agua en el sistema
 - a. Abrir software *Quizix PumpWorks* en la modalidad 8, presión constante.
 - b. Establecer presión de seguridad.
 - c. Iniciar inyección de agua y estabilizar a 1000 (psi) desde válvula V3 a válvula V7.
 - d. Reiniciar volumen acumulado en el programa *Quizix PumpWorks*, sin detener la bomba.



- e. Abrir válvula V7.
- f. Esperar a que establezca la presión a 1000 (psi).
 - i. El volumen acumulado registrado por el software *Quizix PumpWorks* corresponde al volumen inyectado.
 - ii. Al volumen inyectado se le debe restar el volumen muerto que tiene el sistema. El resultado representa el volumen poroso del medio.

DETERMINACIÓN DE POROSIDAD

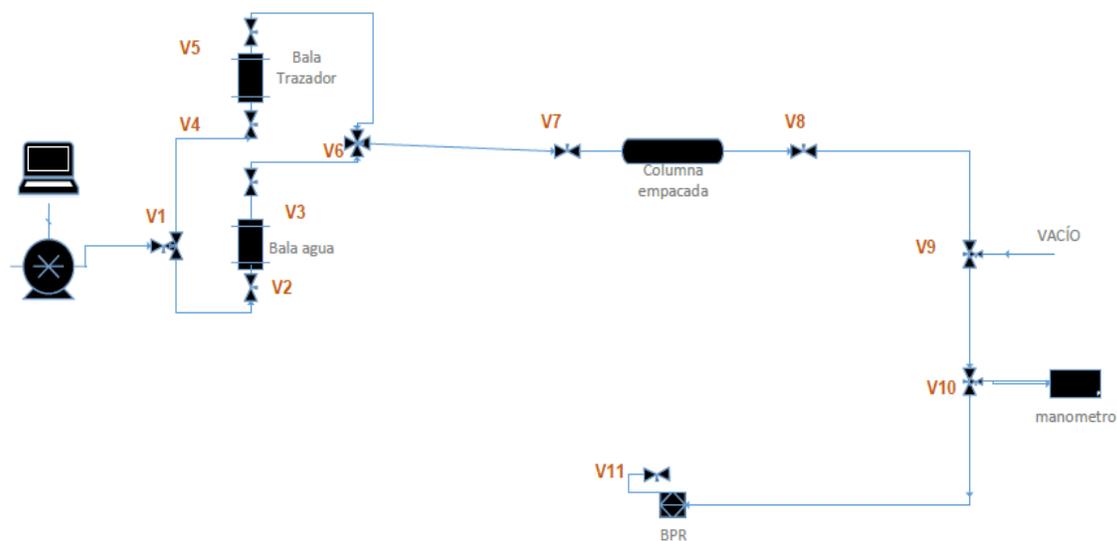


Fig. 5. 16 Diagrama del sistema para calcular la porosidad de un medio empacado.

5.2.2 Permeabilidad absoluta.

La permeabilidad se puede definir como una propiedad del medio poroso que permite el paso de un fluido a través de sus poros interconectados y/o a través de su sistema de fracturas cuando se encuentra saturada al 100 % por dicho fluido.

La permeabilidad absoluta de una roca está regida por la ley de Darcy, que establece la siguiente ecuación:

$$q = \frac{-Ak\Delta p}{\mu L}, \dots \dots \dots (89)$$



Despejando k , la ecuación anterior queda:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p}, \dots\dots\dots(90)$$

donde:

k = permeabilidad [Darcy]

q : gasto [cm^3/s]

μ : Viscosidad del fluido a temperatura del sistema [cp]

L : longitud del sistema [cm]

A : área de la sección transversal del sistema [cm^2]

Δp : Diferencia de presión a través del sistema [atm]

5.2.2.1 Medición experimental de la permeabilidad absoluta.

A continuación, se menciona el procedimiento para determinar la permeabilidad absoluta de una columna empacada, de acuerdo al sistema mostrado en la figura 5.17.

Cabe mencionar que las pruebas de permeabilidad se llevan a cabo saturando el medio poroso con agua desionizada. Además, las pruebas se realizaron a temperatura ambiente.

Procedimiento:

1. Preparación de equipo
 - a. Verificar que las válvulas V1, V2, V3, V6 (línea para agua), V7, V8, V10, V11, V12, V13 Y V14 se encuentren abiertas.
 - b. Verificar que las válvulas V4, V5, V6 (línea para trazador) y V9 se encuentren cerradas.
2. Desplazar agua en el sistema
 - a. Abrir software *Quizix PumpWorks* en modalidad 6, inyección a gasto constante.
 - b. Establecer presión de seguridad.
 - c. Iniciar inyección de agua a un gasto de 0.5 ml/min hasta estabilizar presión, verificar que exista flujo a la salida de la BPR.
3. Obtener la permeabilidad



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

- a. Abrir software *Permeabilidad* y cargar los datos requeridos, debe permitir que el software adquiera datos con las condiciones iniciales por 5 minutos
 - b. Cerrar lentamente la válvula 13.
 - c. Observar el comportamiento y valor de la permeabilidad y diferencial de presión en el software *Permeabilidad*.
 - d. Esperar a que el valor de diferencial de presión estabilice, sin exceder un valor de 500 (psi).
 - i. En caso de que el valor de la diferencial de presión se aproxime a 500 (psi), abrir la válvula 13 y reducir el valor del gasto en el software *Quizix PumpWorks*.
 - e. Repetir pasos *d* hasta que se obtenga un valor estable u ligeramente oscilante en la diferencial de presión.
 - f. Detener el software *Permeabilidad* y recuperar los datos generados.
4. Purgar sistema abriendo válvula V9.

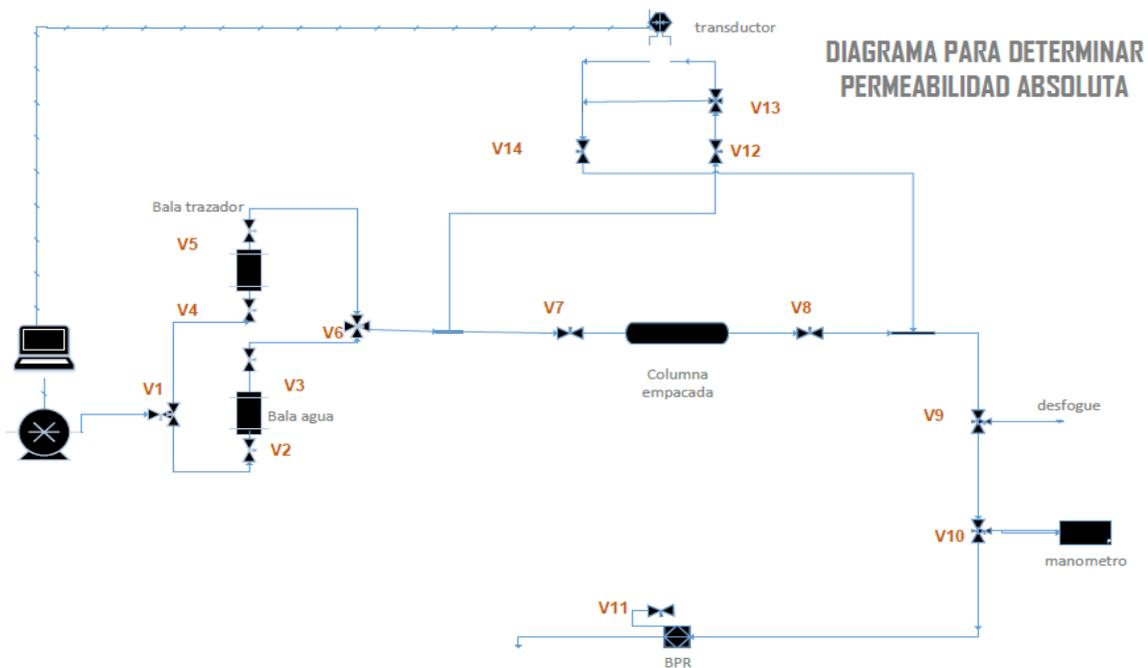


Fig. 5. 17 Diagrama del sistema utilizado para la determinación de la permeabilidad absoluta de un medio poroso.



La permeabilidad y la porosidad de una roca o medio poroso están muy relacionadas, de tal manera que es posible calcular la permeabilidad de un medio a partir de la porosidad y viceversa, utilizando una regresión lineal o correlaciones establecidas de estudios realizados en otras investigaciones.

Existe una relación directa entre la porosidad y la permeabilidad [42], la cual se puede observar en una relación semi log, (Ver Figura 5.18), donde se analiza la relación de porosidad vs permeabilidad a diferentes materiales.

$$\log k = a \phi + b, \dots \dots \dots (91)$$

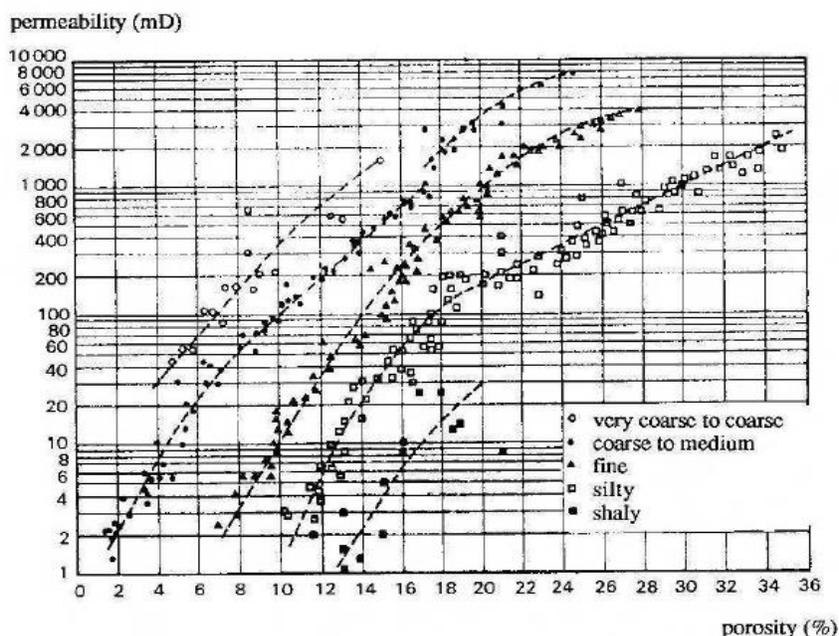


Fig. 5. 18 Gráfica de $\log k$ (mD) vs porosidad (%) [41].

También es posible relacionar el tamaño de partícula con la porosidad en una gráfica log-log (Ver Figura 5.19), de donde se pueden encontrar las ecuaciones correspondientes la relación de estas dos propiedades para medios no consolidados [41].

$$y = a x^b, \dots \dots \dots (92)$$

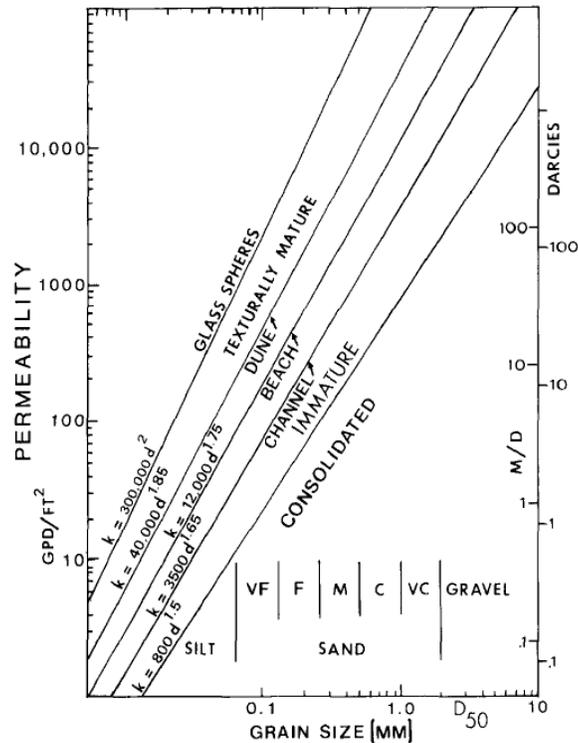


Fig. 5. 19 Gráfica de permeabilidad vs tamaño de grano para medios porosos no consolidados [41].

5.3 Metodologías desarrolladas para las pruebas de desplazamiento del trazador en diferentes medios.

Las pruebas de desplazamiento de trazadores a escala de laboratorio son importantes para evaluar la dispersividad y heterogeneidad de un medio poroso.

5.3.1 Determinación del coeficiente de difusión molecular (serpentín).

La finalidad de esta prueba es conocer el coeficiente de difusión molecular del trazador en un tubo capilar, mediante la inyección de un bache (tapón) de trazador químico desplazado por agua desionizada.

Descripción

Para esta prueba de desplazamiento se utilizó agua desionizada como fluido móvil. Inyectando seis pulsos de solución trazadora, a una concentración de 40 ppm, (Ver figura 5.20 y tabla 5.8).



Tabla 5. 8 Pulsos inyectados.

Gasto	tiempo de inyección
1 ml/min	2 min
	1min
0.5 ml/min	2 min
	1 min
0.25 ml/min	2 min
	1min

Metodología experimental para el desplazamiento del trazador:

1. Desplazar agua en el sistema
 - a. Verificar que las válvulas V1, V2, V3, V4, V5, V6 (línea para agua) y V7 se encuentren abiertas.
 - b. Verificar que las válvulas V6 (línea para trazador) se encuentre cerrada.
 - c. Iniciar el software *Quizix PumpWorks* en modalidad 6, inyección a gasto constante.
 - i. Establecer presión de seguridad.
2. Calibrar equipo *UV-VIS-NIR LIGHTSOURCE*.
 - a. Ver anexo A3.
3. Iniciar inyección de baches.
 - a. Corroborar un flujo continuo de agua desionizada por todo el sistema experimental (flujo constante en la salida recolectora).
 - b. Cerrar línea para agua de la válvula V6.
 - c. Abrir línea para trazador de la válvula V6. Registrar hora exacta del cambio de inyección de agua a inyección de trazador en solución.
 - d. Dejar fluir solución de trazador durante el tiempo predefinido.
 - e. Cerrar línea para trazador de la válvula V6.
 - f. Abrir línea para agua de la válvula V6.



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

- g. Esperar hasta que se haya detectado el bache de trazador inyectado, y este haya sido desplazado por completo.
 - h. Repetir la inyección de baches para cada tiempo de inyección requerido.
4. Registrar los datos de concentración vs tiempo obtenidos.

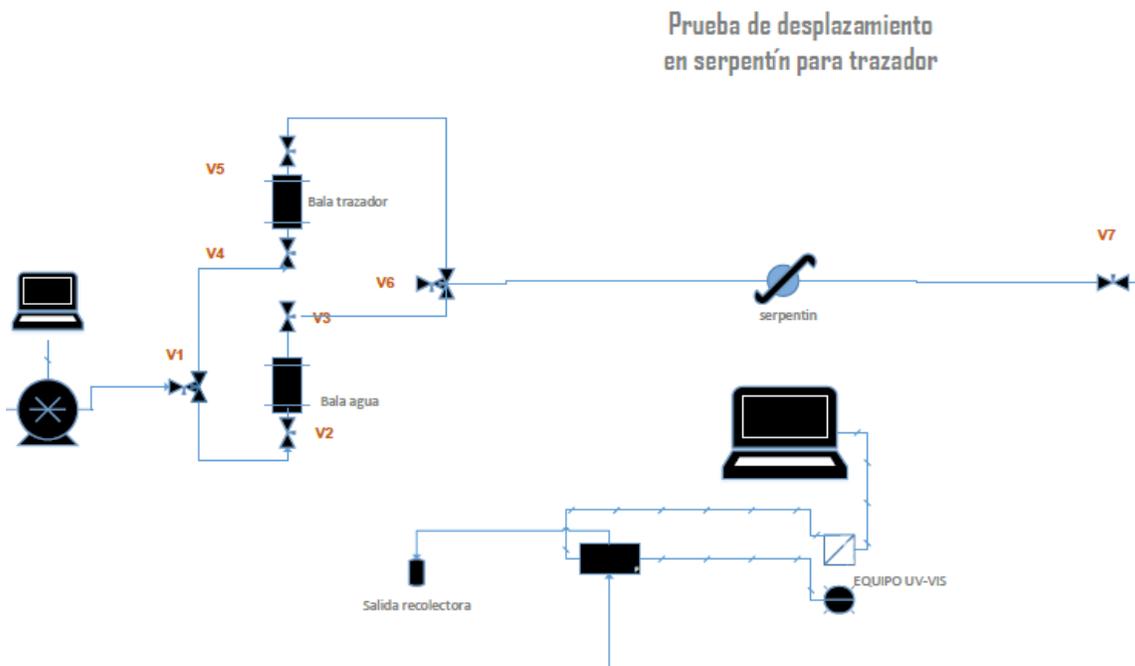


Fig. 5. 20 Diagrama del sistema utilizado para las pruebas de desplazamiento en el tubo capilar (serpentín).

5.3.2 Determinación del coeficiente de dispersión hidrodinámica.

Para evaluar al trazador en un sistema no ideal, se realizaron pruebas de desplazamiento en sistemas porosos conformado por las partículas de diámetro definido. Cada sistema con características de porosidad y permeabilidad caracterizadas.

Esta metodología describe las pruebas de desplazamiento a través de la columna empacada.

La finalidad de esta prueba es conocer el módulo de dispersión y el coeficiente de dispersión hidrodinámica, y a partir de este último, el coeficiente de dispersión (mecánica) y el coeficiente de difusión efectivo del medio poroso mediante la



inyección de un bache (tapón) de trazador químico desplazado por agua desionizada. Ver la figura 5.21.

Metodología experimental aplicada en la inyección del trazador sintetizado a medios porosos:

1. Desplazar agua en el sistema
 - a. Calibrar BPR a 1500 psi.
 - b. Verificar que las válvulas V1, V2, V3, V4, V5, V6 (línea para agua) y V7 se encuentren abiertas.
 - c. Verificar que las válvulas V6 (línea para trazador) se encuentre cerrada.
 - d. Iniciar el software *Quizix PumpWorks* en modalidad 6 correspondiente a la inyección a gasto constante.
 - i. Establecer presión de seguridad.
2. Calibrar equipo *UV-VIS-NIR LIGHTSOURCE*.
 - b. Ver anexo A3.
3. Iniciar inyección de baches.
 - a. Verificar un flujo continuo de agua desionizada por todo el sistema experimental (flujo constante en la salida recolectora).
 - b. Cerrar línea para agua de la válvula V6.
 - c. Abrir línea para trazador de la válvula V6. Registrar hora exacta del cambio de inyección de agua a inyección de trazador en solución.
 - d. Dejar fluir solución de trazador durante el tiempo predefinido.
 - e. Cerrar línea para trazador de la válvula V6.
 - f. Abrir línea para agua de válvula V6.
 - g. Esperar hasta que el equipo detecte el bache de trazador inyectado, y este haya sido desplazado por completo.
 - h. Repetir la inyección de baches para cada tiempo de inyección requerido.
4. Registrar los datos de concentración vs tiempo obtenidos.

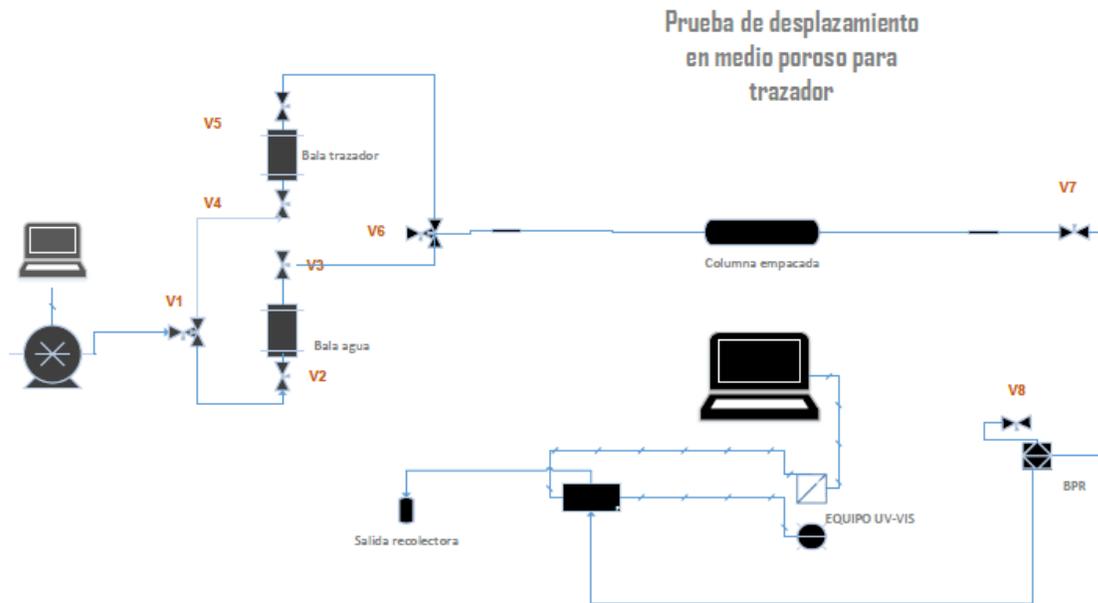


Fig. 5. 21 Diagrama del sistema utilizado para las pruebas de desplazamiento en la columna empacada.

5.4. Metodología desarrollada para la prueba de desplazamiento del polímero.

5.4.1 Determinación de la dispersividad de un medio estratificado y la implementación de un polímero como solución a la misma.

La inyección del trazador a un medio poroso significa realizar una caracterización de la dispersividad del medio. Esta puede resultar alta o baja de acuerdo a las variaciones de las propiedades petrofísicas del sistema.

Tener caracterizado un medio sirve para detectar si la heterogeneidad es un problema o no, pero también para elegir una solución a implementar.

Entonces una columna empacada con un medio poroso estratificado representa un medio heterogéneo, comprobado con la inyección de trazador, el cuál es atacado con la inyección de polímero para controlar el problema de la dispersividad.

Metodología experimental aplicada para la inyección de trazador y polímero a un medio poroso estratificado, Ver figura 5.22:

1. Desplazar agua en el sistema
 - a. Calibrar BPR a 1500 psi.



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

- b. Verificar que las válvulas V1, V2, V3, V4, V5, V6 (línea para agua) y V7 se encuentren abiertas.
 - c. Verificar que las válvulas V6 (línea para polímero) se encuentre cerrada.
 - d. Iniciar el software *Quizix PumpWorks* en modalidad 6, inyección a gasto constante.
 - i. Establecer presión de seguridad.
2. Calibrar equipo *UV-VIS-NIR LIGHTSOURCE*.
 3. Ver anexo A3.
 4. Iniciar inyección de baches.
 - a. Verificar un flujo continuo de agua desionizada por todo el sistema experimental (flujo constante en la salida recolectora).
 - b. Cerrar línea para agua de la válvula V6.
 - c. Abrir línea para polímero de la válvula V6. Registrar hora exacta del cambio de inyección de agua a inyección de solución de polímero.
 - d. Dejar fluir un volumen de 200 ml de solución de polímero.
 - e. Registrar los datos de concentración vs tiempo obtenidos.
 - f. Esperar hasta que el equipo detecte el bache de trazador inyectado.

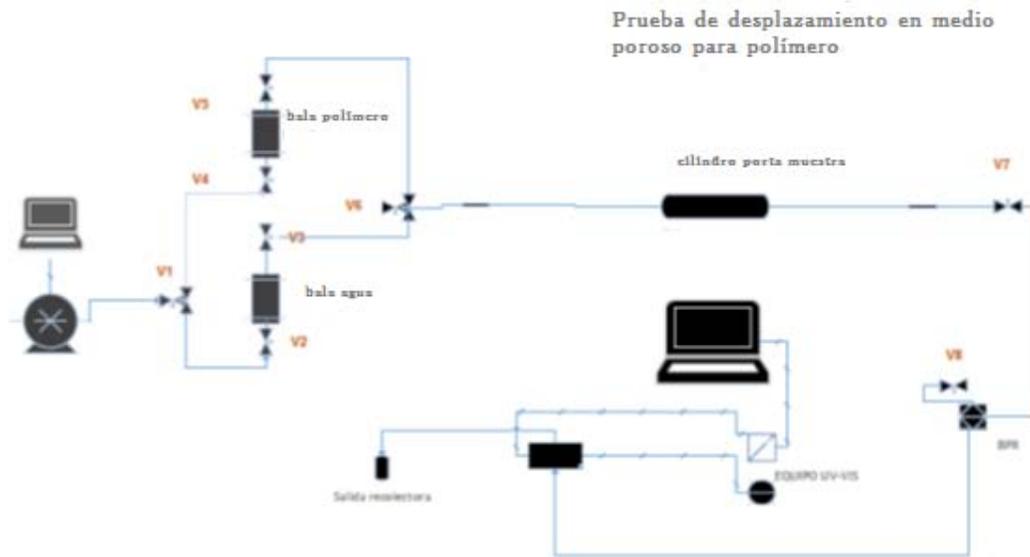


Fig. 5. 22 Diagrama del sistema utilizado para las pruebas de desplazamiento en la columna empacada.

5.4.2 Metodología para el comportamiento del polímero en una columna empacada.

Para observar el comportamiento del polímero en el medio poroso, se desarrolló el siguiente procedimiento para analizar su comportamiento reológico.

Procedimiento

1. Obtener porosidad del medio.
2. Obtener permeabilidad absoluta al agua.
3. Inyectar trazador para observar la dispersividad del medio poroso, se debe considerar que solo se realizará una inyección continua de 200 ml .
4. Hacer una inyección de polímero.
5. Graficar concentración normalizada para el polímero y trazador vs volumen poroso.
6. Obtener la derivada de la concentración para el polímero y el trazador.
7. Obtener los coeficientes de dispersión mecánica y dispersividad del medio.



6. Experimentación y resultados.

6.1 Evaluación del trazador sintetizado.

6.1.1. Caracterización petrofísica de los medios porosos.

Los resultados de las pruebas experimentales de porosidad y permeabilidad absoluta al agua se presentan en la tabla 6.1.

Tabla 6. 1 Resultados de porosidad y permeabilidad para los diferentes medios porosos caracterizados.

<i>Partícula</i>	<i>Porosidad (%)</i>	<i>Dif. presión (psia)</i>	<i>Permeabilidad (Darcy)</i>
M069 Malla 50	31.4559	367.3200	0.1592
AI-400	11.3578	335.3793	0.1744
AE-ESPECIAL	14.4329	171.5195	0.3411
A-35	36.3991	74.2988	0.7874

6.1.2 Determinación del coeficiente de difusión molecular del trazador Q454-I.

El primer experimento se desarrolla en el tubo capilar para obtener el coeficiente de difusión del trazador sintetizado. La figura 6.1 muestra el comportamiento de la inyección de los pulsos inyectados durante 2 minutos cada uno y la figura 6.2 se realiza para pulsos durante un minuto. En la tabla 6.3 se muestra la variación de sus parámetros a los diferentes tiempos y gastos.

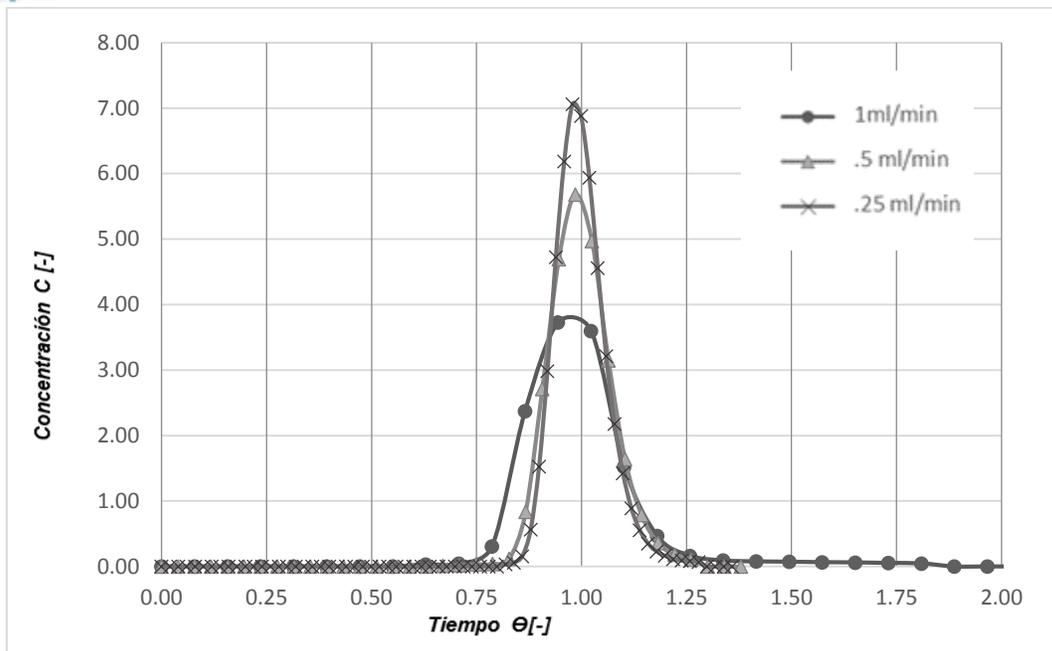


Fig. 6. 1 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en el tubo capilar, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 2 minutos.

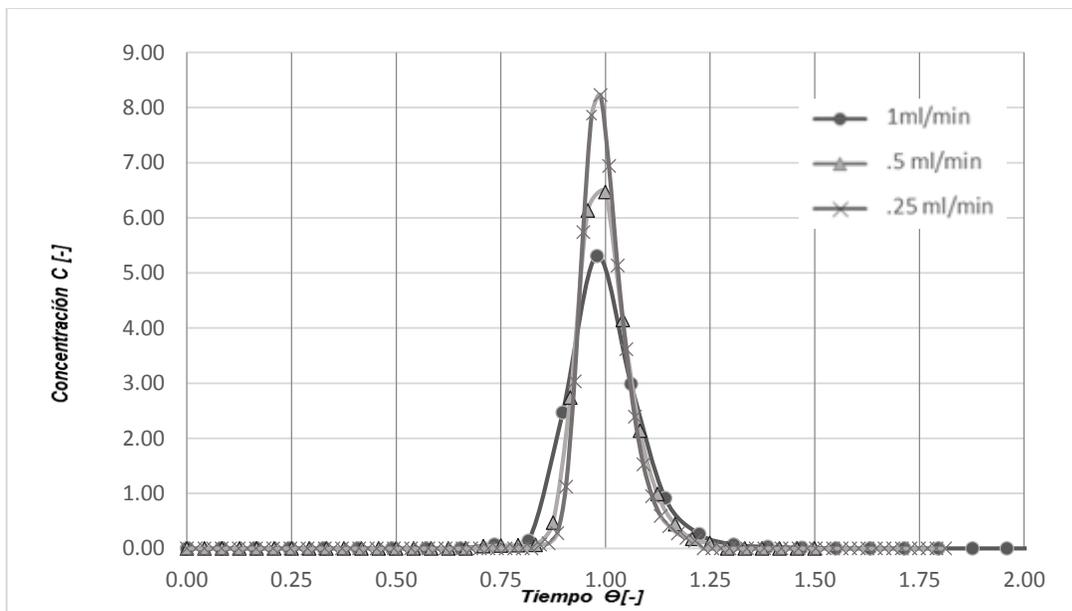


Fig. 6. 2 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en el tubo capilar, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 1 minuto.



Tabla 6. 2 Módulo de dispersión, coeficientes de dispersión hidrodinámica y difusión, y varianza obtenidos en la inyección de trazador Q454-I en el serpentín.

gasto (ml/min)	D_h/vl	2 minutos		
		$D_h [m^2/s]$	Coef. Difusión [m^2/s]	Varianza
1	0.00458	5.95092E-10	6.95092E-10	8892.41341
0.5	0.0028	3.67476E-10	3.67476E-10	9421.51641
0.25	0.0019	2.68081E-10	2.68081E-10	25483.1169

gasto (ml/min)	D_h /vl	1 minuto		
		$D_h [m^2/s]$	Coef. Difusión [m^2/s]	Varianza
1	0.0038	5.56689E-10	5.56689E-10	3004.92334
0.5	0.0023	4.69398E-10	4.69398E-10	6984.40711
0.25	0.0015	3.47288E-10	3.47288E-10	19100.6996

6.1.3 Evaluación de los trazadores desarrollado y comercial, como alternativas para la determinación de la dispersividad en una columna empacada con roca carbonatada.

La inexistencia de trazadores desarrollados para roca carbonata surge la necesidad de la síntesis de uno para evaluar la dispersividad en medios carbonatados. Para validarlo es necesario comparar el desempeño del trazador sintetizado Q454-I y del trazador comercial Q481-I en un medio poroso de la misma composición y mismas condiciones.

Para cada prueba se realizaron inyecciones de trazador tipo pulso, con tiempo de inyección igual a uno y dos minutos, y a tres diferentes gastos, (1, 0.5, 0.25 ml/min).

Evaluación del trazador Q454-I.

La primera prueba en medios porosos se realiza empacando la columna con roca M069 y así evaluar al trazador Q454-I en un medio de carbonatos. La figura 6.3 y 6.4 muestran la inyección de los pulsos a diferentes gastos, mientras la tabla 6.5 se aprecian los parámetros calculados partiendo de dicha prueba.

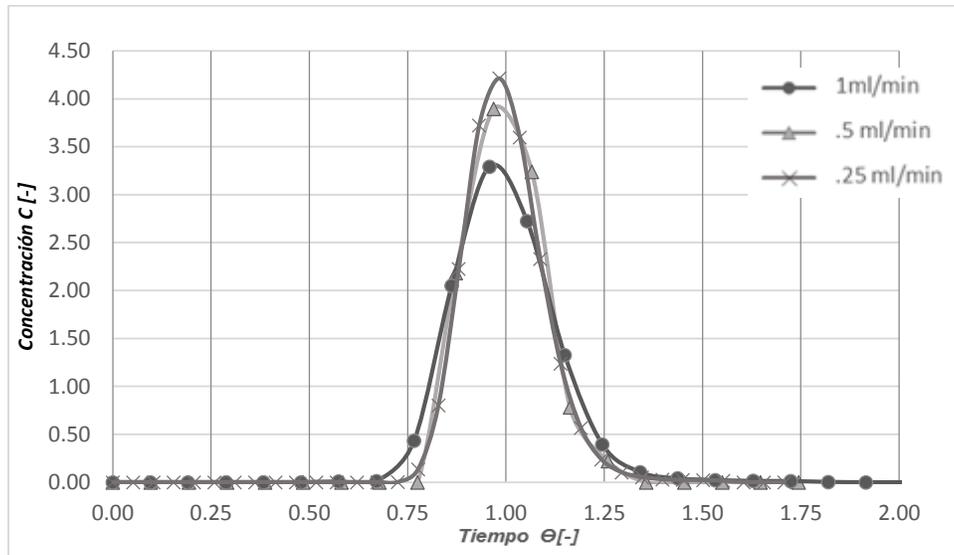


Fig. 6. 3 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en la columna empacada con M069, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 2 minutos.

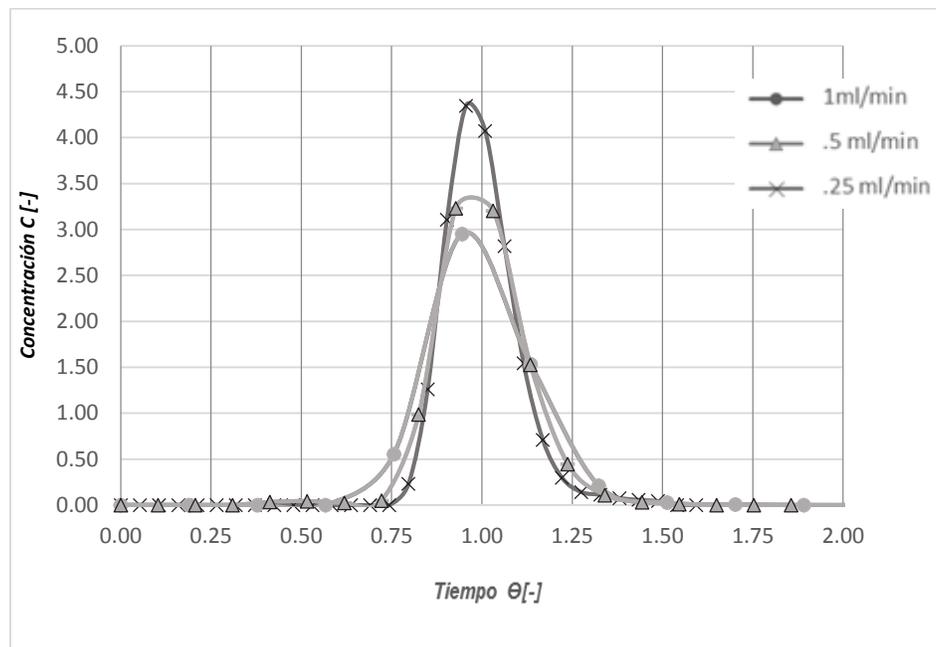


Fig. 6. 4 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en la columna empacada con M069, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 1 minuto.



Tabla 6. 3 Módulo de dispersión, coeficientes de dispersión hidrodinámica difusión efectiva y dispersión obtenidos en la inyección de trazador Q454-I en la columna empacada con M069.

2 minutos				
gasto (ml/min)	$D_h / \nu l$	$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	0.0049	1.7622E-05	1.0473E-09	1.7648E-05
0.5	0.0083	1.0119E-05	1.8236E-09	1.0134E-05
0.25	0.0050	6.0837E-06	3.0390E-09	6.0792E-06

1 minuto				
gasto (ml/min)	$D_h / \nu l$	$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	0.0096	1.3615E-05	1.3640E-09	1.3546E-05
0.5	0.0078	8.4028E-06	2.1996E-09	8.4010E-06
0.25	0.0052	6.4910E-06	2.8482E-09	6.4868E-06

En la figura 6.5 se puede observar la curva de masa de trazador recuperada con respecto al tiempo.

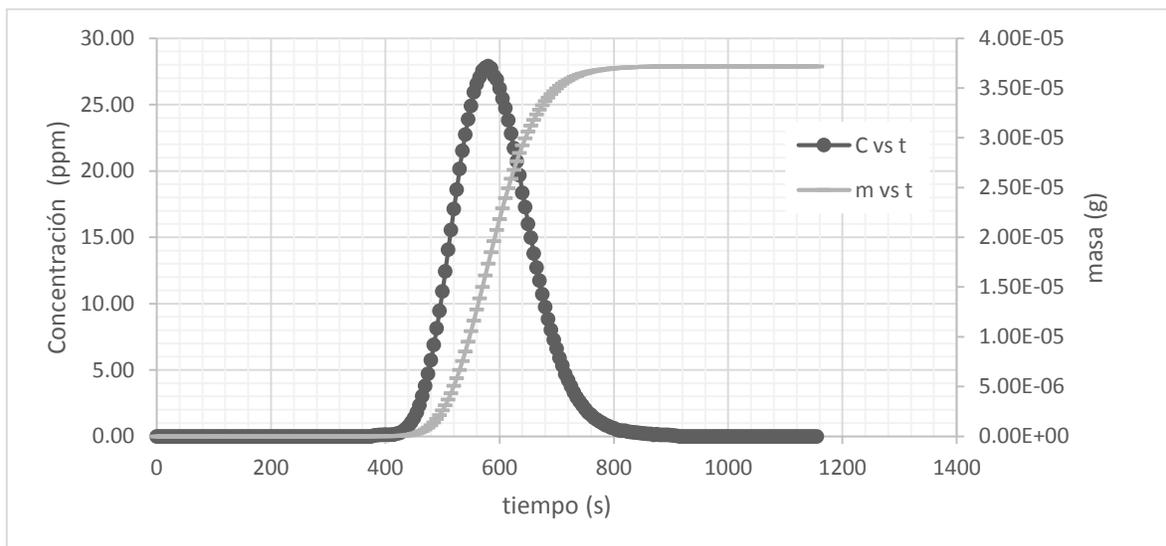


Fig. 6. 5 Comportamiento de la masa de Q454-I recuperada en la inyección de un pulso de 2 min y un gasto de 0.5 ml/min.

Evaluación del trazador comercial

Se realizó la inyección del trazador comercial Q481-I en un medio poroso de carbonatos con las mismas condiciones y características definidas en las tablas 5.8, los resultados se aprecian en la figura 6.6 y 6.7 a 2 minutos y 1 minuto



respectivamente, mientras la tabla 6.5 muestra los valores calculados a partir del experimento.

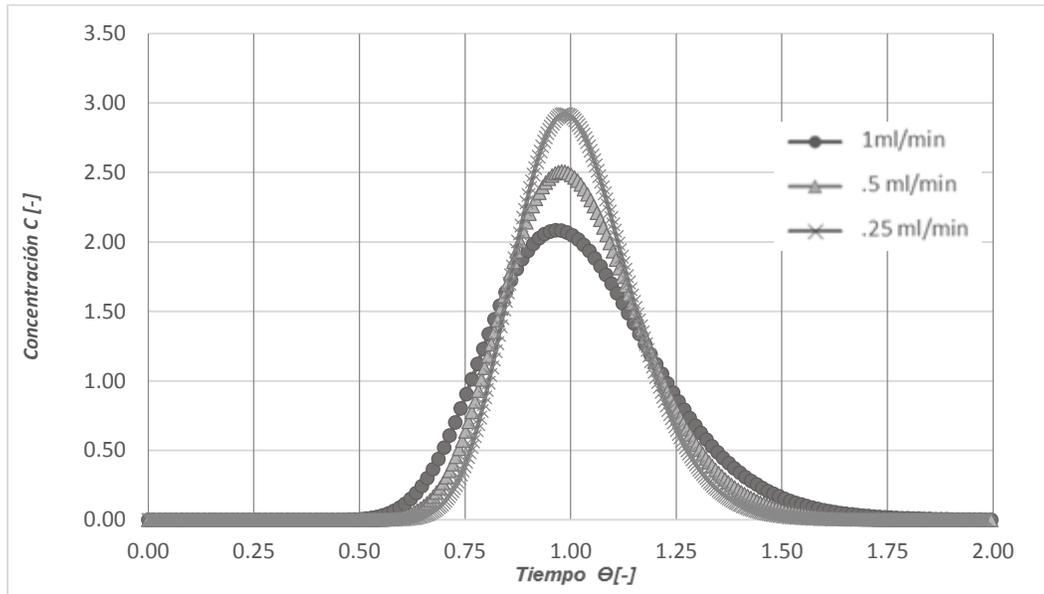


Fig. 6. 6 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q481-I en la columna empacada con M069, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 2 minutos.

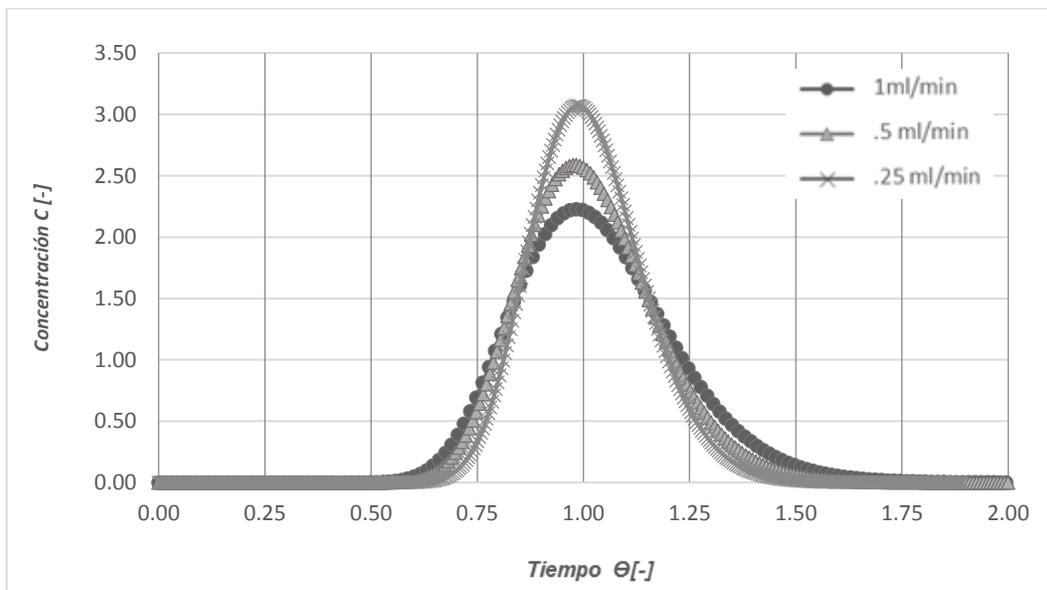


Fig. 6. 7 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q481-I en la columna empacada con M069, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 1 minuto



Tabla 6. 4 Módulo de dispersión, coeficientes de dispersión hidrodinámica difusión efectiva y dispersión obtenidos en la inyección de trazador Q481-I en la columna empacada con M069.

gasto (ml/min)	$D_h / \nu l$	2 minutos		
		$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	0.0184	2.4646E-05	7.5139E-10	2.4594E-05
0.5	0.0127	1.6932E-05	1.0906E-09	1.6947E-05
0.25	0.0093	1.2517E-05	1.4831E-09	1.2461E-05

gasto (ml/min)	$D_h / \nu l$	1 minuto		
		$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	0.0161	2.1584E-05	2.1489E-10	2.1489E-05
0.5	0.0119	1.5980E-05	1.1639E-09	1.5880E-05
0.25	0.0084	1.1379E-05	1.1260E-09	1.0153E-05

Se muestra en la figura 6.8 la masa de trazador Q481-I recuperada en una de las pruebas de desplazamiento.

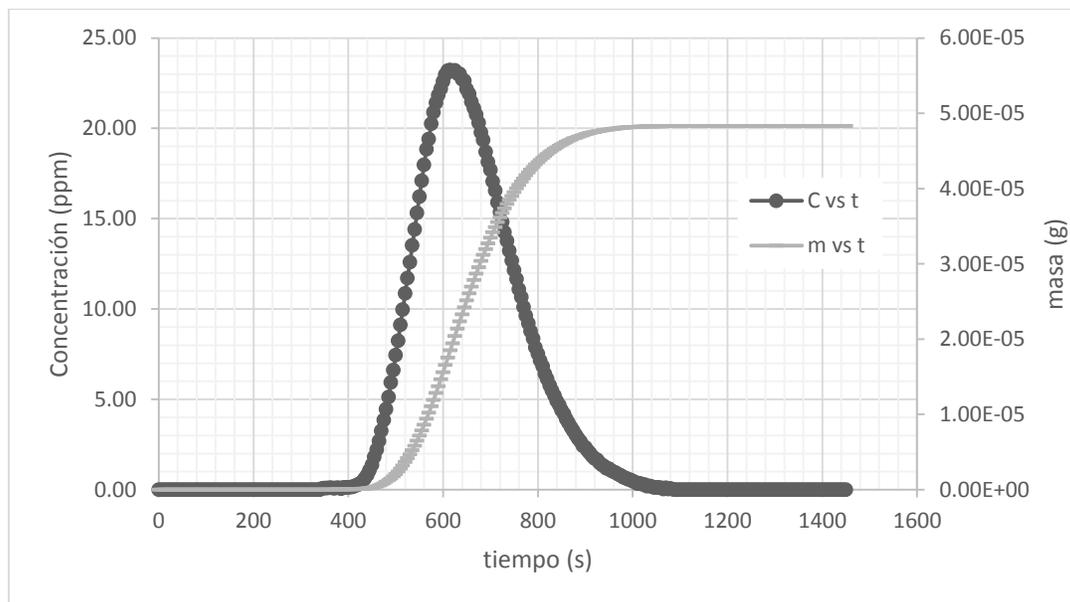


Fig. 6. 8 Comportamiento de la masa de Q481-I recuperada en la inyección de un pulso de 2 min y un gasto de 0.5 ml/min.

6.1.4 Evaluación del trazador Q454-I a condiciones de saturación de aceite residual.

Para poder evaluar al trazador a condiciones de saturación residual de aceite se inyectó aceite M001, después se simuló un proceso de recuperación secundaria por



inyección de agua, donde se obtuvo un factor de recuperación del 67.68%. Posteriormente, se llevó a cabo la inyección de trazador como se ha hecho en los experimentos anteriores. La figura 6.9 y 6.10 muestra la inyección de baches con tiempo de inyección igual a 2 minutos y 1 minuto para los tres diferentes gastos; la tabla 6.6 muestran los parámetros obtenidos de la prueba de inyección.

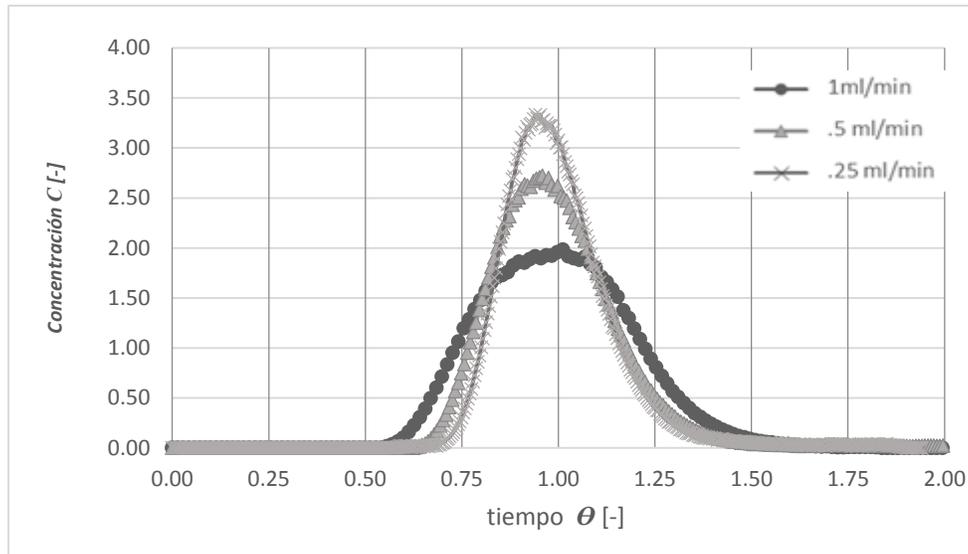


Fig. 6. 9 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en la columna empacada con M069 y a condiciones de Sor de M001, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 2 minutos.

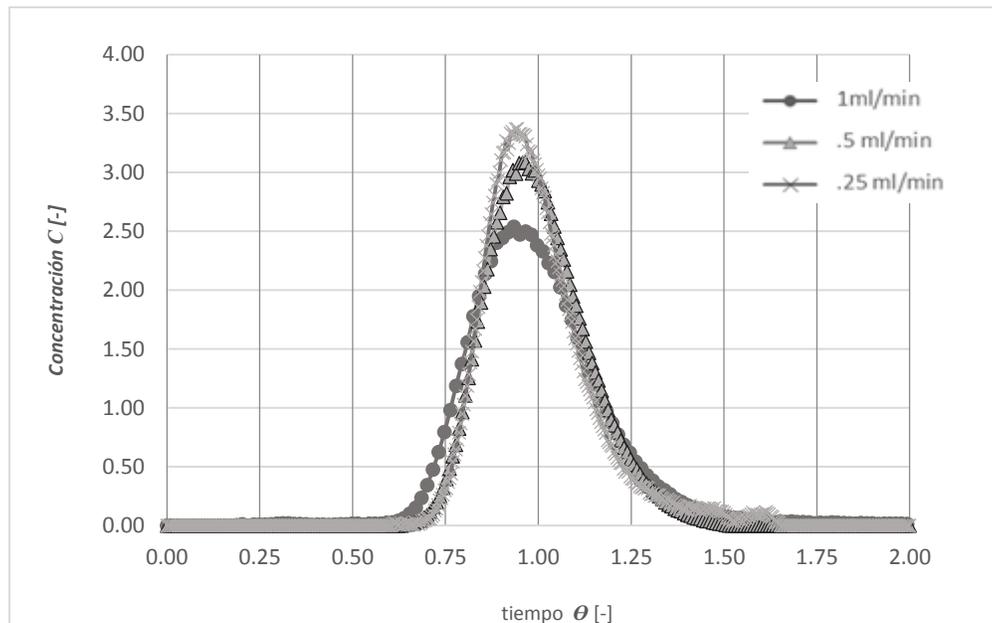


Fig. 6. 10 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en la columna empacada con M069 y a condiciones de Sor de M001, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 1 minuto.



Tabla 6. 5 Módulo de dispersión hidrodinámica, coeficientes de dispersión hidrodinámica difusión efectiva y dispersión obtenidos en la inyección de trazador Q454-I en la columna empacada con M069 y a condiciones de Sor de M001.

		2 minutos		
gasto (ml/min)	D_h / vI [-]	$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	0.0178	2.3884E-05	7.7716E-10	2.3783E-05
0.5	0.1588	1.7962E-05	1.0307E-09	1.7932E-05
0.25	0.0113	1.5067E-05	1.2290E-09	1.5039E-05

		1 minuto		
gasto (ml/min)	D_h / vI	$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	0.0351	2.3457E-05	7.9135E-10	2.3356E-05
0.5	0.0089	2.1445E-05	8.6253E-10	2.1429E-05
0.25	0.1110	1.4862E-05	1.2523E-09	1.4759E-05



6.1.5 Dispersividad de medios porosos de diferente granulometría.

Esta etapa se lleva a cabo para evaluar la efectividad del trazador al inyectarse en medios porosos con diferentes granulometrías.

PARTÍCULAS DE DIAMETRO PROMEDIO IGUAL 0.041 a 0.053 mm (AI-400)

Se inició con la inyección del trazador en la columna empacada con las partículas más finas. La figura 6.11 y 6.12 muestran los resultados de los pulsos con tiempo de inyección igual a 2 y 1 minutos respectivamente, la tabla 6.7 muestra los parámetros obtenidos de la inyección.

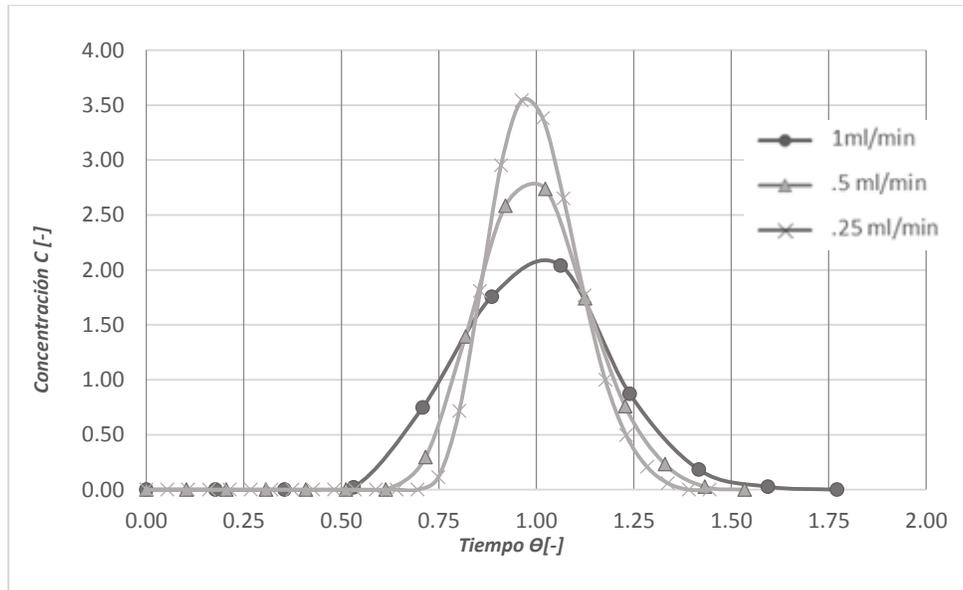


Fig. 6. 11 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en la columna empacada con AI-400, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 2 minutos.

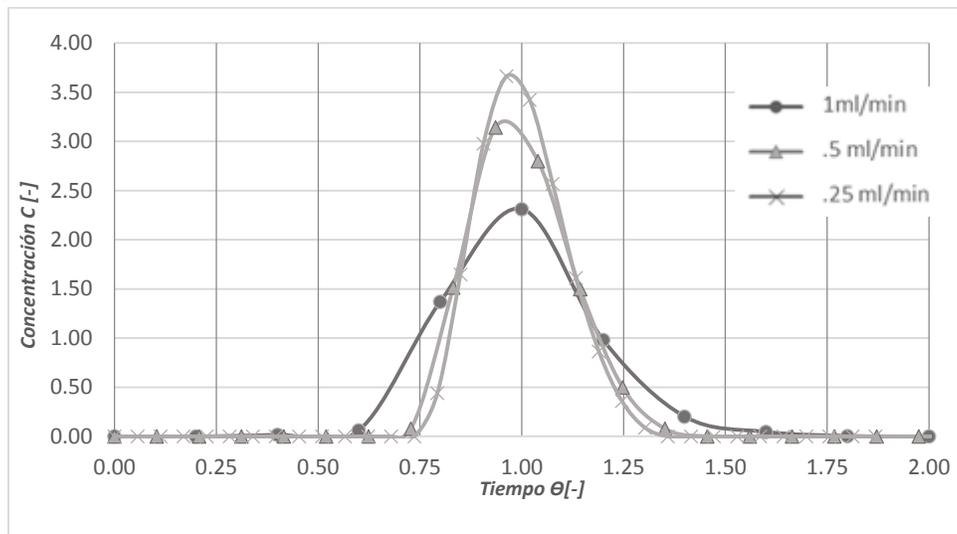


Fig. 6. 12 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en la columna empacada con AI-400, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 1 minuto.

Tabla 6. 6 Módulo de dispersión, coeficientes de dispersión hidrodinámica difusión efectiva y dispersión obtenidos en la inyección de trazador Q454-I en la columna empacada con AI-400.

		2 minutos		
gasto (ml/min)	D_h /vl	D_h [m ² /s]	D_e [m ² /s]	D [m ² /s]
1	0.0168	6.2172E-05	2.1296E-11	7.0455E-05
0.5	0.0094	3.4823E-05	3.8004E-11	3.9479E-05
0.25	0.0059	2.2002E-05	5.9971E-11	2.5015E-05
		1 minuto		
gasto (ml/min)	D_h /vl	D_h [m ² /s]	D_e [m ² /s]	D [m ² /s]
1	0.0162	6.0032E-05	2.2023E-11	6.0028E-05
0.5	0.0071	2.6343E-05	5.0199E-11	2.6335E-05
0.25	0.0054	2.0212E-05	6.5590E-11	2.0156E-05

PARTÍCULAS DE DIÁMETRO PROMEDIO DE 0.09 a 0.18 mm (AE-ESPECIAL)

Los resultados de la inyección de los pulsos con tiempos de inyección igual a 1 y 2 minutos se muestran en las figuras 6.13 para 2 minutos y 6.14 para un 1 minuto, mientras que los parámetros obtenidos se muestran en la tabla 6.8

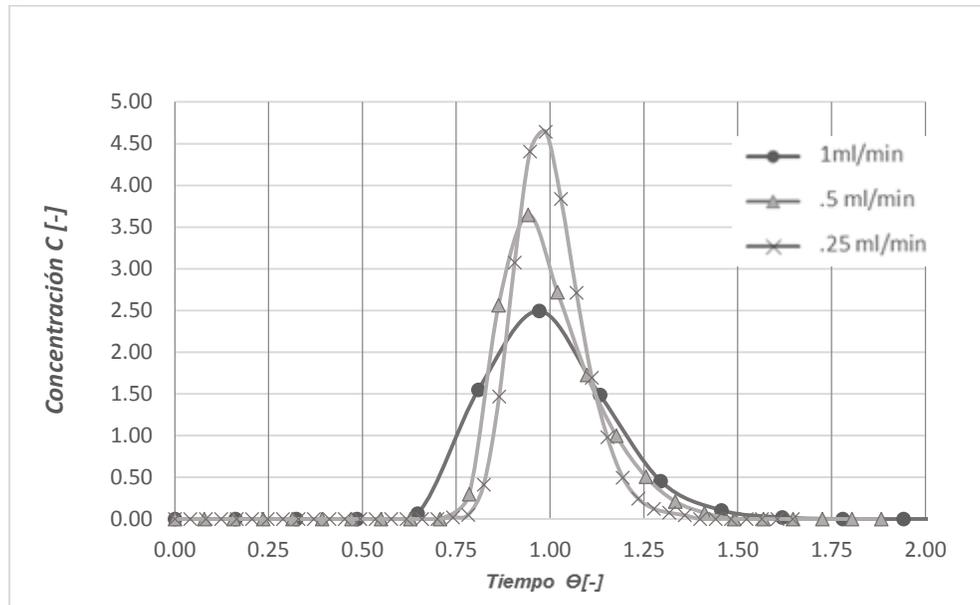


Fig. 6. 13 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en la columna empacada con AE-ESPECIAL, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 2 minutos.

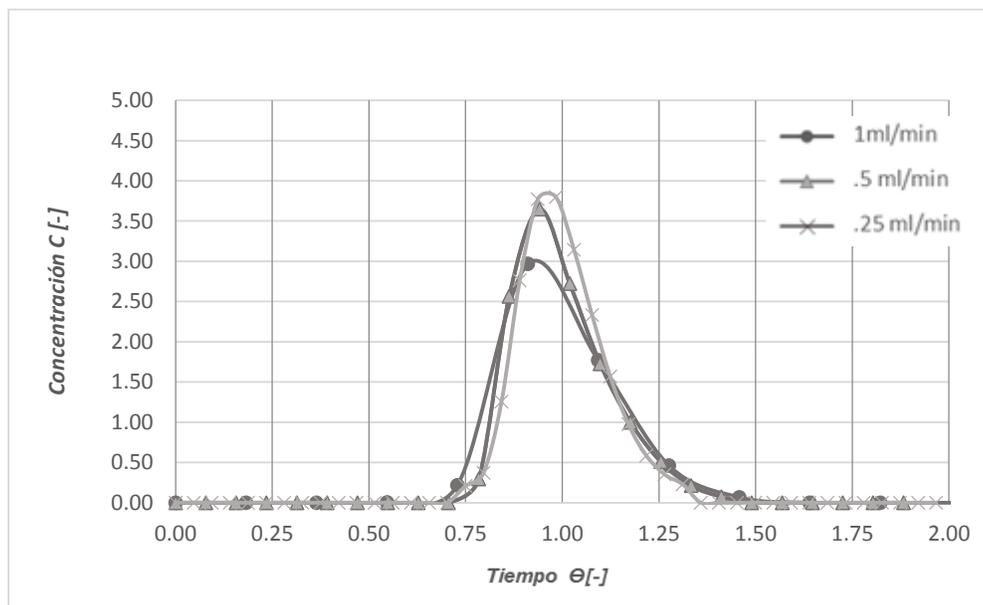


Fig. 6. 14 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en la columna empacada con AE-ESPECIAL, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 1 minuto.



Tabla 6. 7 Módulo de dispersión, coeficientes de dispersión hidrodinámica difusión efectiva y dispersión obtenidos en la inyección de trazador Q454-I en la columna empacada con AE-ESPECIAL.

2 minutos				
gasto (ml/min)	$D_h / \nu l$	$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	0.0131	3.8051E-05	1.0360E-10	3.8042E-05
0.5	0.0075	2.1921E-05	1.7996E-10	2.1900E-05
0.25	0.0041	1.1932E-05	3.3065E-10	1.1919E-05
1 minuto				
gasto (ml/min)	$D_h / \nu l$	$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	0.0095	2.7712E-05	1.4251E-10	2.7655E-05
0.5	0.0064	1.8642E-05	2.1153E-10	1.8631E-05
0.25	0.0059	1.72343E-05	2.2948E-10	1.7174E-05

PARTÍCULAS DE DIÁMETRO PROMEDIO DE 0.71 a 1 mm (A-35)

Los resultados de la inyección de los pulsos se aprecian en la figura 6.15 y 6.16 a tiempos de inyección igual a 2 minutos y 1 minuto respectivamente; la tabla 6.9 muestra los parámetros obtenidos.

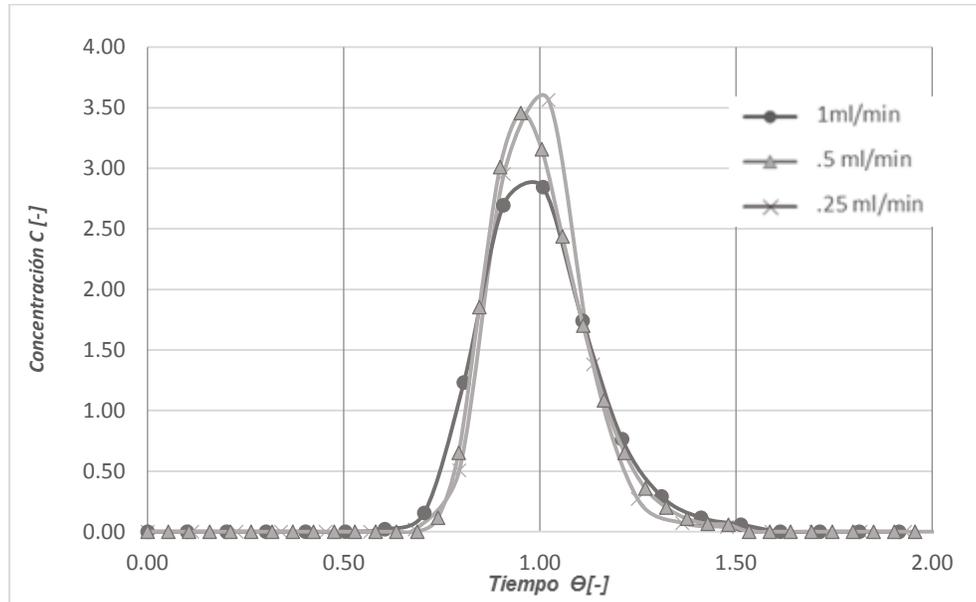


Fig. 6. 15 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en la columna empacada con A-35, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 2 minutos.

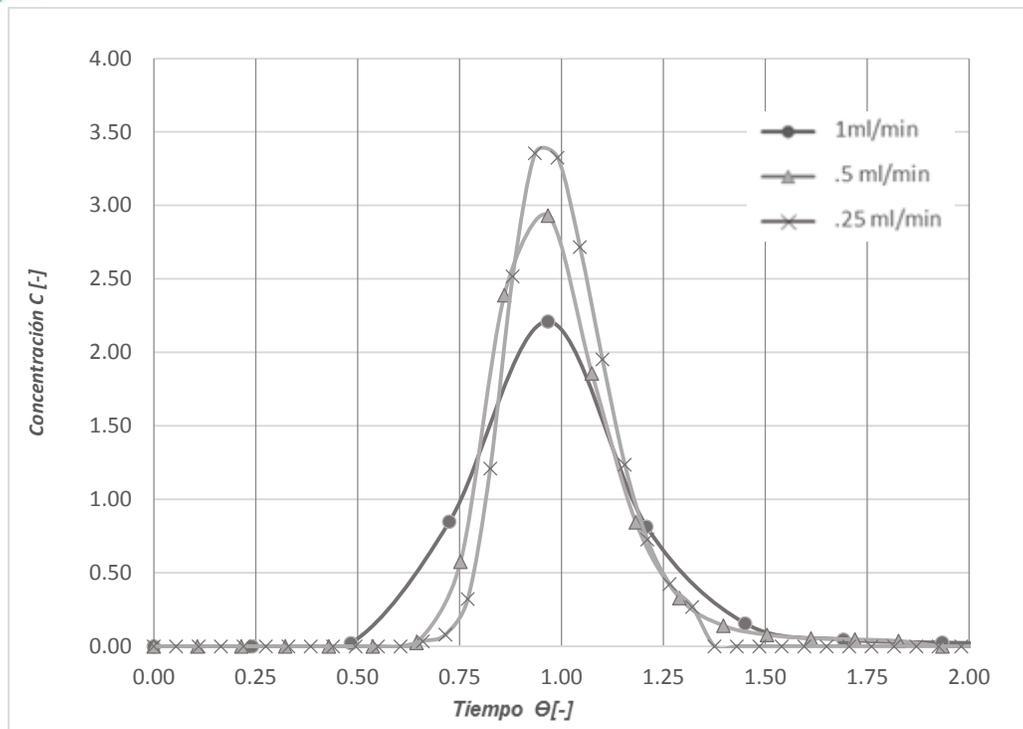


Fig. 6. 16 Comparación del comportamiento de C adimensional vs t adimensional para los pulsos inyectados del trazador Q454-I en la columna empacada con A-35, a diferentes gastos y tiempo de inyección igual a 1 minuto.

Tabla 6. 8 Módulo de dispersión, coeficientes de dispersión hidrodinámica difusión efectiva y dispersión obtenidos en la inyección de trazador Q454-I en la columna empacada con A-35.

2 minutos				
gasto (ml/min)	$D_h / \nu l$	$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	0.0062	6.2302E-06	4.6662E-09	6.2266E-06
0.5	0.0102	1.0245E-05	2.8402E-09	1.0233E-05
0.25	0.0077	1.1902E-05	2.447E-09	1.1876E-05
1 minuto				
gasto (ml/min)	$D_h / \nu l$	$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	0.0249	1.1603E-05	2.5116E-09	1.1574E-05
0.5	0.0142	1.4243E-05	2.0468E-09	1.4204E-05
0.25	0.0071	7.1332E-06	4.0757E-09	7.1301E-06



6.1.6 Análisis de resultados

6.1.6.1 Caracterización Petrofísica de los medios porosos.

De acuerdo a los resultados del apartado 6.1.1, el medio empacado más poroso y permeable es el conformado por las partículas A-35, las cuales son las de mayor tamaño con un diámetro entre 0.71 a 1 mm.

El tamaño de partícula más pequeño corresponde a las partículas AI-400, diámetro de partícula entre 0.041 y 0.053 mm), siendo este medio el de menor porosidad debido a la reducción de los espacios interpartícula del sistema; sin embargo, el medio empacado con la roca M069 es el menos permeable, con un diámetro de partícula de 0.3 a 0.425 mm.

Graficando la porosidad vs el logaritmo de la permeabilidad, se observa una relación proporcional, la cual se puede ajustar al modelo siguiente (figura 6.17):

$$\log k = .0186 \phi + .0156, \dots\dots\dots(93)$$

De la misma manera, se obtuvo un modelo que relaciona al tamaño de partícula y la permeabilidad absoluta del medio en estudio (figura 6.18).

$$y = .2008 x^{.8329}, \dots\dots\dots(94)$$

Al analizar los resultados experimentales se observa que el comportamiento se ajusta a las correlaciones de porosidad-permeabilidad existentes, y también a la correlación del tamaño de grano-permeabilidad para medios no consolidados.

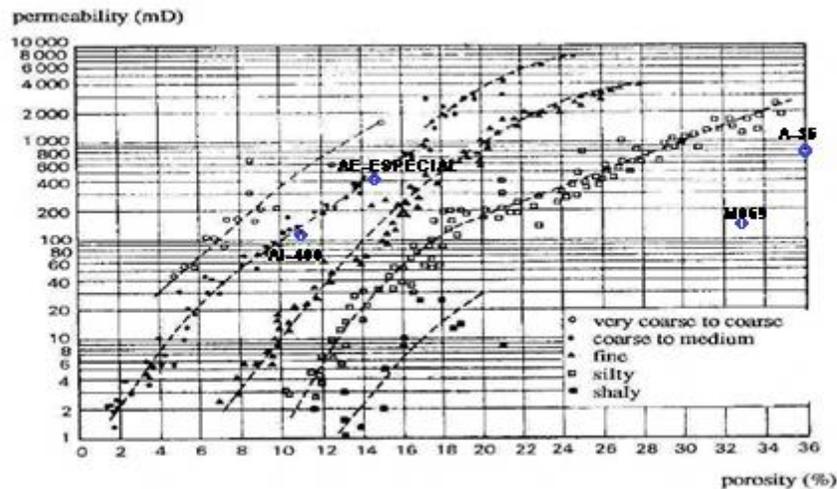


Fig. 6. 17 Gráfica de permeabilidad vs porosidad de las partículas

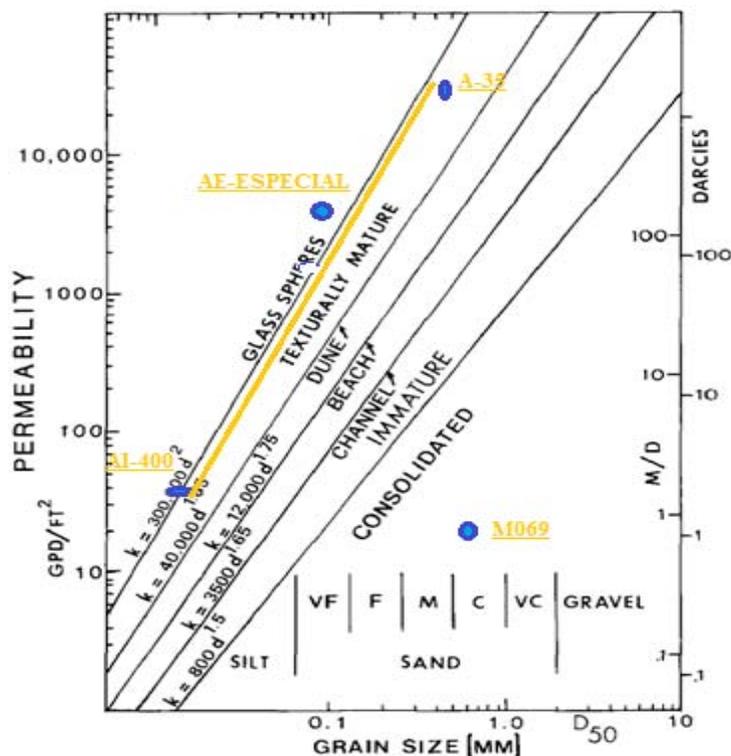


Fig. 6. 18 Gráfica de permeabilidad vs tamaño de grano de las partículas

6.1.6.2 Determinación del coeficiente de difusión del trazador Q454-I.

Para el trazador sintetizado Q454-I, se determinó un coeficiente de difusión molecular promedio de 3.67×10^{-10} (m²/s), lo que indica una baja difusión molecular de la especie trazadora en el agua. Es decir, el comportamiento de la interfase es casi ideal manteniéndose relativamente definida cuando no existe un medio poroso que promueva la dispersión mecánica.

6.1.6.3 Evaluación de los trazadores desarrollado y comercial, como alternativas para la determinación de la dispersividad en una columna empacada con roca carbonatada.

De acuerdo a los resultados de las pruebas de inyección en roca carbonatada, el trazador Q454-I puede detectarse satisfactoriamente por medio de la absorbancia. Al analizar el comportamiento de la concentración adimensional con respecto al tiempo adimensional se puede determinar un módulo de dispersión, el cual está asociado a una curva gaussiana que dependiendo de la forma de esta se puede obtener la base matemática para determinar la dispersividad del medio. El experimento se realizó a diferentes gastos y tiempos de inyección, ya que son los parámetros que influyen directamente en el comportamiento de la curva resultante. El gasto tiene cierta influencia en el valor del módulo de dispersión, obteniendo resultados de 0.0049, 0.0083 y 0.0050 para 0.25, 0.5 y 1 ml/min, respectivamente,



al mismo tiempo de inyección. El valor promedio del módulo de dispersión es de 0.0060, siendo un 38% el máximo efecto por cambio de gasto.

Por otro lado, el tiempo de inyección no afecta al módulo de dispersión, comparando los resultados de las pruebas a los mismos gastos, pero a diferentes tiempos de inyección, por ejemplo, para el trazador Q454-I:

A 2 min:

gasto (ml/min)	$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	1.7622E-05	1.0473E-09	1.7648E-05

A 1 min:

gasto (ml/min)	$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
1	1.3615E-05	1.3640E-09	1.3546E-05

Las variaciones pueden considerarse despreciables, siendo el tiempo de inyección un factor que no afecta la forma de la curva gaussiana.

Las soluciones trazadoras de los productos sintetizado y comercial fueron preparadas a la misma concentración. Al realizar la comparación de las curvas gaussianas resultantes de una inyección de Q454-I y Q481-I, bajo las mismas condiciones experimentales, se observa una fuerte adsorción del trazador Q481-I en la roca, comprobado al no detectarse la concentración original de la solución, sino un valor mucho menor. Ver figuras 6.19, 6.20 y 6.21.

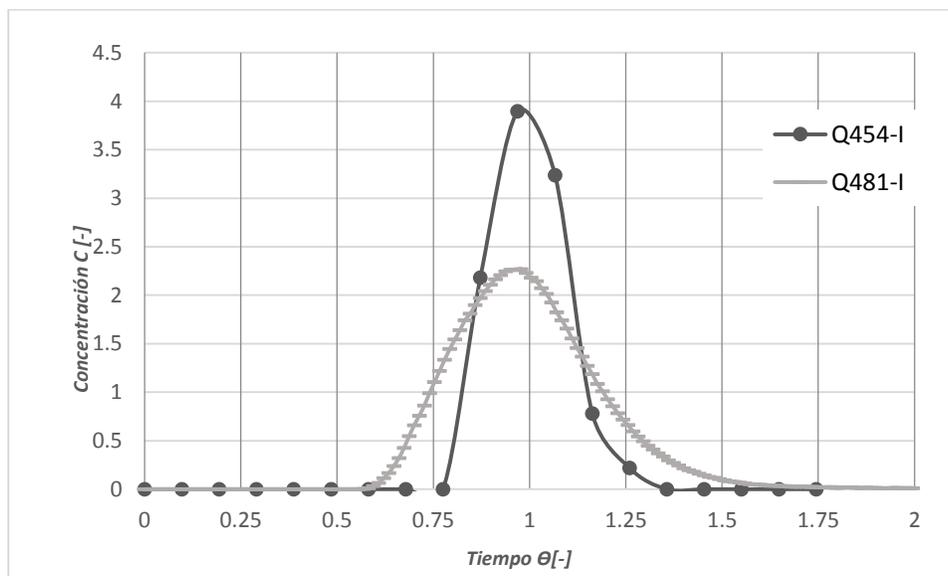


Fig. 6. 19 Comparación del comportamiento de C vs t para los pulsos inyectados del trazador Q454-I y Q481-I en la columna empacada con M069, a un gasto de 1 ml/min y tiempo de inyección de 2 min.

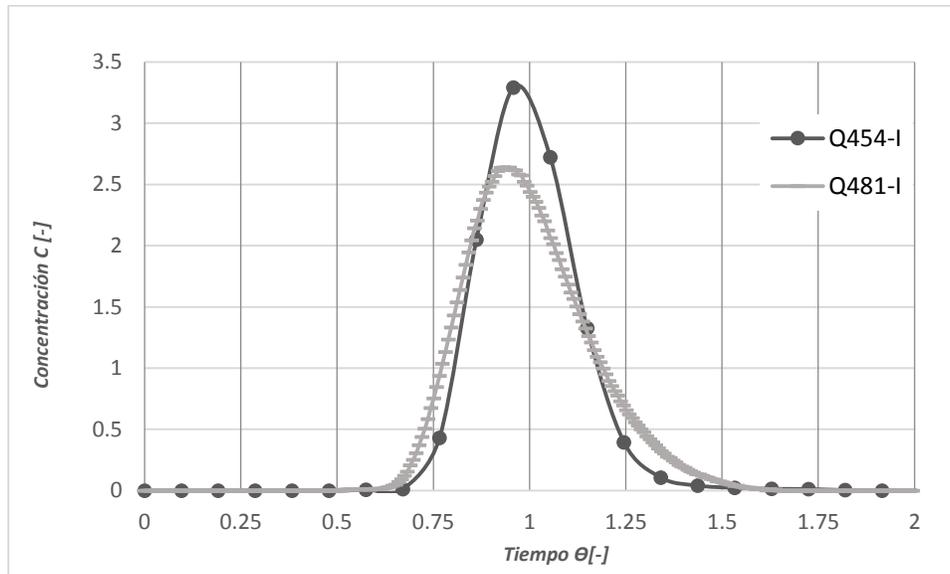


Fig. 6. 20 Comparación del comportamiento de C vs t para los pulsos inyectados del trazador Q454-I y Q481-I en la columna empacada con M069, a un mismo gasto de 0.5 ml/min y tiempo de inyección de 2 min.

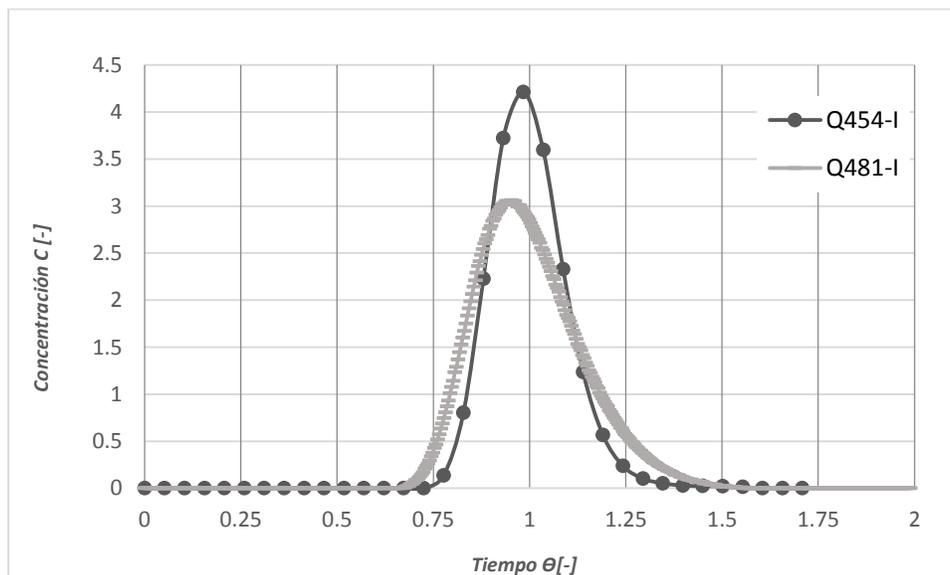


Fig. 6. 21 Comparación del comportamiento de C vs t para los pulsos inyectados del trazador Q454-I y Q481-I en la columna empacada con M069 a un mismo gasto de 0.25 ml/min y tiempo de inyección de 2 min.

En la gráfica 6.22 se observa el comportamiento de la masa de trazador recuperada con respecto al tiempo, obteniendo prácticamente el 100% de la masa de trazador sintetizado inyectada debido a la repulsión de cargas eléctricas (positiva-positiva) entre la molécula del trazador y la superficie de la roca. De esta manera queda comprobado que el trazador Q454-I es aplicable en rocas carbonatadas. Comparando las curvas de la figura 6.2 se detecta una retención de masa del Q481-



l dentro del sistema poroso, por lo que la adsorción del trazador comercial es considerable debido a la atracción de cargas eléctricas entre la molécula del trazador y la superficie de la roca (negativa-positiva). Entonces, la dispersividad arrojada por el trazador comercial no es correcta, ya que se ve afectada por la adsorción del trazador en el sistema, perdiendo validez.

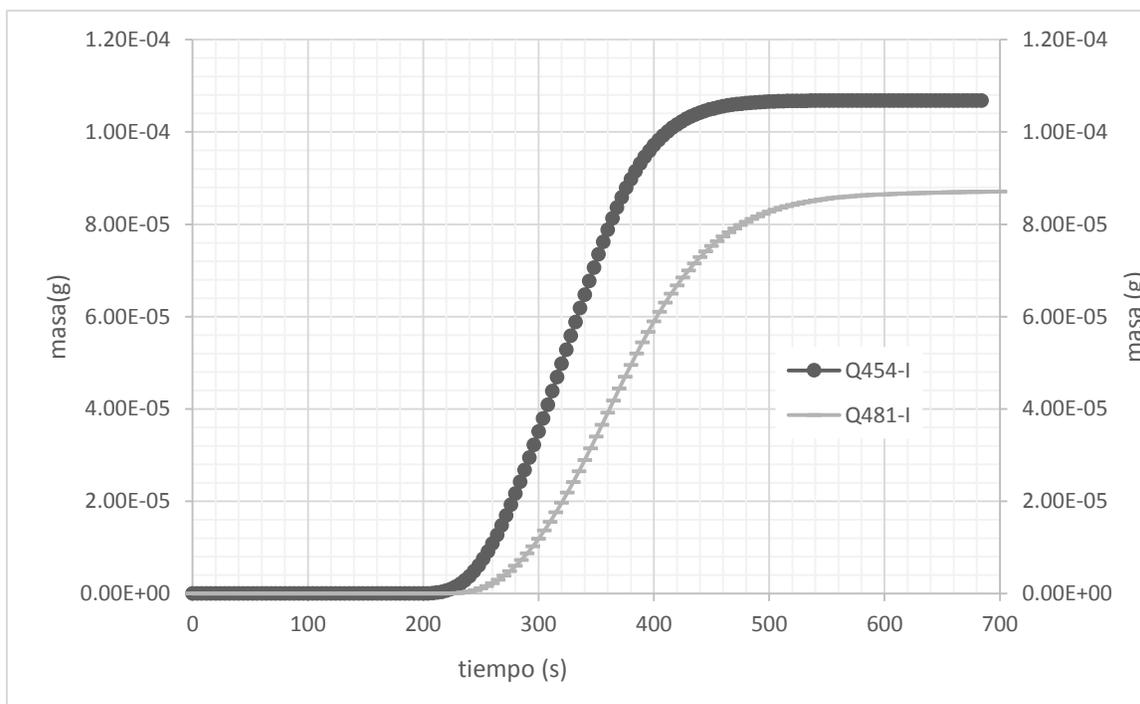


Fig. 6. 22 Comparación del comportamiento de masa recuperada vs t para los pulsos inyectados del trazador Q454-I y Q481-I en la columna empacada con M069 a un mismo gasto de 1 ml/min y tiempo de inyección de 2 min.

En las figuras 6.23 y 6. 24 se muestran los valores de los coeficientes de dispersión de la columna empacada con M069, obtenidos a diferentes gastos de inyección (0.25, 0.5 y 1 ml/min) y diferente duración del impulso del trazador (2 y 1 minuto). Se observa que, bajo una misma condición de gasto de inyección y duración del impulso del trazador, el coeficiente de dispersión obtenido con el trazador comercial es mayor respecto al trazador desarrollado. Esto como consecuencia de la adsorción del trazador comercial y no como producto de la dispersividad del medio.

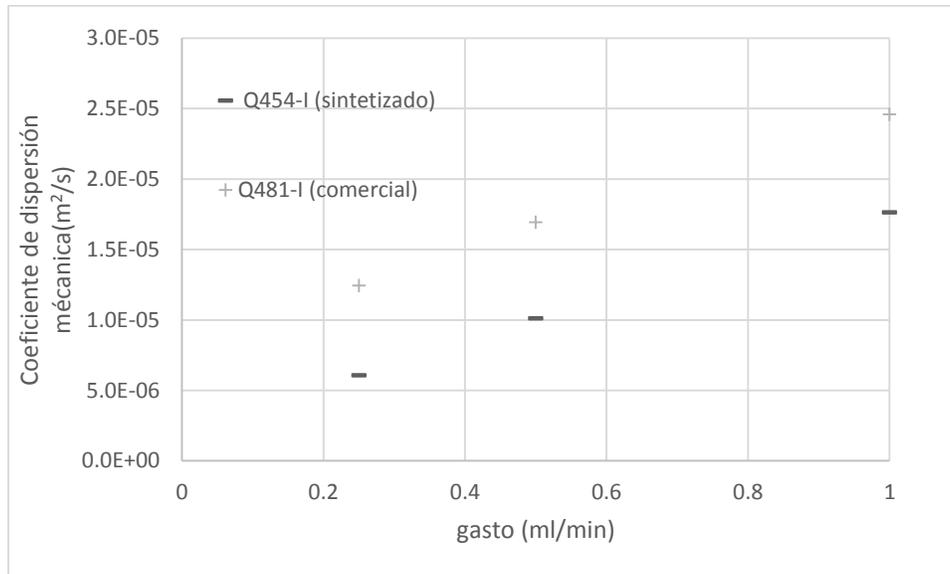


Fig. 6. 23 Coeficientes de dispersión calculados con el trazador Q454-I y Q481-I para un tiempo de inyección de 2 minutos

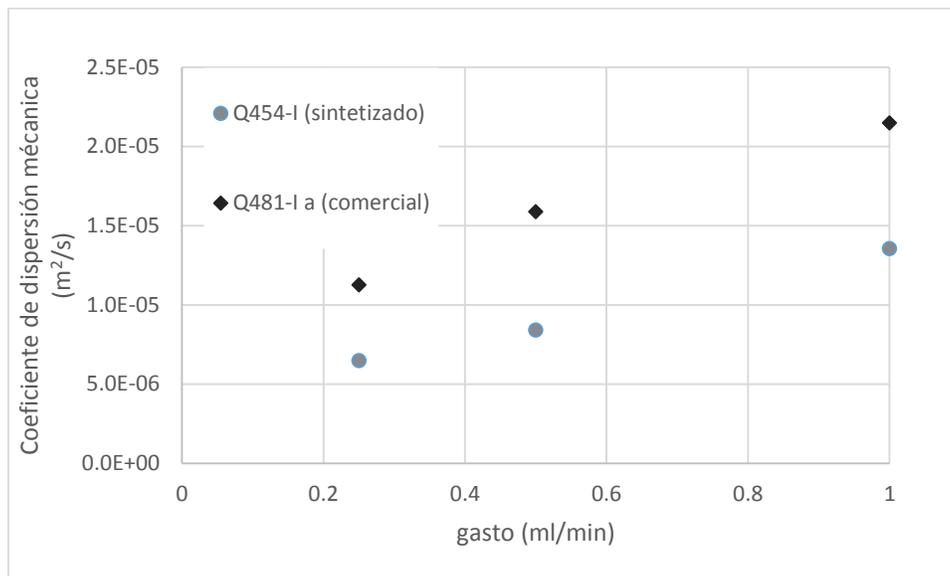


Fig. 6. 24 Coeficientes de dispersión calculados con el trazador Q454-I y Q481-I para un tiempo de inyección de 1 minuto.



6.1.6.4 Evaluación del trazador Q454-I a condiciones de saturación de aceite residual.

En la figura 6.25 se compara el coeficiente de dispersión calculado a partir de la inyección del trazador Q454-I para un medio empacado con roca M069 y otro empacado con roca M069, pero a condiciones de Sor de aceite M001.

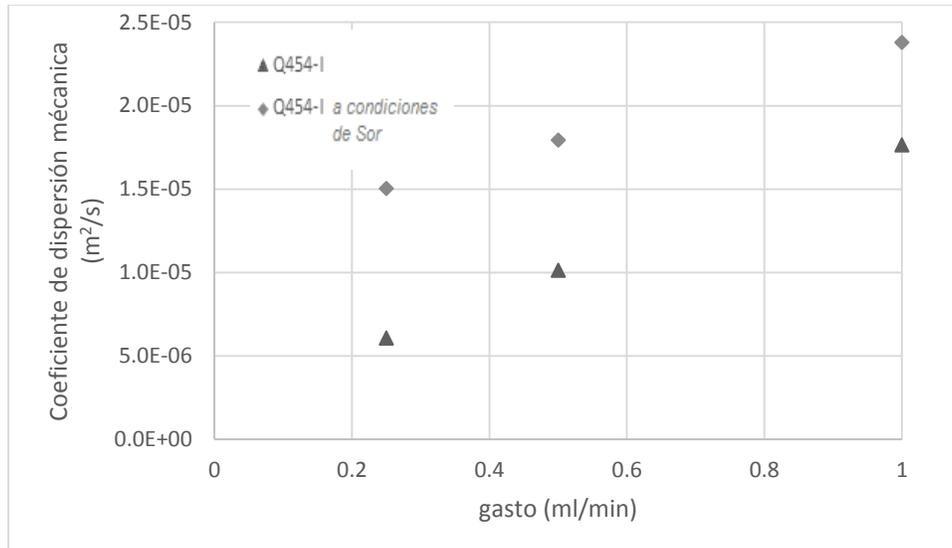


Fig. 6. 25 Análisis del coeficiente de dispersión calculado con la inyección del trazador Q454-I en un medio empacado con roca carbonatada sin y con presencia de aceite a un tiempo de inyección de 2 minutos.

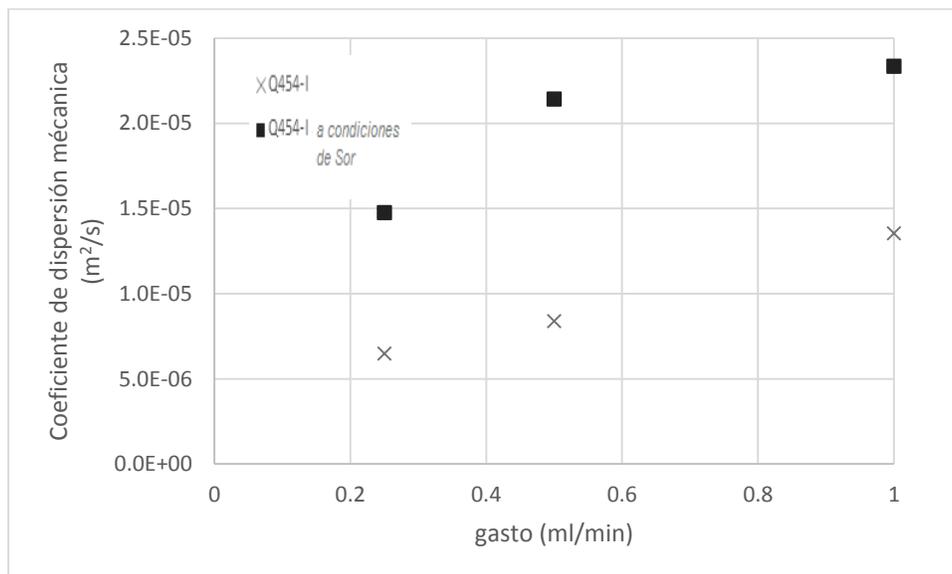


Fig. 6. 26 Análisis del coeficiente de dispersión calculado con la inyección del trazador Q454-I en un medio empacado con roca carbonatada sin y con presencia de aceite a un tiempo de inyección de 1 minuto.



La finalidad de esta comparación es comprobar que la presencia de hidrocarburos en el medio poroso no afecta el desempeño del trazador como indicador de la dispersividad del medio, y tal como se observa en las figuras 6.25 y 6.26, el trazador sigue siendo detectable por absorbancia y sigue siendo capaz de reproducir la dispersión del medio, donde las variaciones que presenta el coeficiente de dispersión pueden estar asociadas a la reducción de espacios interpartícula por la presencia de aceite.

La dispersividad de los medios es el parámetro de interés de este trabajo. Al calcular la dispersividad con dos trazadores diferentes se esperaba obtener los mismos resultados, a no ser, como se ha ido demostrando, que uno de ellos no sea aplicable al tipo de medio poroso que está siendo evaluado.

La dispersividad de un medio se relaciona con el coeficiente de dispersión mecánica, con la porosidad del medio y la velocidad intersticial del flujo, de tal manera que la tendencia de los resultados es la misma. Es decir, al comparar los valores de dispersividad obtenidos a partir de la inyección de ambos trazadores, se obtienen resultados diferentes. Lo que reitera la caracterización errónea del trazador comercial a causa de la fuerte adsorción del producto en la superficie mineral.

La dispersividad medida con el trazador Q481-I arroja un error del 74% respecto al Q454-I, lo cual es un error alto para poder ser considerado como representativo de la dispersividad del medio. En la figura 6.27 se muestran los resultados de dispersividad calculados.

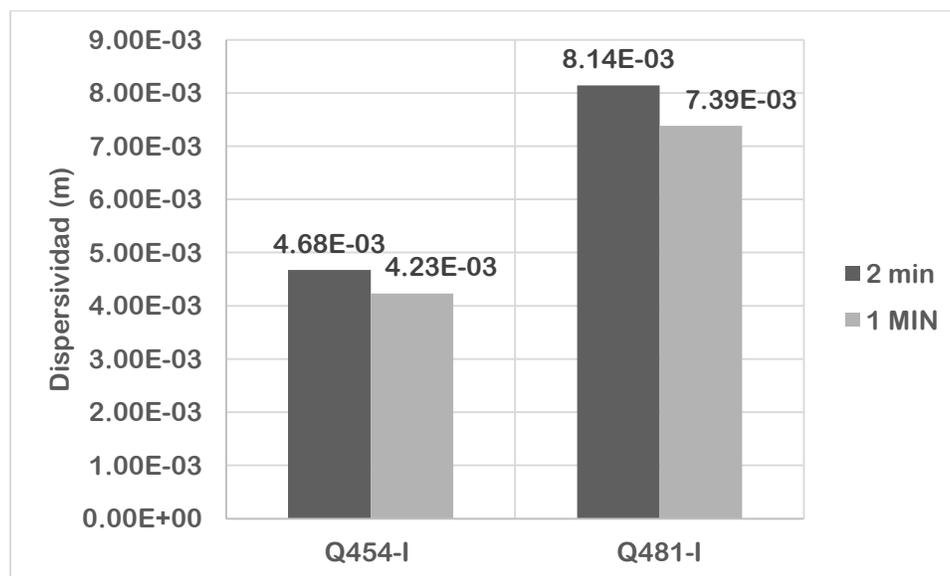


Fig. 6. 27 Dispersividad en medios empacados de M069 con trazador sintetizado (Q454-I) y comercial (Q481-I).



En la figura 6.28 se muestran los resultados de la dispersividad del medio calculado con la inyección del trazador Q454-I (sintetizado) sin y con la presencia de aceite en la roca empacada. Es fácilmente observable que, a pesar de la presencia de aceite en el medio poroso, el trazador sigue siendo capaz de reproducir la dispersividad del medio. Se realizó la inyección del trazador sintetizado con los dos diferentes tiempos de inyección que se han estado trabajando. En la figura 6.27 se demuestra que existe un cambio en el valor de la dispersividad aunado, quizá, al cambio en el espacio interpartícula debido a la presencia de aceite. Sin embargo, el tiempo de inyección ni el gasto utilizado afectan el desempeño del trazador, obteniendo resultados iguales de dispersividad.

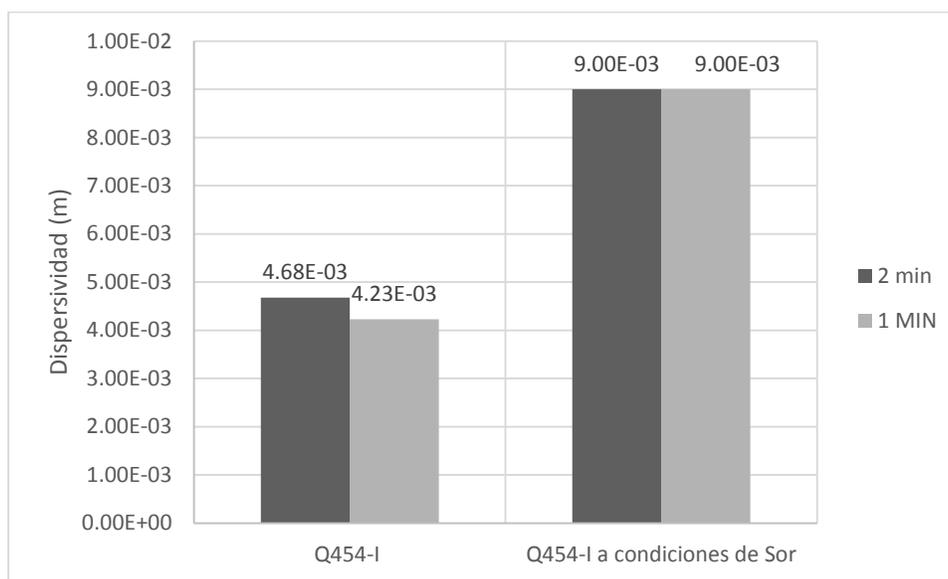


Fig. 6. 28 Dispersividad en medios empacados de M069 sin aceite y después con la inyección de aceite.

6.1.6.5 Dispersividad de medios porosos de diferente granulometría.

En las figuras 6.29 y 6.30 se pueden observar los valores obtenidos del coeficiente de dispersión para cada medio empacado a los diferentes gastos de inyección, para 2 y 1 minuto como duración del pulso trazador.

En ambos casos se observa que los coeficientes de dispersión más altos son para las partículas AI-400. Lo que indica que el fenómeno de la dispersión es más fuerte en este medio con respecto a los otros dos.

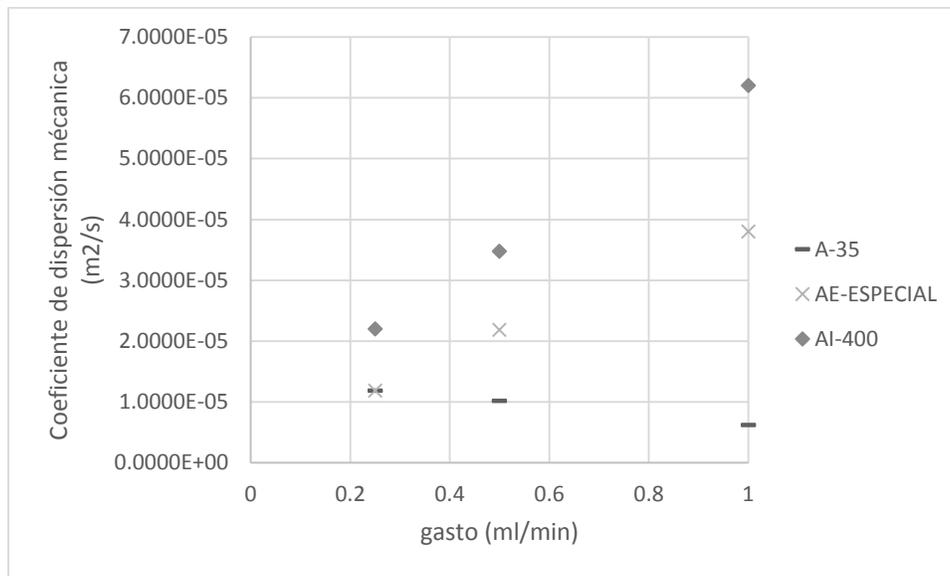


Fig. 6. 29 Coeficiente de dispersión en medios porosos empacados con partículas sintéticas A-35 (1-0.71 mm), AE-ESPECIAL (0.18-.09 mm) y AI-400(0.053-0.041 mm) en un tiempo de inyección de 2 minutos.

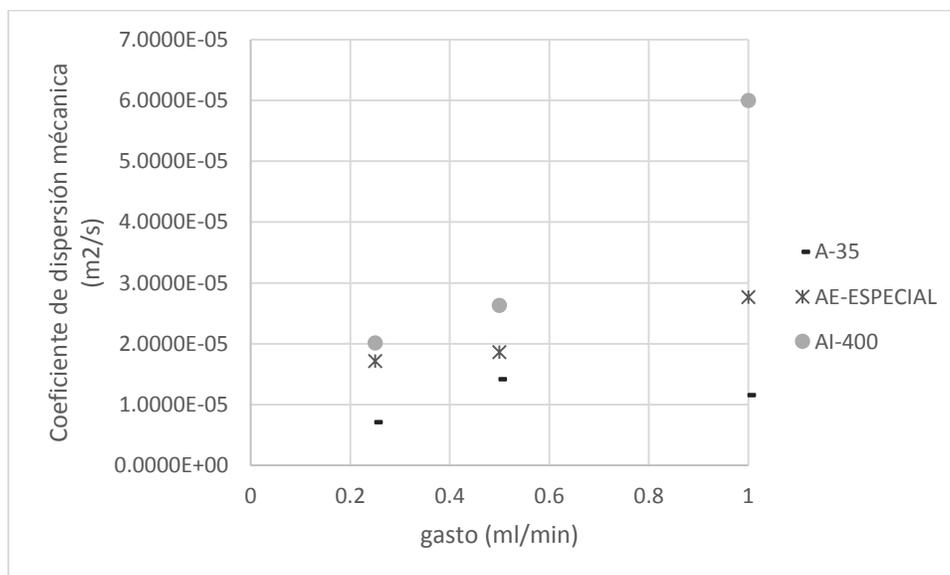


Fig. 6. 30 Coeficiente de dispersión en medios porosos empacados con partículas sintéticas A-35 (1-0.71 mm), AE-ESPECIAL (0.18-.09 mm) y AI-400(0.053-0.041 mm) en un tiempo de inyección de 1 minutos.

Sin embargo, el coeficiente de dispersión más alto no significa que sea el de mayor dispersividad, es necesario considerar a la velocidad intersticial y porosidad del medio.

En la tabla 6.10 se muestran los resultados de la dispersividad en los diferentes medios empacados con partículas sintéticas. De manera general, se puede observar que el trazador es capaz de detectar los cambios granulométricos dentro de la columna al cambiar el tamaño de partícula que lo empaqueta.



Tabla 6. 9 Dispersividad (m) en los medios empacados con partículas sintéticas a un gasto de inyección promedio y tiempo del pulso de trazador Q454-I igual a 2 minutos y 1 minuto.

tiempo	AI-400	AE-ESPECIAL	A-35
2 min	5.96E-03	4.47E-03	7.43E-03
1 min	5.24E-03	4.61E-03	6.86E-03

También se realizó la inyección de trazador a diferentes tiempos de inyección (1 y 2 minutos), sin embargo, en la tabla 6.9 también se pudo percibir que el tiempo que dura el pulso de trazador no afecta en la medición de la dispersividad obteniendo valores sumamente similares.

El medio poroso formado por las partículas AE-Especial resulta ser el menos disperso, con un valor promedio de $4.54 \times 10^{-3} m$, mientras que el medio poroso de las partículas de mayor tamaño A-35 presenta el mayor valor promedio de α igual a $7.14 \times 10^{-3} m$; es decir, 1.6 veces más disperso que el medio más homogéneo. Para las partículas más pequeñas, AI-400, la dispersividad resulta en $5.6 \times 10^{-3} m$, 1.2 veces más disperso que el medio de las partículas AE-Especial. En la figura 6.31 se realiza la comparación gráfica de la dispersividad de los medios porosos, así como la comparación de dicha dispersividad a diferentes tiempos de inyección. El tiempo no afecta la dispersividad de cada sistema, pero el trazador detecta las variaciones granulométricas y petrofísicas de los sistemas para indicar cuál de ellos se acerca más a un sistema ideal y cuál es el más alejado.

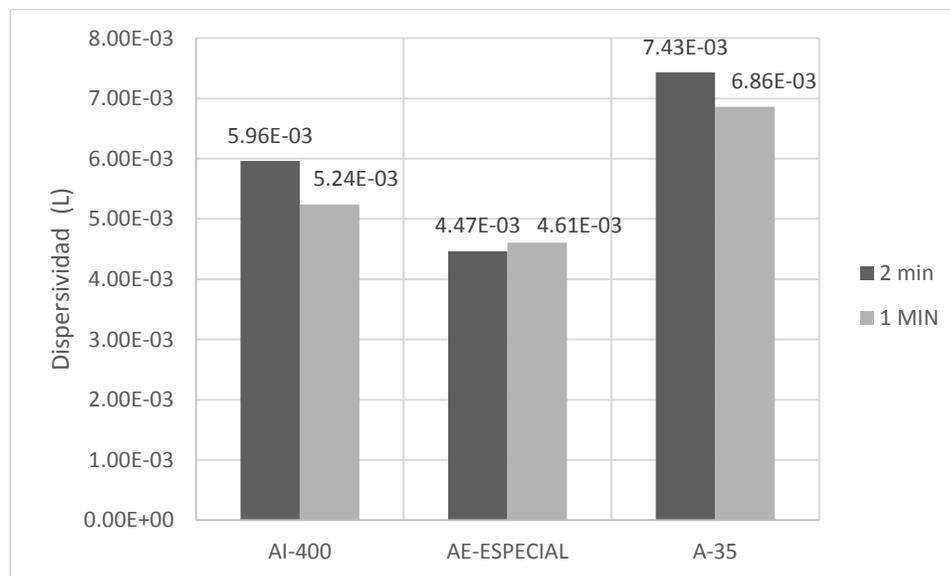


Fig. 6. 31 Dispersividad (m) de los medios empacados con partículas sintéticas A-35 (1-.71 mm), AE-ESPECIAL (0.18-.09 mm) y AI-400(0.053-0.041 mm) a los dos tiempos de inyección.

Finalmente, se realizó una relación directa entre la dispersividad con el tamaño de partícula de cada medio empacado. Al tener una composición constante en las micro esferas no existe una variación mineral del sistema, por lo que las



heterogeneidades de dichos medios están en función de sus características petrofísicas, granulométricas y geométricas, es decir, de la complejidad del medio poroso. Al realizar un análisis para determinar la granulometría de las micro esferas, se obtuvieron las distribuciones para AI-400 (Ver figura 6.32), AE-ESPECIAL (Ver figura 6.34) y A-35 (Ver figura 6.34). Se aprecia que existe una distribución más uniforme para la AE-ESPECIAL siendo este el medio poroso con una menor dispersividad en el medio, en los casos de A-35 y AI-400 se valida una mayor dispersividad por tener una distribución de granos menos uniforme.

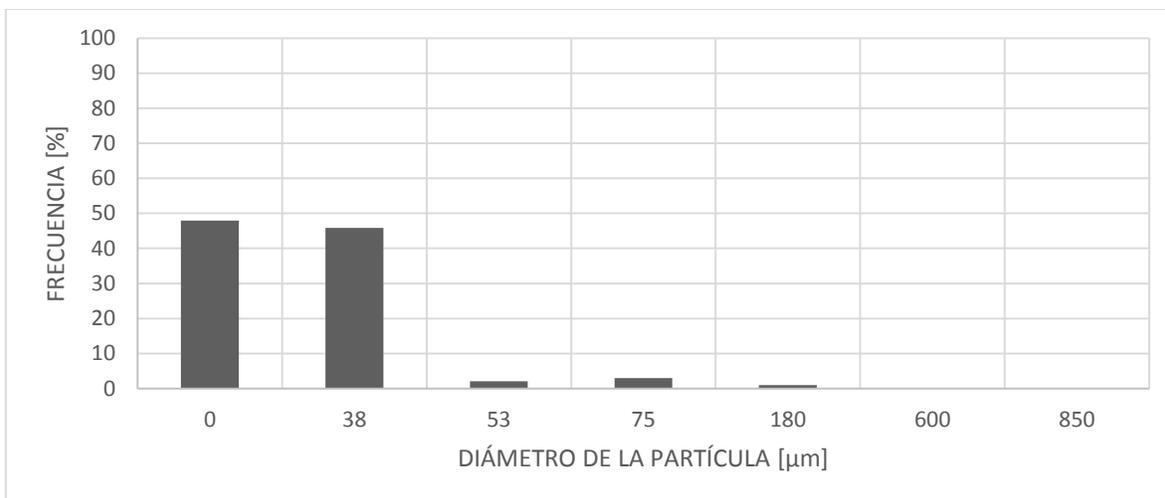


Fig. 6. 32 Distribución de granos para el AI-400(0.053-0.041 mm).

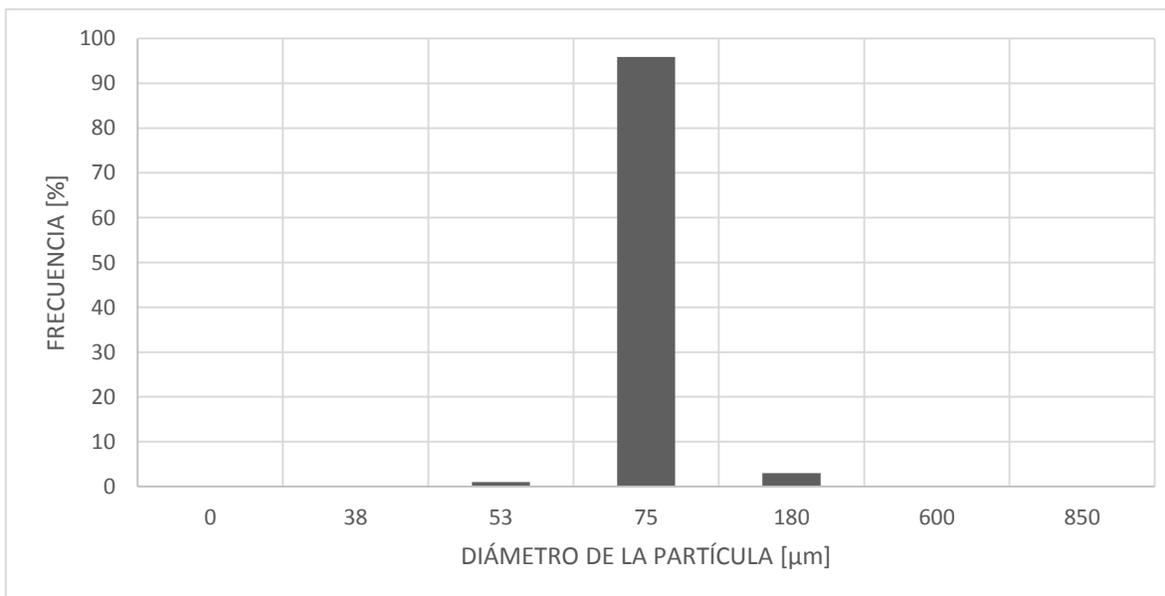


Fig. 6.33 Distribución de granos para el AE-ESPECIAL (0.18-.09 mm).

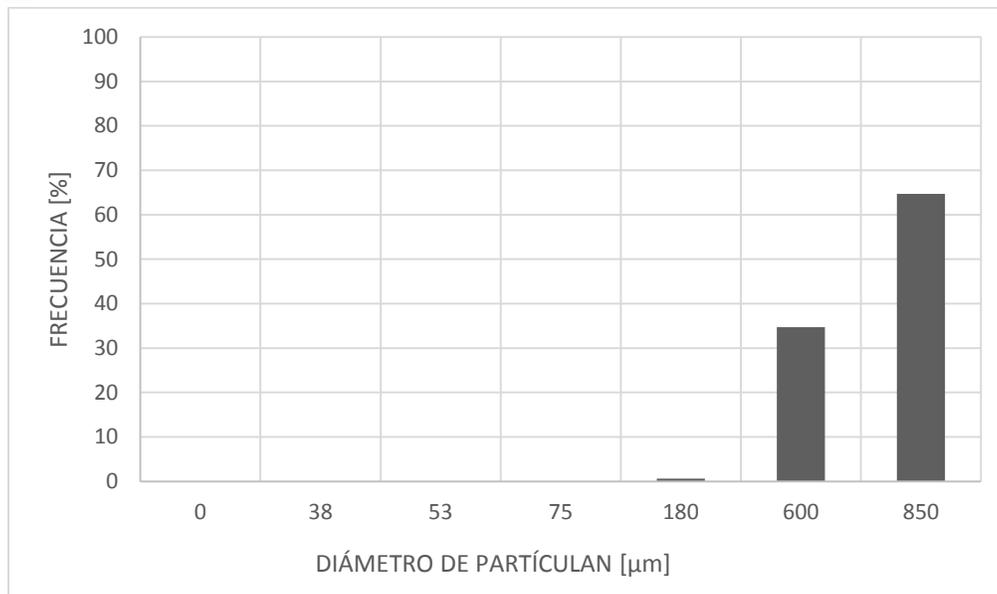


Fig. 6. 34 Distribución de granos para A-35 (1-.71 mm).

6.2 Implementación de un polímero como solución a la dispersividad del medio.

6.2.1 Caracterización petrofísica de los medios porosos.

El experimento de desplazamiento de trazador y polímero se realizó en dos diferentes medios. Uno relativamente homogéneo empacado con partículas A-35 y otro heterogéneo, formado por dos estratos, usando partículas A-35 y AI-400; la selección de estos estratos fue para simular una variación alta en la permeabilidad vertical. Los resultados de la caracterización petrofísica obtenidos se muestran en la tabla 6.10.

Tabla 6. 10 Resultados de porosidad y permeabilidad para los diferentes medios porosos caracterizados.

Partícula	Porosidad (%)	Dif presión (psia)	Permeabilidad (Darcy)
A-35	38.39	0.2228	0.7081
AI-400 y A-35	26.63	4.8782	0.4809

6.2.2 Desplazamiento en medio poroso de las partículas A-35.

En la figura 6.35 se observan las curvas tipo f resultantes de la inyección de polímero Q040-I y el trazador sintetizado Q454-I, en el medio poroso empacado por las partículas A-35. Mientras que en la figura 6.36, se incluyen la derivada de las curvas f anteriormente mencionadas.

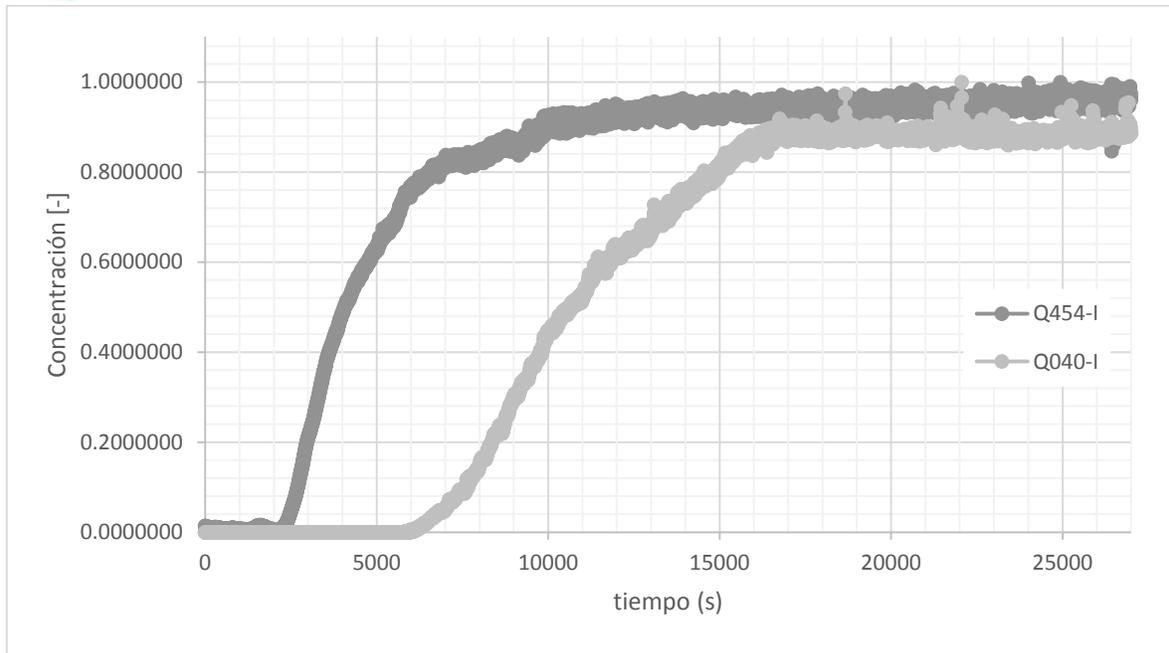


Fig. 6. 36 Inyección de trazador y polímero a medio poroso empacado con partículas A-35.

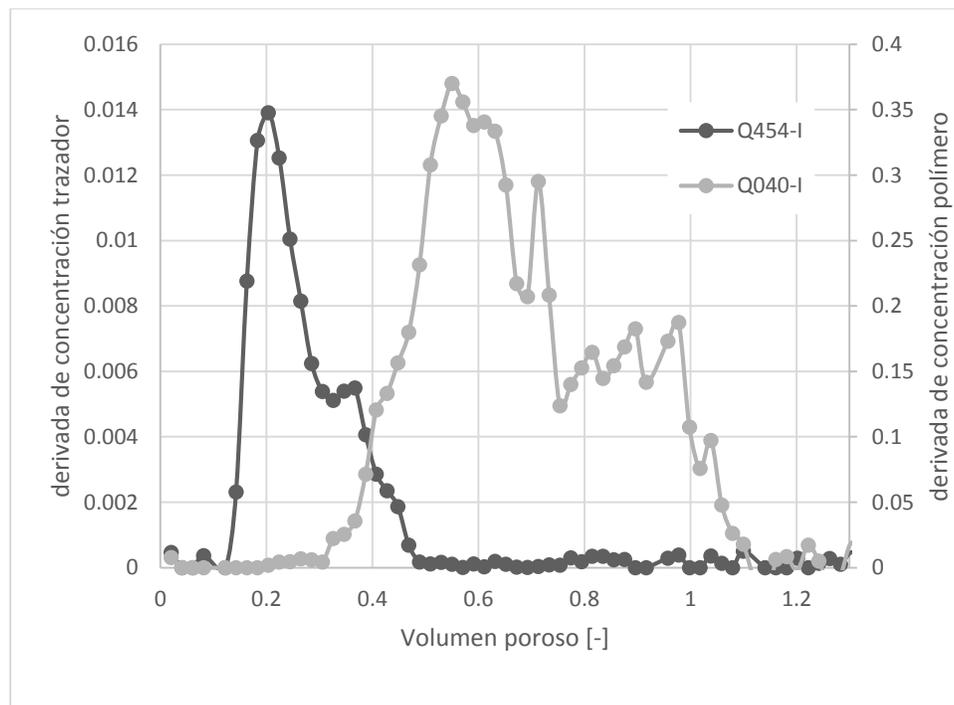


Fig. 6. 37 Derivadas de la inyección de trazador y polímero a medio poroso empacado de partículas A-35.



Al realizar el análisis las curvas derivadas, se obtienen los resultados mostrados en la tabla 6.11.

Tabla 6. 11 Módulo de dispersión, coeficientes de dispersión hidrodinámica, difusión efectiva y dispersión en el medio empacado con A-35 al inyectar el trazador Q454-I y polímero Q040-I.

Sustancia	Resultados de la inyección			
	D_h/vI	$D_h [m^2/s]$	$D_e [m^2/s]$	$D [m^2/s]$
Q454-I	0.19031	9.3485E-07	3.4805E-12	9.3482E-07
Q040-I	0.003188	4.2262E-08	2.0834E-11	4.0279E-09

6.2.3 Desplazamiento en un medio poroso estratificado de partículas A-35/AI-400.

Las curvas f de la inyección de trazador y polímero se muestran en la figura 6.38, las derivadas de los datos se observan en la figura 6.39.

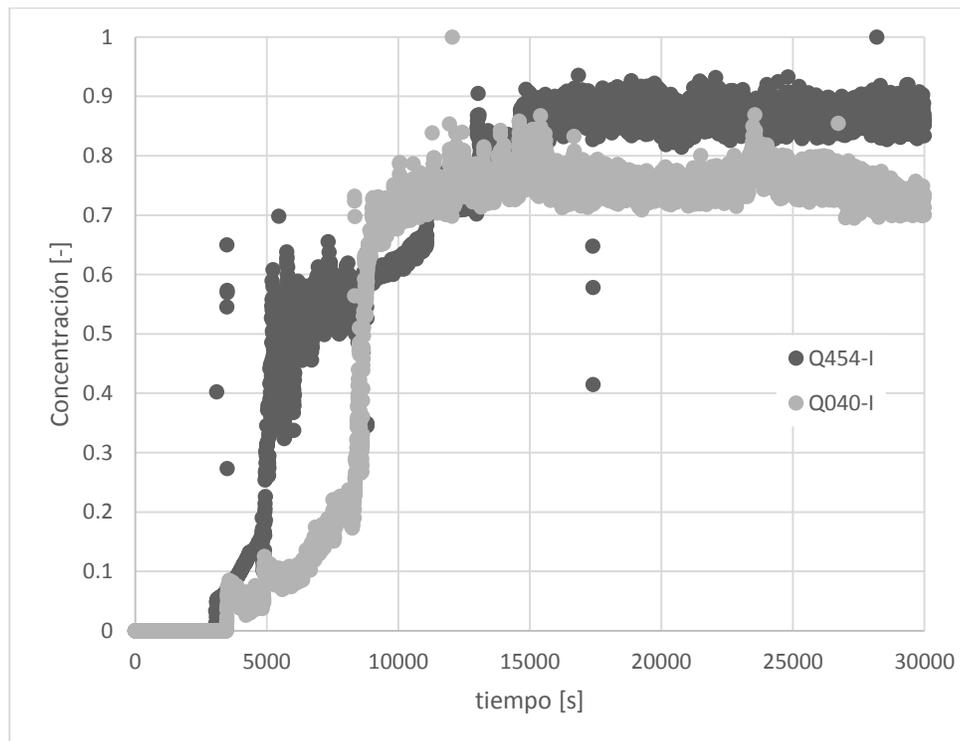


Fig. 6. 39 Inyección de trazador y polímero a medio poroso estratificado empacado de las partículas A-35 y AI-400.

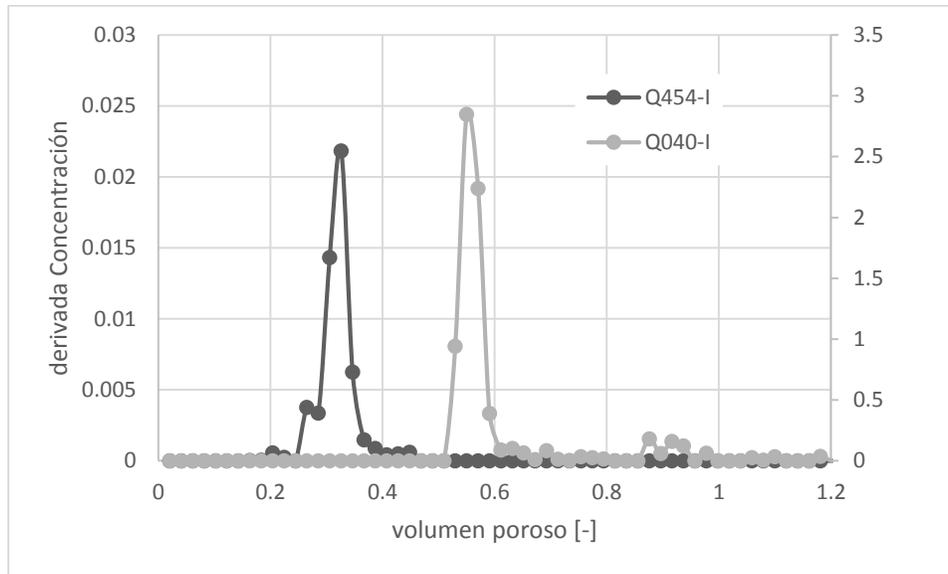


Fig. 6. 40 Derivadas de la inyección de trazador y polímero a medio poroso estratificado empacado de las partículas A-35 y AI-400.

En la tabla 6.12 se muestran los parámetros calculados a partir de la inyección del trazador y polímero en el medio estratificado.

Tabla 6. 12 Módulo de dispersión, coeficientes de dispersión hidrodinámica, difusión efectiva y dispersión en el medio empacado con A-35 y AI400 al inyectar el trazador Q454-I y polímero Q040-I.

Producto	D_h/vI	Resultados de la inyección		
		$D_h [m^2/s]$	$De [m^2/s]$	Varianza
Q454-I	0.112422	2.1539E-07	4.0889E-12	2.1589E-07
Q040-I	0.001220	2.3327E-09	3.7626E-09	1.9526E-09

6.2.4 Análisis de resultados

Para evaluar la respuesta de un polímero como solución a la dispersividad de un sistema, primero se realizaron las pruebas en un medio relativamente homogéneo que fungiera como referencia.

6.2.4.1 Caracterización petrofísica de los medios porosos.

Se hizo la caracterización petrofísica del medio más homogéneo, es decir, sólo el conformado por un tipo de partícula (A-35) y del medio estratificado, formado por las partículas A-35 y las AI-400, que corresponden al menor diámetro de partícula. El medio estratificado presenta valores de porosidad y permeabilidad menores que el conformado por las partículas A-35. Esto como consecuencia de que las A-35 son



de 17 veces de mayor tamaño, dejando, al depositarse, mayor espacio Interpartícula.

6.2.4.2 Desplazamiento en medio poroso de partículas A-35.

La figura 6.35 muestra la inyección de trazador y polímero, donde se compara el comportamiento de la concentración en función del tiempo. Se puede observar el tiempo de irrupción de cada uno de ellos.

El polímero tiene mayor tiempo de irrupción debido a que el avance del frente es más uniforme. A pesar de no ser un sistema altamente heterogéneo, el polímero mejora las condiciones de barrido.

En la figura 6.38 se observan los resultados de dispersividad del medio. Siendo 200 veces más pequeña al inyectar el polímero.

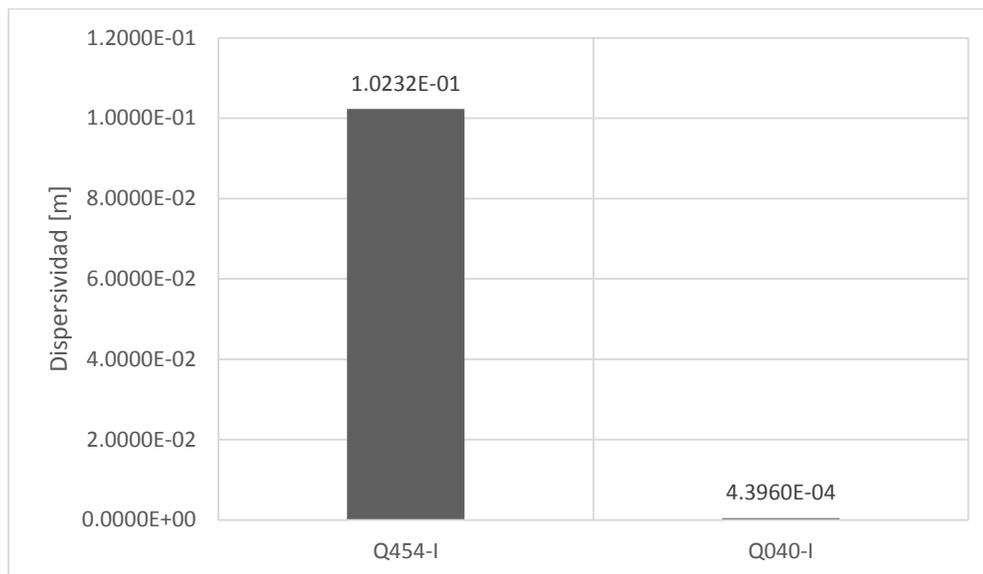


Fig. 6. 41 Dispersividad determinada para el medio empacado con partículas de 0.7 mm (A-35).

6.2.4.3 Desplazamiento en un medio poroso estratificado de partículas A-35/AI-400.

La utilidad de un trazador químico consiste en determinar la dispersividad de un medio poroso, para después implementar una solución a dicho problema. Para este experimento se determinó la dispersividad del medio estratificado, posteriormente se inyectó el polímero y se volvió a evaluar la dispersividad. La inyección del polímero muestra una mejora a la dispersividad presente en el medio. Al inyectar primero el trazador muestra la gráfica y numéricamente, ciertos valores de dispersión hidrodinámica y mecánica, debido a la heterogeneidad del sistema, variación en la porosidad y permeabilidad como consecuencia de los diferentes



tamaños de partícula. Al inyectar el polímero, la gráfica se muestra más definida y valores del módulo de dispersión reducidos de 0.11 a 0.001, los que se traducen como un efecto positivo en el control de la dispersividad.

En la figura 6.42 se observa cómo al inyectar el polímero, la dispersividad del medio se ve reducida en 109 veces. Es decir, de 1.6301×10^{-2} m se redujo a 1.4833×10^{-4} m.

El polímero es capaz de invadir más de un 20% de volumen poroso extra, mejorar el frente de avance en un proceso de inyección y, sin duda, controlar la dispersividad del medio poroso sometido a inyección.

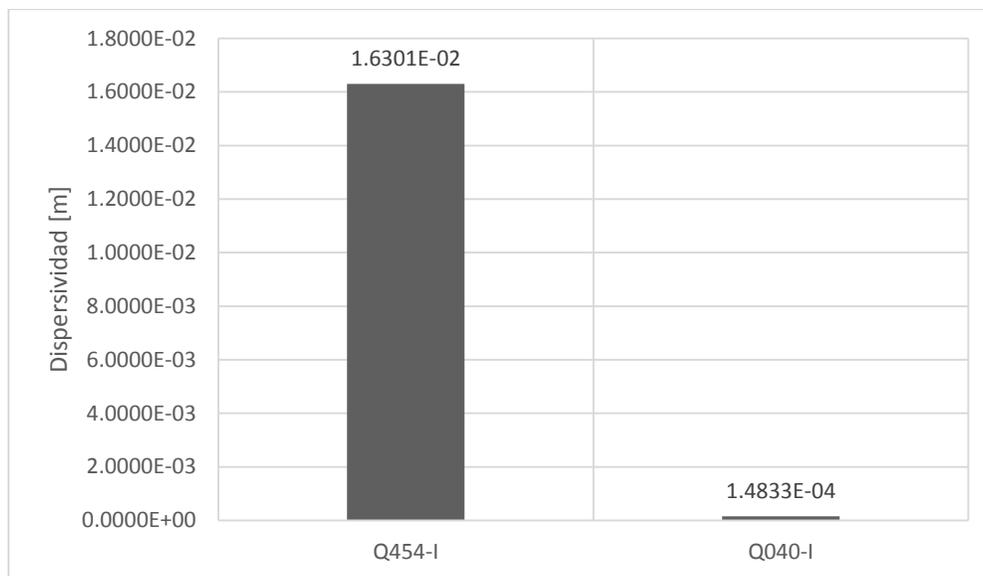


Fig. 6. 42 Dispersividad determinada para el medio estratificado empacado con partículas de 0.7 mm (A-35) y 0.041 mm (AI-400).



7. Conclusiones

La importancia de caracterizar a un yacimiento carbonatado para la implementación de procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, aunado a la ausencia de un trazador capaz de hacerlo correctamente, ya que los existentes han sido desarrollados para areniscas, obliga al desarrollo de un trazador químico aplicable en rocas carbonatadas. Al no existir un trazador con estas características, la mayoría de la bibliografía existente se concentra en la aplicación de trazadores radiactivos, por lo que no sólo es desarrollar el producto, sino validar su aplicación en medios porosos con las características de los yacimientos petroleros de México.

El trazador Q454-I desarrollado para medios carbonatados resulta un buen indicador cuantitativo de la dispersividad de un medio poroso. De acuerdo a los resultados de las pruebas de desplazamiento, presenta baja adsorción en la superficie mineral de la roca, hasta 66% menos que el trazador comercial. Una roca carbonatada presenta, generalmente, una carga positiva en la superficie de sus minerales, provocando una fuerza de repulsión entre esta superficie y la carga positiva del trazador. Es de suma importancia comprobar que la adsorción del trazador no impacte en la medición de la dispersividad del medio, ya que, se podría asociar al retardo en la salida con una alta heterogeneidad del medio, pero realmente estaría asociada a una importante retención del producto en la superficie de la roca.

Los diferentes medios porosos que se sometieron a una inyección de trazador tenían características petrofísicas distintas, lo cual también fue una prueba a superar. La longitud y diámetro de la columna utilizada fueron constantes, por lo que el trazador pudo captar, en una curva Concentración en función del tiempo, las variaciones granulométricas y petrofísicas que presentaron cada uno de los sistemas experimentales.

Las condiciones experimentales suelen tener algunas diferencias a las condiciones del yacimiento; es por ello que para evaluar un producto cualquiera se debe intentar emular lo más cercano posible un sistema real (yacimiento). Entonces, el uso de aceite y agua como fluidos saturantes de la roca representaron condiciones más naturales. El trazador no se ve afectado por la presencia de más de un fluido saturante en el medio, siendo detectable y capaz de medir las condiciones de dispersividad del medio. Una vez que el medio tiene aceite en su interior, la dispersividad cambia debido a causa de la modificación en los canales interpartícula por la presencia de aceite remanente, incrementándose en un 170%. Además, al repetir las pruebas de inyección bajo condiciones de S_{or} , el valor de la dispersividad en el medio es 100% repetible, lo que comprueba la efectividad del trazador con y sin presencia de aceite, y a diferentes tiempos de inyección.



Un trazador químico de estas características permite aprovechar una de sus propiedades ópticas (absorbancia) para ser detectables en un medio sometido a flujo continuo, abriendo un nicho de oportunidad para el desarrollo tecnológico en esta rama y así reducir el riesgo operativo que tiene el uso de trazadores radiactivos.

La teoría de Difusión-Advección utilizada en el desarrollo de este trabajo es un modelo teórico que permitió reproducir los resultados experimentales y obtener los parámetros de interés, obteniendo un error experimental de máximo 5%. Este modelo permite considerar factores importantes, tales como la advección, la difusión molecular y efectiva; y la dispersión en un proceso de flujo continuo y, además, obtener un comportamiento matemático que indica el impacto de cada uno de dichos parámetros.

Por otro lado, el trazador sintetizado no sólo sirve para cuantificar la dispersividad de un medio poroso, sino que también puede ser referenciado como parámetro evaluador de los beneficios obtenidos por la inyección de un agente controlador de la movilidad de los fluidos en un medio poroso heterogéneo. Es decir, conocer la dispersividad de un yacimiento o medio poroso es una información valiosa, sin embargo, conocer esa dispersividad debe tener como objetivo poder evaluar su impacto, si representa o no un problema, y en caso de serlo, qué solución implementar para corregirlo. Entonces ¿Cómo saber que se ha solucionado? Los polímeros representan una tecnología capaz de mejorar la eficiencia de barrido gracias a la modificación de la relación de movilidad de los fluidos en un yacimiento. Con la implementación de un trazador químico se puede evaluar la mejora que da el polímero en el desplazamiento de fluidos con la comparación del comportamiento Concentración vs tiempo de cada uno. De esta manera el comportamiento del polímero debe acercarse más a un comportamiento ideal, corrigiendo la dispersividad determinada con el trazador anteriormente. En el caso de este trabajo, se comprueba que con la inyección de un trazador se mejora hasta en más de 100 veces la dispersividad del medio, reduciéndola dos órdenes de magnitud, matemáticamente hablando. Se observa que, entre más heterogéneo es el sistema, la dispersividad decrece al inyectar el polímero.

Los procesos de recuperación mejorada son sumamente complejos, una buena caracterización del yacimiento lleva a una buena implementación de estos métodos. Dicho todo lo anterior, el trazador Q454-I representa una base de suma importancia para los procesos de recuperación mejorada en México, ya que el trazador es apto para la caracterización de los yacimientos carbonatados, permitiendo así una óptima planeación de inyección traducida en una eficiente recuperación adicional de hidrocarburos.



A1. Desarrollo de la ecuación de Hagen-Poiseuille considerando el modelo de Ley de Potencias en un tubo capilar.

Considérese un flujo laminar en estado estacionario de un fluido de densidad constante, como el de la figura A1.1

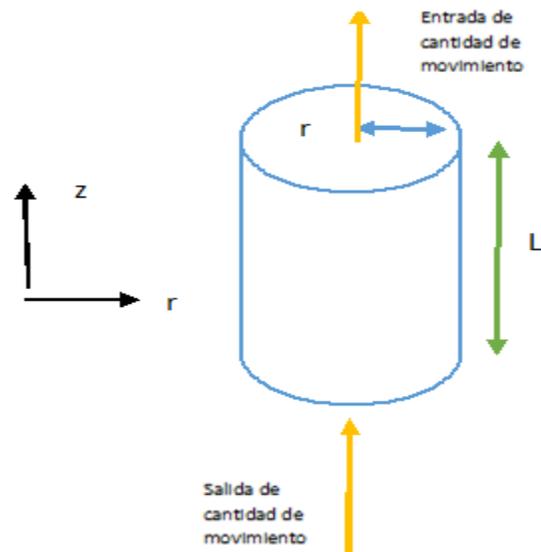


Fig. A1. 1 Modelo de balance de momentum en un capilar

Realizando un balance de cantidad de movimiento en dirección z

$$\begin{aligned} & [\text{velocidad de entrada de movimiento a través de la superficie cilíndrica situada en } r] \\ & - [\text{velocidad de salida a través de la superficie cilíndrica en } r + \Delta r] \\ & + [\text{velocidad de entrada a través de de la superficie anular situada en } z_0] \\ & - [\text{velocidad de salida a través de la superficie anular en } z_L] \\ & + [\text{fza. de gravedad que actúa sobre el cilindro}] \\ & + [\text{fza. de presión que actúa sobre la superficie anular en } z_0] \\ & - [\text{fza. de presión que actúa sobre la superficie anular en } z_L] = 0 \end{aligned}$$

Se realiza el balance en los ejes positivos, colocando los términos para la ecuación anterior queda:



$$[2\pi r L \tau_{rz}]_r - [2\pi r L \tau_{rz}]_{r+\Delta r} + [2\pi r \Delta r \rho v_z^2]_{z=0} - [2\pi r \Delta r \rho v_z^2]_{z=L} + [2\pi r \Delta r L \rho g]_{fza.grav.} + [2\pi r \Delta r (p_0 - p_L)]_{fza.pres.} = 0, \dots \dots \dots (95)$$

Suponiendo que el fluido es incompresible v_z es la misma para z_0 y z_L , se anulan los términos 3 y 4 entre sí:

$$[2\pi r L \tau_{rz}]_r - [2\pi r L \tau_{rz}]_{r+\Delta r} + [2\pi r \Delta r L \rho g]_{fza.grav.} + [2\pi r \Delta r (p_0 - p_L)]_{fza.pres.} = 0, \dots \dots \dots (96)$$

Dividiendo entre $2\pi L \Delta r$

$$-\frac{(r\tau_{rz})_{r+\Delta r}}{\Delta r} + \frac{(r\tau_{rz})_r}{\Delta r} + r\rho g + \frac{r(p_0 - p_L)}{L} = 0, \dots \dots \dots (97)$$

Aplicando el concepto de la derivada, pasando términos de Δr y L de cada lado

$$f(a) = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{f(a+h) - f(a)}{h}, \dots \dots \dots (98)$$

$$\lim_{\Delta r \rightarrow 0} \left(\frac{(r\tau_{rz})_{r+\Delta r} - (r\tau_{rz})_r}{\Delta r} \right) = \left(\frac{p_0 - p_L}{L} + \rho g \right) r, \dots \dots \dots (99)$$

Aplicamos la definición de derivada, por lo que la ecuación anterior queda como

$$\frac{d}{dr} r\tau_{rz} = \left(\frac{p_0 - p_L}{L} \right) r, \dots \dots \dots (100)$$

Donde $P = \rho g z$ (donde P combina presión estática y de la fuerza de gravitación) e integramos:

$$\int d(r\tau_{rz}) = \left(\frac{P_0 - P_L}{L} \right) \int r dr, \dots \dots \dots (101)$$

$$\tau_{rz} = \left(\frac{P_0 - P_L}{2L} \right) r + \frac{C_1}{r}, \dots \dots \dots (102)$$

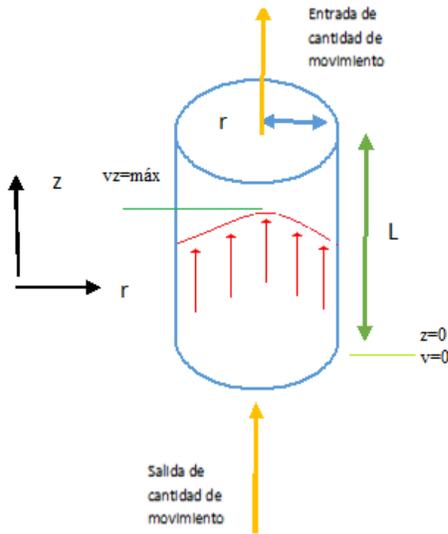


Fig. A1. 2 Distribución del perfil de flujo en el capilar.

Evaluamos condiciones de frontera, donde la densidad de flujo es finita para $r=0$, por lo tanto, C_1 tiende a cero y la ecuación queda de la siguiente manera:

$$\tau_{rz} = \left(\frac{P_0 - P_L}{2L}\right) r, \dots \dots \dots (103)$$

Usando el modelo Newtoniano

$$\tau_{rz} = -\mu \frac{dv_z}{dr}, \dots \dots \dots (104)$$

Igualando las 2 ecuaciones anteriores

$$\frac{dv_z}{dr} = -\left(\frac{P_0 - P_L}{2\mu L}\right) r, \dots \dots \dots (105)$$

Integrando

$$v_z = -\left(\frac{P_0 - P_L}{4\mu L}\right) r^2 + C_2, \dots \dots \dots (106)$$

Se obtiene C_2 evaluando las condiciones de frontera donde v_z tiende a 0 cuando $r=R$:

$$C_2 = \frac{(P_0 - P_L)R^2}{4\mu L}, \dots \dots \dots (107)$$



La distribución del perfil de velocidades se define por

$$v_z = -\left(\frac{(P_0 - P_L)R^2}{4\mu L}\right)\left(1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2\right), \dots\dots\dots(108)$$

Se obtiene el flujo

$$Q = \int_0^{2\pi} \int_0^R v_z r dr d\theta, \dots\dots\dots(109)$$

$$Q = \left(\frac{\int_0^{2\pi} \int_0^R v_z r dr d\theta}{\int_0^{2\pi} \int_0^R r dr d\theta}\right) (\pi R^2), \dots\dots\dots(110)$$

Resolviendo las integrales:

$$Q = \frac{\Delta P \pi R^4}{8L\mu}, \dots\dots\dots(111)$$

La ecuación anterior es la ecuación de Hagen-Poiseuille para un fluido newtoniano.

Aplicando el modelo reológico de Ley de Potencias

$$\tau_{rz} = m \left(-\frac{dv_z}{dr}\right)^n, \dots\dots\dots(112)$$

Igualando la ecuación 122 y ecuación 129

$$\left(\frac{P_0 - P_L}{2L}\right) r = m \left(-\frac{dv_z}{dr}\right)^n, \dots\dots\dots(113)$$

Integramos en términos de dv_z

$$\int dv_z = \left(\frac{P_0 - P_L}{2Lm}\right)^{\frac{1}{n}} \int r^{\frac{1}{n}} dr, \dots\dots\dots(114)$$

Resolvemos con las condiciones de frontera $v_z = 0$ y $r=R$, obteniendo el perfil de distribución de velocidades

$$v_z = \left(\frac{P_0 - P_L}{2Lm}\right)^{\frac{1}{n}} \frac{nR^{\frac{1}{n}+1}}{\frac{1}{n}+1} \left(1 - \left(\frac{r}{R}\right)^{\frac{1}{n}+1}\right), \dots\dots\dots(115)$$



Obtenemos la velocidad volumétrica de flujo Q , por medio de la velocidad media del perfil de flujo

$$Q = \int_0^{2\pi} \int_0^R v_z r dr d\theta, \dots\dots\dots(116)$$

$$Q = \int_0^R v_z r dr \theta_0^{2\pi}, \dots\dots\dots(117)$$

$$Q = 2\pi \left(\frac{P_0 - P_L}{2Lm} \right)^{\frac{1}{n}} \frac{1}{\frac{1}{n} + 1} \int_0^R r \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^{\frac{1}{n} + 1} \right] dr, \dots\dots\dots(118)$$

Resolviendo la integral anterior

$$Q = \left(\frac{P_0 - P_L}{2Lm} \right)^{\frac{1}{n}} \frac{n\pi R^{\frac{1}{n} + 3}}{1 + 3n} \dots\dots\dots(119)$$

La expresión anterior es la ecuación de Hagen-Poiseuille para Ley de Potencias, que se parece a la expresión de Hagen-Poiseuille para un fluido Newtoniano cuando $m = \mu$ y $n = 1$

$$Q = \left(\frac{P_0 - P_L}{2L\mu} \right)^{\frac{1}{1}} \frac{\pi n R^{\frac{1}{1} + 3}}{3 + 1} = \left(\frac{P_0 - P_L}{2L\mu} \right) \frac{\pi R^4}{4} = \frac{\Delta P \pi R^4}{8L\mu}, \dots\dots\dots(120)$$

De la Ley de Newton de la viscosidad menciona que la fuerza de cizalla por unidad de área es proporcional al gradiente negativo de la velocidad de corte, para un fluido No Newtoniano, del modelo de la Ley de Potencias [42]:

$$\tau = -\mu \frac{dv_x}{dy}, \dots\dots\dots(121)$$

Por lo que la viscosidad en un fluido Newtoniano se comporta como una constante ya que la pendiente siempre es la misma al graficar velocidad de corte ($\frac{dv_x}{dy}$ o γ) vs esfuerzo de corte (τ), por lo que la ecuación anterior se transforma:

$$\mu = \frac{\tau}{\frac{dv_x}{dy}}, \dots\dots\dots(122)$$

Recordando la ecuación de Hagen-Poiseuille para un fluido Newtoniano se define la viscosidad (η) como:

$$\eta = \frac{\left(\frac{R\Delta P}{2L} \right)}{\left(\frac{4Q}{\pi R^3} \right)}, \dots\dots\dots(123)$$



Por lo que el esfuerzo de corte y la velocidad de corte para el modelo de Ley de Potencias de la ecuación de Hagen-Poiseuille se definen como:

$$\tau = \frac{R\Delta P}{2L}, \dots\dots\dots(124)$$

$$\gamma = \left(\frac{3n+1}{n^2}\right) \frac{4Q}{\pi R^3}, \dots\dots\dots(125)$$

Con las ecuaciones anteriores 124 y 125 se puede monitorear el comportamiento de cualquier fluido que se comporte con la Ley de Potencias en un tubo o capilar.



A2. El medio poroso como un capilar

El medio poroso, como se muestra en la figura A2.1, es un campo de canales tortuosos que son recorridos por los fluidos en un yacimiento. Sin embargo, se puede representar como un sistema de tubos capilares bien definidos.

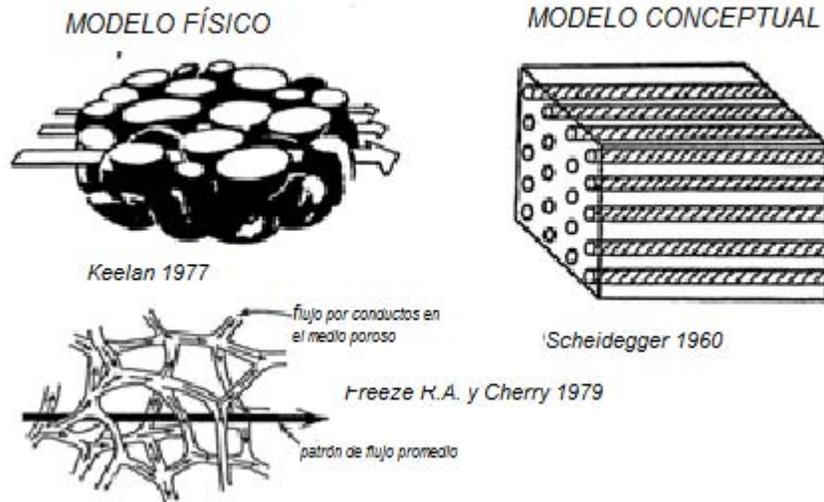


Fig. A2. 1 Modelo de canales que representan el flujo de fluidos en el medio poroso [43].

Usando la ecuación 125 de Hagen Poiseuille que representa los capilares y la ecuación 98 de Darcy del modelo de flujo en el medio poroso.

$$Q = \frac{Ak\Delta P}{\mu L}, \dots\dots\dots(126)$$

$$Q = \frac{\Delta P \pi R^4}{8L\mu}, \dots\dots\dots(127)$$

Donde la caída de presión se considera en sentido contrario, igualando términos

$$\frac{\Delta P \pi R^4}{8L\mu} = \frac{Ak\Delta p}{\mu L}, \dots\dots\dots(128)$$

$$k = \frac{R^2}{8}, \dots\dots\dots(129)$$

Se llega a esta relación que describe la analogía de flujo debido a la permeabilidad como un promedio del radio de los capilares tortuosos interconectados en el cual fluye el fluido debido a un gradiente de presión.



La ecuación de Darcy se basa en una velocidad superficial, sin embargo la velocidad que se presenta en el medio poroso es menor a la velocidad superficial, a esta velocidad se denomina velocidad intersticial; esta velocidad ocurre en el medio poroso y es la velocidad real que sucede en él.

La velocidad intersticial o de Duput-Farchheimer se define:

$$Velocidad_{intersticial} = \frac{V_{Darcy}}{\phi}, \dots \dots \dots (130)$$

De la ecuación 99 de Darcy obtenemos la velocidad

$$Velocidad_{Darcy} A = \frac{Ak\Delta P}{\mu L}, \dots \dots \dots (131)$$

Sustituyendo la ecuación anterior, se despeja la velocidad de Darcy en la ecuación anterior:

$$Velocidad_{intersticial} \phi = \frac{Ak\Delta P}{\mu L}, \dots \dots \dots (132)$$

$$Velocidad_{intersticial} = \frac{Ak\Delta P}{\phi \mu L}, \dots \dots \dots (133)$$

La velocidad intersticial o de Dupuit-Forchheimer obtenida en la ecuación anterior es denominada promedio de los poros, se considera la figura A2.1 en el modelo conceptual, por lo que:

$$R = \sqrt{\frac{8k}{\phi}}, \dots \dots \dots (134)$$

La ecuación 134 determina la relación del medio poroso como un promedio de capilares.



A3 Espectrofotómetro UV/VIS

Un espectrofotómetro es un equipo utilizado muy frecuentemente en el análisis químico de las sustancias. Es capaz de medir, en función de una longitud de onda, la relación que existe entre valores de una misma magnitud fotométrica relativos a dos haces de radiaciones, o bien, la concentración que existe de un compuesto de interés disuelto en una muestra.

El espectrofotómetro utilizado para el desarrollo de este trabajo es mejor conocido como espectrofotómetro UV-VIS, debido a que funciona a través de la absorción molecular de un haz de luz monocromático, que pasa a través de una sustancia y mide la cantidad de luz absorbida por sus moléculas.

El espectro electromagnético se ha dividido en varias regiones que van desde los rayos γ de longitud de onda corta, hasta las ondas de radio, de longitud de onda larga. Para un espectrofotómetro UV-Vis, las regiones de interés son:

- Región Ultravioleta: 10-380 [nm]
- Región Visible: 380-780 [nm]
- Región Infrarroja: 780-30,000 [nm]

La absorción de las radiaciones ultravioleta, visibles e infrarrojas depende directamente de la estructura molecular de cada compuesto, dando como resultado una longitud de onda característica para cada sustancia.

El espectrofotómetro UV-Vis Nir determina la concentración de compuestos orgánicos a través de la luz absorbida por una sustancia. La muestra en estudio se encuentra en flujo continuo, y en un punto establecido (celda), la sustancia es incidida por un haz de luz, parte de esa luz se absorbe a la longitud de onda característica de la muestra; el resto llega hasta un detector, el cual se encarga de medir la Transmitancia, calcular la Absorbancia y, con la Ley de Beer-Lambert, proporciona un valor de concentración del compuesto orgánico en evaluación.

Cuando un haz de luz atraviesa un medio cualquiera, se registra una pérdida de intensidad debido a la absorción molecular de la sustancia. Entonces, la Transmitancia (T) puede definirse como la relación de la intensidad del haz de luz incidente y la intensidad del haz emitido.

$$T = \frac{I}{I_0}, \dots \dots \dots (135)$$



La absorbancia A, se calcula a partir de ^{[44][45]} :

$$A = \log\left(\frac{I}{I_0}\right) = -\log(T), \dots \dots \dots (136)$$

Y finalmente, La ley de Beer-Lambert dice:

“La absorbancia de una solución es directamente proporcional a la concentración y a la longitud del paso de la luz”.

$$A = \epsilon bc, \dots \dots \dots (137)$$

Donde (b) es longitud de onda, (c) es la concentración de la especie absorbente, y ϵ es una constante de proporcionalidad llamada coeficiente de extinción, específica para cada sustancia; si el coeficiente de extinción se expresa en unidades de concentración molar, se denomina coeficiente de extinción molar (ϵ_M).

Se debe recordar que la Ley de Lambert-Beer es válida para valores de absorbancia menores a 2 (comportamiento lineal), debido a fenómenos de dispersión de la luz a la agregación de moléculas ^{[45] [46]}.

Para determinar el coeficiente de extinción se necesita tener una curva de calibración, la cual se refiere a la representación gráfica de la Absorbancia (A) en función de la Concentración (C) a la longitud de onda característica (λ) de la muestra (cada sustancia posee una o varias lambdas de acuerdo a la familia del compuesto predominante). Ver figura A3.1 a figura A3.3 para Q454-I, Q481-I y Q040-I correspondientes.

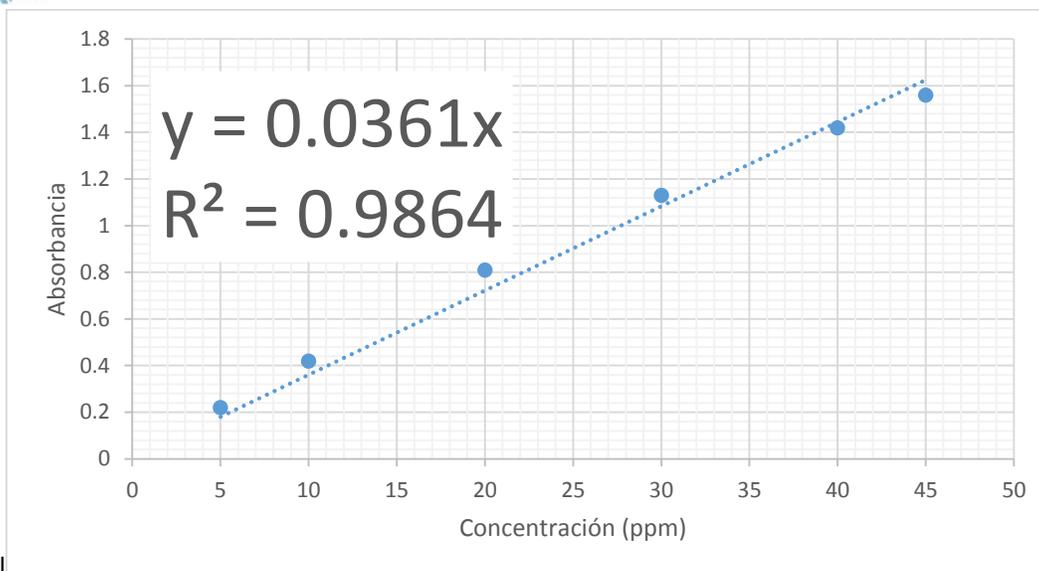


Fig. A3. 1 Curva de calibración Absorbancia vs concentración para Q454-I.

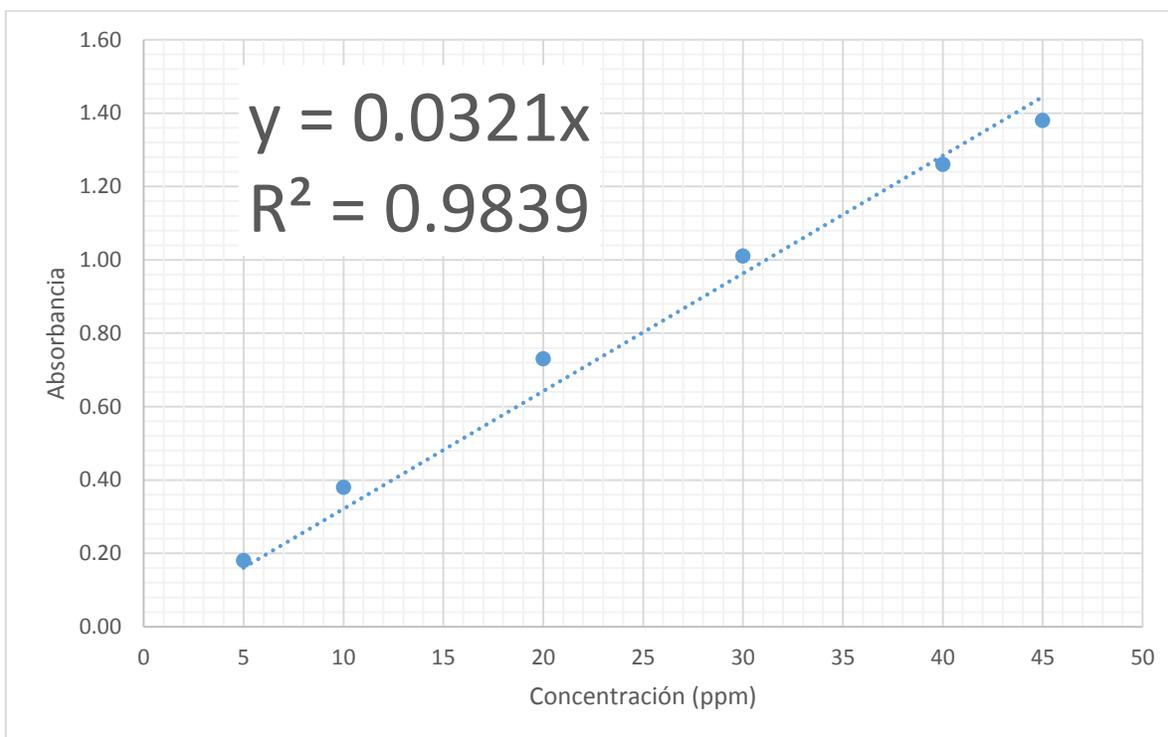


Fig. A3. 2 Curva de calibración Absorbancia vs concentración para Q481-I.

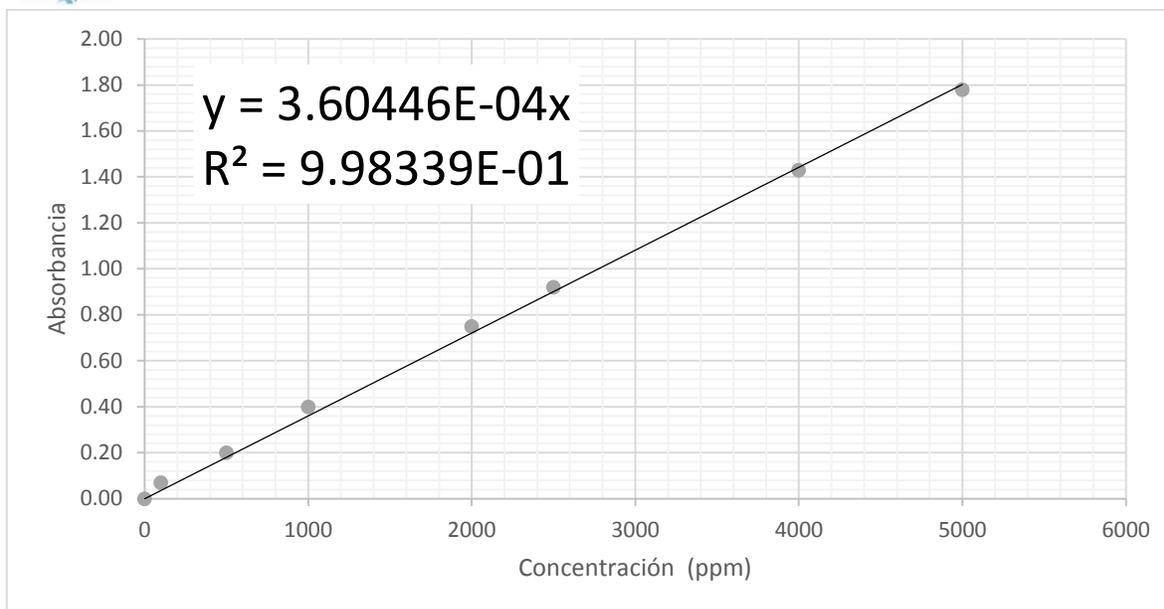


Fig. A3. 3 Curva de calibración Absorbancia vs concentración para Q040-I.

El presente trabajo usó el equipo UV-VIR-NIR de la marca Ocean Optics para determinar la concentración del trazador químico y el polímero. Se describen a continuación la metodología empleada.

Procedimiento para calibración del equipo **UV-VIS-NIR LIGHTSOURCE**.

1. Preparar el equipo UV.
 - a. Encender equipo de medición *UV-VIS-NIR LIGHTSOURCE*.
 - b. Encender el foco de *DEUTERIUM* (deuterio) y 30 segundos después, encender el foco de *HALOGEN* (halógeno).
 - c. Esperar 30 minutos para que las lámparas se calienten.
2. Desplazar agua en el sistema
 - a. Verificar que todo el sistema esté inundado con agua, (hasta obtener flujo constante en la salida recolectora).
3. Calibrar el detector UV
 - a. Colocar el interruptor del equipo *UV-VIS-NIR LIGHTSOURCE* en "open".
 - b. Iniciar el software *OceanView*. Ver figura A3.4 .



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

✓ Abrir nuevo proyecto.

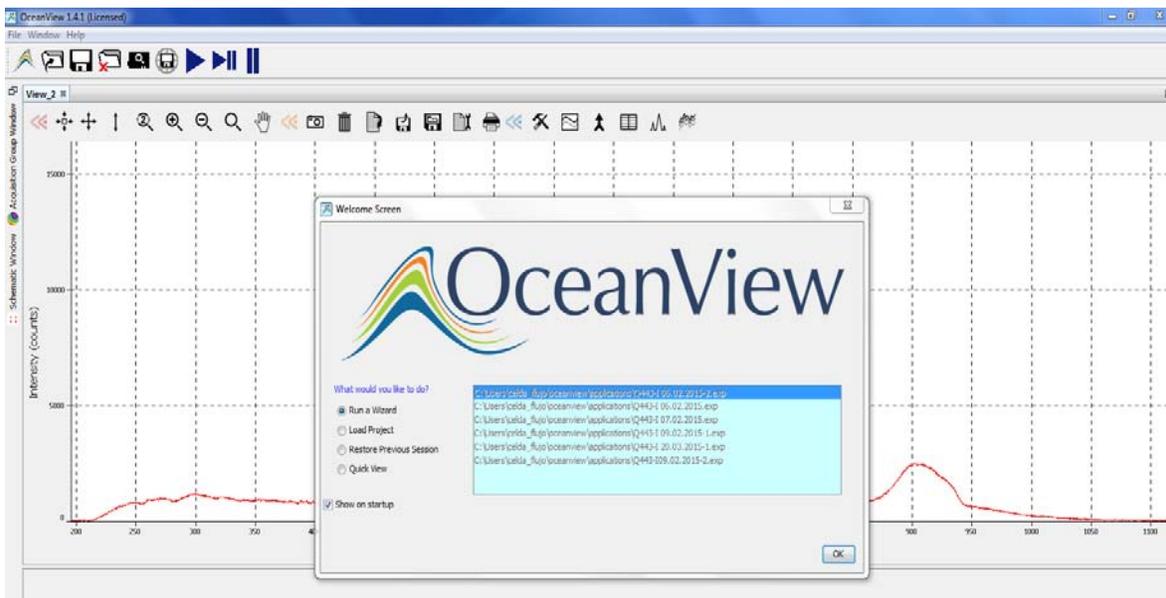


Fig. A3. 4 Pantalla inicial al abrir el software OceanView.

✓ Seleccionar el método de Concentración. Ver figura A3.5 .

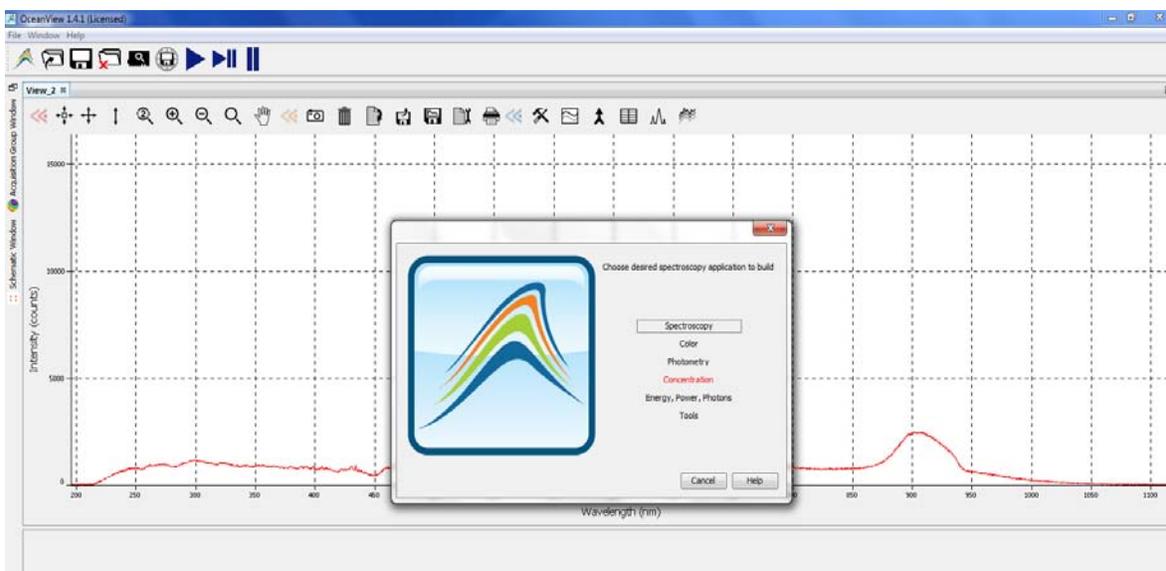


Fig. A3. 5 Pantalla para seleccionar método en el software OceanView.

✓ Seleccionar el modelo de Beer Lambert Law. Ver figura A3.6 .

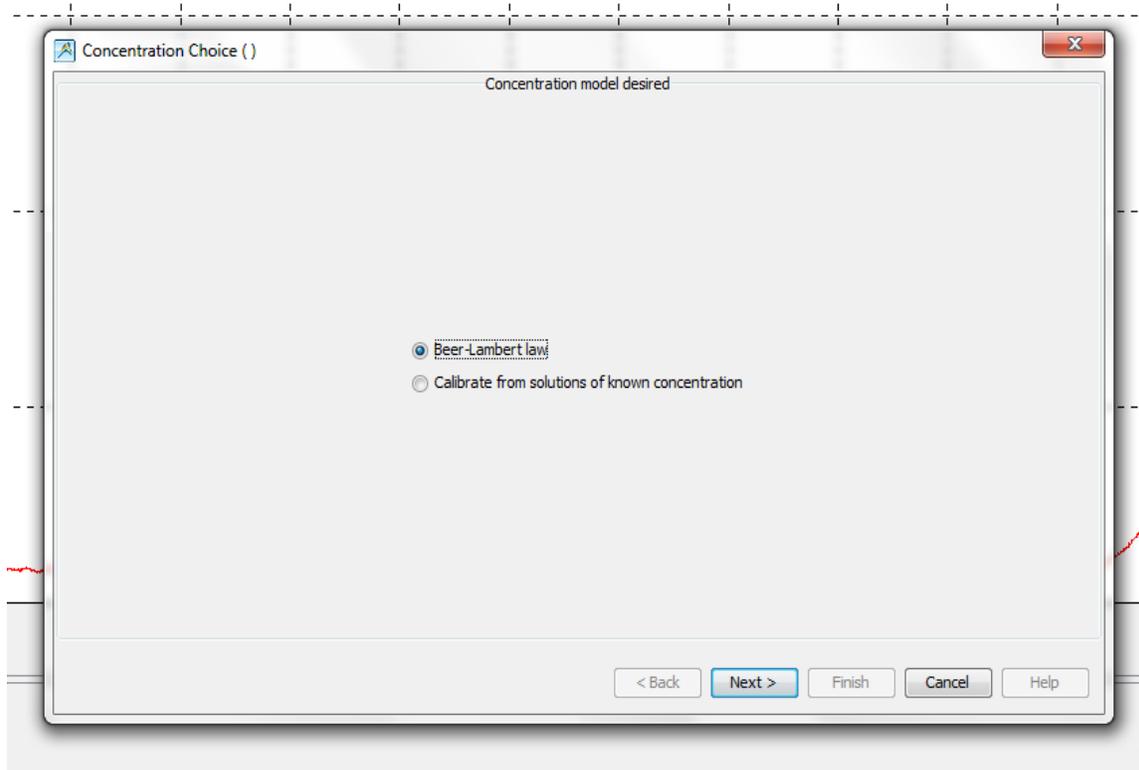


Fig. A3. 6 Pantalla para seleccionar modelo de trabajo.

- ✓ Definir los parámetros de luz máxima y luz mínima conocidos como BLANCO y NEGRO, respectivamente. Ver figura A3.7 .

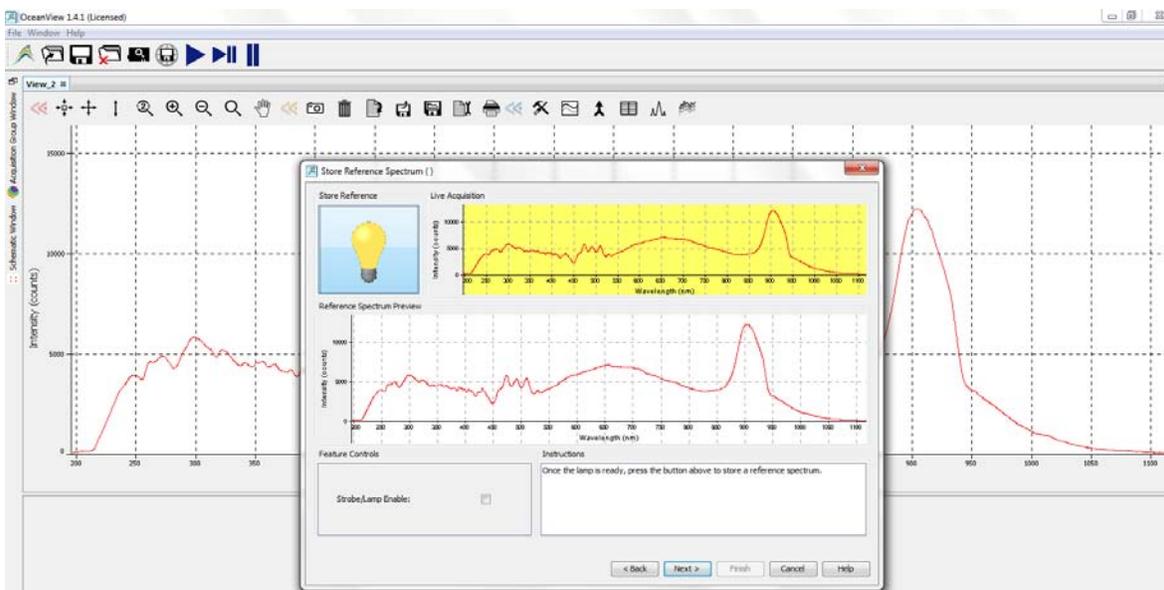


Fig. A3. 7 Pantalla para determinar el parámetro "BLANCO" en el software OceanView.



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

- ✓ Cuando se establece el parámetro de luz mínima, el interruptor del equipo *UV-VIS-NIR LIGHTSOURCE* debe estar en “close”. Ver figura A3.8 .

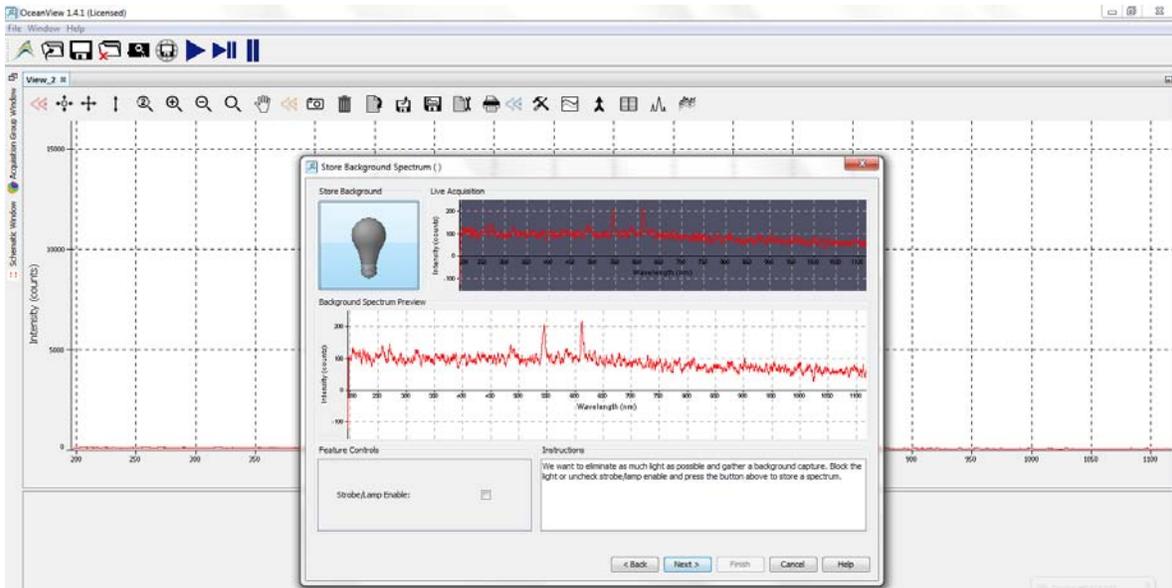


Fig. A3. 8 Pantalla para determinar el parámetro “NEGRO” en el software OceanView.

- ✓ Indicar los valores para las variables que se requieren. Ver figura A3.9.



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

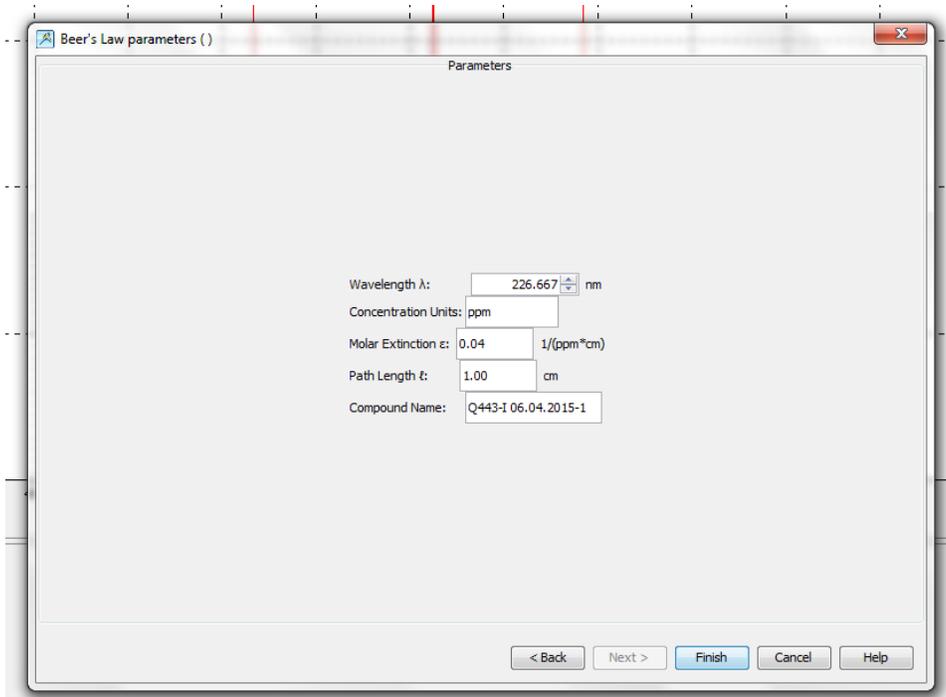


Fig. A3. 9 Pantalla para introducir parámetros de interés en el software OceanView.

- ✓ Colocar el interruptor del equipo *UV-VIS-NIR LIGHTSOURCE* en "open".
- ✓ A continuación, aparecerán las mediciones de concentración detectadas por el equipo, que al hacer la calibración con agua desionizada, estos valores deben ser muy cercanos a cero. Ver figura A3.10.

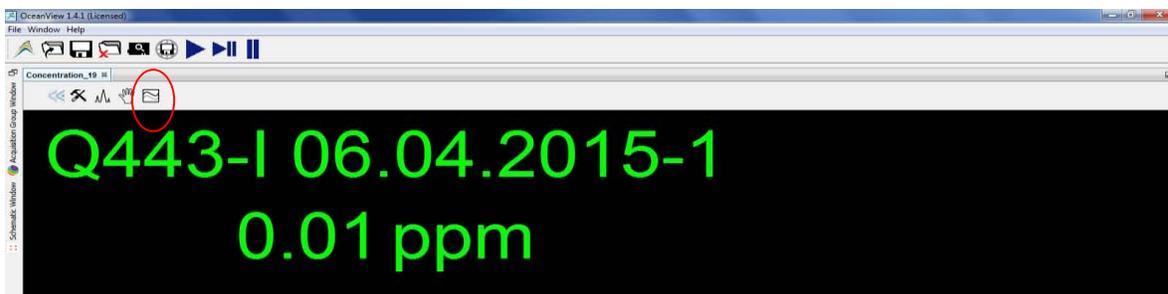


Fig. A3. 10 Ícono para graficar Concentración vs tiempo.



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

- ✓ Indicar la frecuencia de muestreo para mostrar la gráfica de C vs t.
Ver figura A3.11.

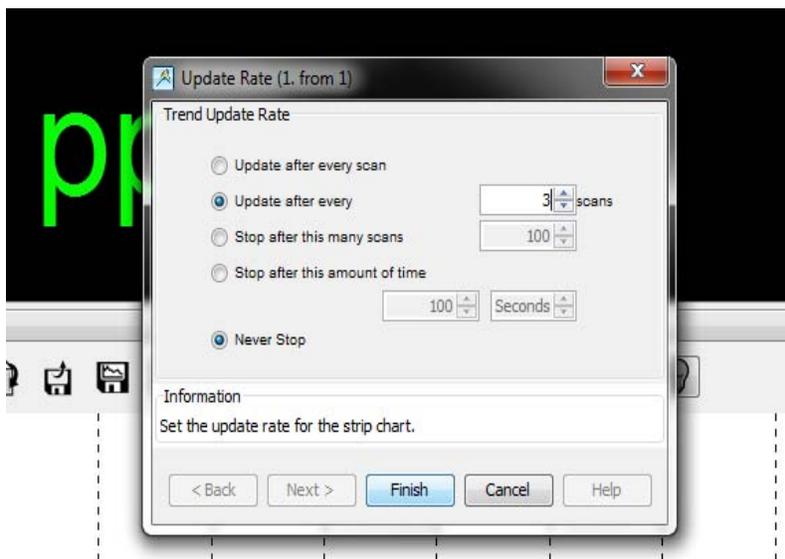


Fig. A3. 11 Ventana para indicar tiempo de muestreo.

- ✓ Observar el comportamiento de la gráfica y corroborar que los valores sean cercanos a cero; de no ser así, reiniciar calibración.
Ver figura A3.12.

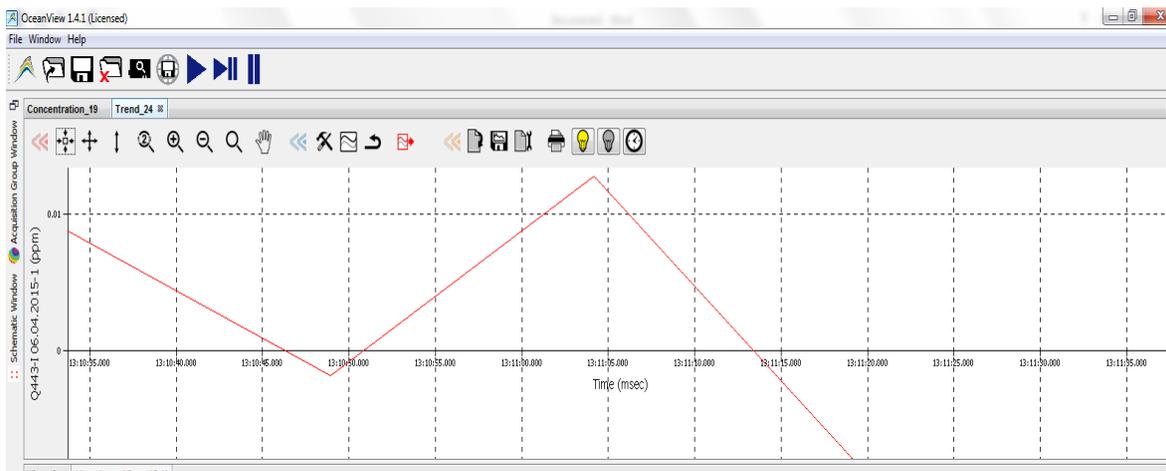


Fig. A3. 12 Gráfica Concentración vs tiempo en el software OceanView.

- ✓ Configurar el método de recolección de datos que hará el software OceanView. Ver figura A3.13.

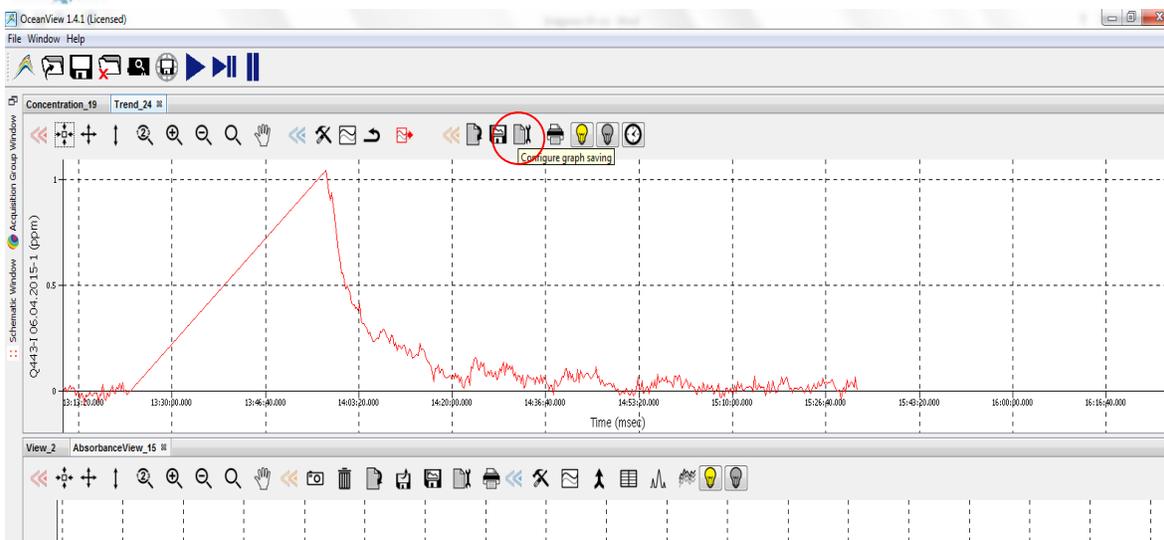


Fig. A3. 13 Ícono para configuración de recolección de datos.

- ✓ Indicarle al software que guarde los datos como una columna de texto, darle un nombre al archivo, indicar intervalos de guardado y, si se desea, en qué momento detenerse. Ver figura A3.14 .

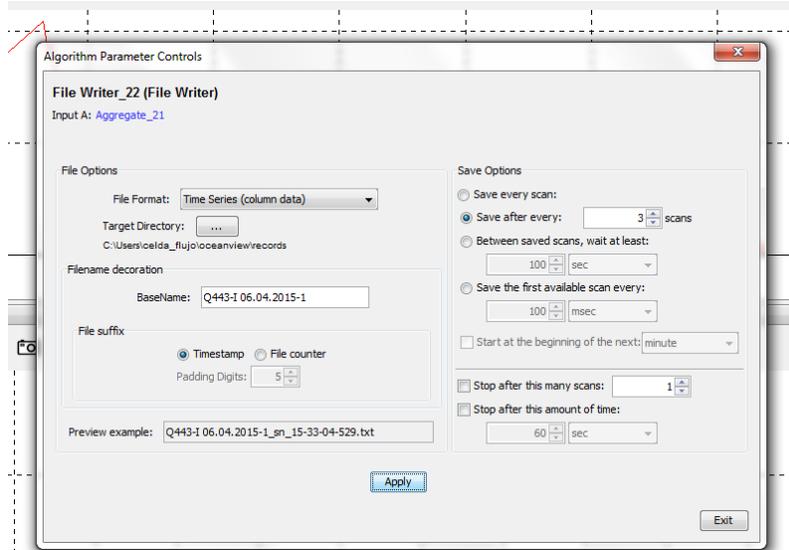


Fig. A3. 14 Ventana para establecer configuración de almacenamiento de datos.

- ✓ Indicar que inicie el almacenamiento de datos. Ver figura A3.15 .

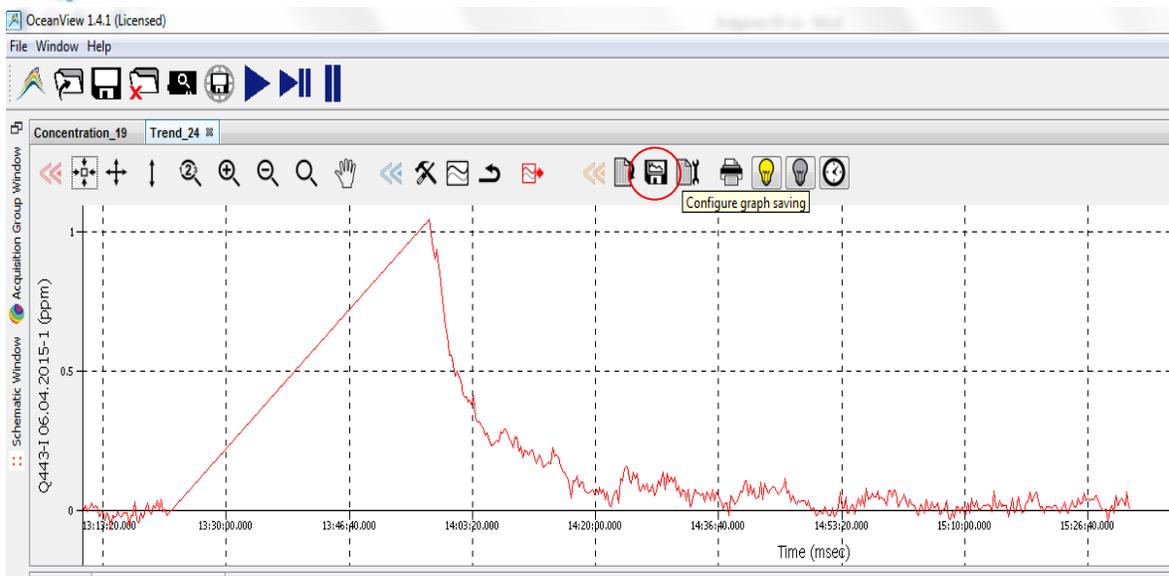


Fig. A3. 15 Indicador del inicio almacenamiento de datos.

- ✓ Verificar que se estén guardando los datos leídos por el software. Ver figura A3.16 .

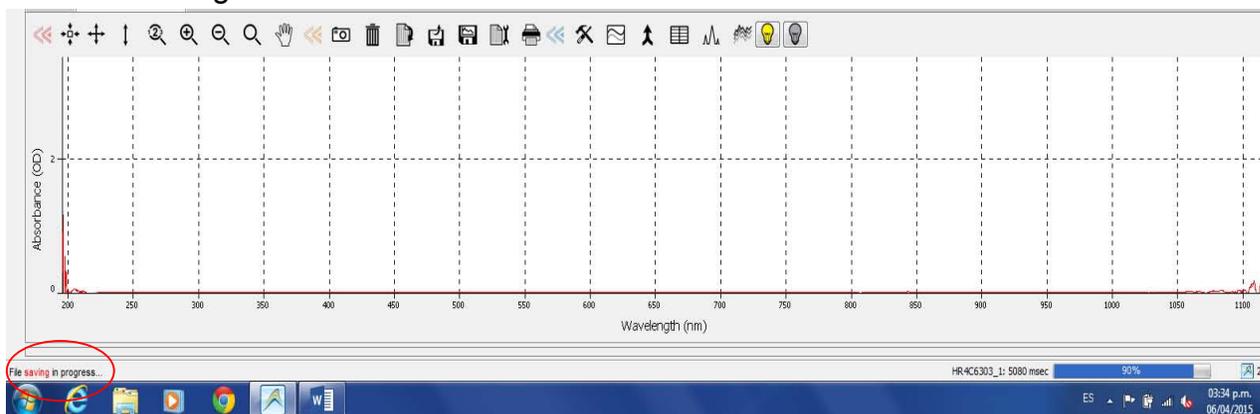


Fig. A3. 16 Indicador del correcto almacenamiento de datos.



Bibliografía

1. Paris de Ferrer, M. 2001. *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*, segunda edición. Maracaibo, Venezuela: M. Paris de Ferrer. Capítulo 5 (143-152)
2. Abreu M., T.J., Muñoz A., F., Silva R., J. et al. 1985. *Apuntes de Recuperación Secundaria*. México, D.F.: UNAM, Facultad de Ingeniería, Departamento de Explotación del Petróleo. Capítulo 3 (63-66)
3. PEMEX PEP. 2015. Presentación Ejecutiva del 2015-01-31.
4. Rodríguez de la Garza, F. 2013. Presentación: Proyectos de Recuperación Mejorada de PEMEX E y P. Retos y oportunidades. V Congreso Anual Conjunto de Asociaciones del Sector Energético, Acapulco, Gro., junio 21-22. Capítulo 5, 6 y 7 (19-64)
5. Craig Jr., F.F. 1982. *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. Dallas, Texas: SPE.
6. Rangel, G. 2012. *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. http://www.cnh.gob.mx/docs/ior_eor.pdf (Fecha de consulta: 15 de agosto de 2015).
7. Lake, L.W. 1989. *Enhanced Oil Recovery*. Englewood, Cliffs, New Jersey: Prentice Hall. (193-199)
8. Greensmith, J.T. 1978. *Petrology of the Sedimentary Rocks*, sixth edition. London: G. Allen & Unwin. Chapter 1-2 (13-34).
9. Lesser Illades, G. 1993. *Geología de Explotación Petrolera*. CSIPSA.
10. Mancera Alejándrez, O. *Apuntes de la Clase Geología de Yacimientos de Fluidos*. México: UNAM, Facultad de Ingeniería.
11. Martell Andrade, J.B. *Apuntes de la Clase Petrofísica y Registro de Pozos*. México: UNAM, Facultad de Ingeniería.
12. Vijapurapu, C.S. 2002. *The Effects of Rock and Fluids Characteristics on Reservoir Wettability*. MS thesis, Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College, The Department of Petroleum Engineering (December 2002).
13. Somaruga, C. 2002. *Trazadores: Una Herramienta para Diagnosticar Sobre el Estado de Reservorios Petroleros Sujetos a Proyectos de Recuperación Asistida*. México, D.F.: Instituto Mexicano del Petróleo.
14. Zemel, B. ed. 1995. *Tracers in the Oil Field*. Amsterdam: Elsevier. Chapter Appendix (436-466)
15. Vafai, K. *Handbook of Porous Media*, second edition. 2005. Boca Raton, Florida: Taylor & Francis. Chapter 1 (1-83).



16. Kantzas, A., Bryan, J. y Taheri, S. Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media. Calgary, Canada: University of Calgary-Perm Inc Tipm Laboratory. Chapter 3 (171-203)
17. Sheng, J.J. 2011. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Burlington, Massachusetts: Gulf Professional Publishing. Chapter 2 (13-29).
18. Levenspiel, O. 1987. Ingeniería de las Reacciones Químicas. México, D.F.: Repla. Capítulo 9 (277-310)
19. Huysmans, M. y Dassargues, A. 2005. Review of the Use of Péclet Numbers to Determine the Relative Importance of Advection and Diffusion in Low Permeability Environments. Hydrogeology Journals 13 (5): 895-904. <http://dx.doi.org/10.1007/s10040-004-0387-4>.
20. Perkins, T.K. y Johnston, O.C. 1963. A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media. SPE J. 3 (1): 70-84. SPE-480-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/480-PA>.
21. Bischoff, K.B., Ellington, R.T., Uhl, A.E. et al. 1963. Theory of Tracer Flow. Artículo presentado en Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Nueva Orleans, Louisiana, octubre 6-9. SPE-718-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/718-MS>.
22. Arya, A., Hewett, T.A., Larson, R.G. et al. 1985. Dispersion and Reservoir Heterogeneity. SPE Res Eng 3 (1): 139-148. SPE-14364-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/14364-PA>.
23. Weissberg, H. 1963. Effective Diffusion Coefficient in Porous Media. J. Appl. Phys. 34 (9): 2636-2639. <http://dx.doi.org/10.1063/1.1729783>.
24. Kohno, I. y Nishigaki, M. 1981. Determination of Diffusion and Dispersion Parameters for Flow in Porous Media. Memoirs of the School of Engineering, Okayama University 16 (1): 64-89.
25. Bird R.B., Stewart, W.E. y Lightfoot, E.N. 2002. Transport Phenomena, second edition. New York: John Wiley & Sons, Inc. (513-542)
26. Jha, R.K., Bryant, S. y Lake, L.W. 2011. Effect of Diffusion on Dispersion. SPE J. 16 (1): 65-77. SPE-115961-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/115961-PA>.
27. van Poolen, H.K. and Associates. 1980. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books. Chapter 5 (83-103)
28. Pancharoen, M. 2009. Physical Properties of Associative Polymer Solutions. MS thesis, Stanford University (June 2009).
29. Quillien, B., Bonier J., Gathier, F. et al. 2013. Inline Viscosity Monitoring of Polymer Solutions Injected in Chemical Enhanced Oil Recovery Processes. Artículo presentado en SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malasia, julio 2-4. SPE-165249-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/165249-MS>.
30. Poettmann, B.G. 1971. The Use of Non-Newtonian Fluids in Oil Recovery. 8th World Petroleum Congress, Moscú, URSS, junio 13-18. WPC-14232. (287-297)



31. Hirasaki, G.J. y Pope, G.A. 1974. Analysis of Factors Influencing Mobility and Adsorption in the Flow of Polymer Solution Through Porous Media. SPE J. 14 (4): 337-346. SPE-4026-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/4026-PA>. (337-346)
32. Cohen, Y. y Christ, F.R. 1986. Polymer Retention and Adsorption in the Flow of Polymer Solutions Through Porous Media. SPE Res Eng 1(2): 113-118. SPE-12942-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/12942-PA>.
33. Dawson, R. y Lantz, R.B. Inaccessible Pore Volume in Polymer Flooding. SEP J. 12 (5): 448-452. SPE-3522-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/3522-PA>.
34. Zaitoun, A., Makakou, P., Blin N. et al. 2012. Shear Stability of EOR Polymers. SPE J. 17 (2): 335-339. SPE-141113-PA.
35. Gleasure, R.W. 1990. An Experimental Study of Non-Newtonian Polymer Rheology Effects on Oil Recovery and Injectivity. SPE Res Eng 5 (4): 481-486. SPE-17648-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/17648-PA>.
36. Seright R.S., Kelco CP., Talashek, T. 2009. Injectivity Characteristics of EOR Polymers. SPE Res Eval & Eng 12 (5): 783-792. SPE-115142-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/115142-PA>.
37. Gogarty, W.B., Levy G.L. y Fox, V.G. 1972. Viscoelastic Effect in Polymer Flow Through Porous Media. Artículo presentado en Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, San Antonio, Texas, octubre 8-11. SPE- 4025-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/4025-MS>.
38. Teeuw, D. y Hesselink, T. 1980. Power Law Flow and Hydrodynamic Behavior of Biopolymer Solutions in Porous Media. Artículo presentado en SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium, Stanford, California, mayo 28-30. SPE-8982-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/8982-MS>.
39. El-Khatib, N.A.F. 2006. Immiscible Displacement of Non Newtonian Fluids in Communicating Stratified Reservoir. SPE Res Eval & Eng 9 (4): 356-365. SPE-93394-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/93394-PA>.
40. Willhite, G.P. y Dominguez, J.G. Mechanisms of Polymer Retention in Porous Media. En Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding, eds. D. Shah. Y R.S. Schechter R.S., 511-554. New York: Academy Press.
41. Sheperd, R.G. 1989. Correlations of Permeability and Grain Size. Ground Water 27 (5): 633-638. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1745-6584.1989.tb00476.x>.
42. Bird, R.B., Stewart W.E. y Lightfoot E.N. 1987. Fenómenos de Transporte: Un Estudio Sistemático de los Fundamentos del Transporte de Materia, Energía y Cantidad de Movimiento. México, D.F.: Repla. Capítulo 1.
43. Apuntes "Concept of Permeability" para la materia de "Fluid Flow in Petroleum Reservoir". 1997. Calgary, Canadá: Universidad de Calgary.
44. Brunatti, C. y Martín, A.L. Introducción a la Espectroscopía de Absorción Molecular Ultravioleta, Visible e Infrarrojo Cercano. <http://www.fi.uba.ar/materias/6305/download/Espectrofotometria.pdf> (Fecha de consulta: 15 de agosto de 2015).



Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados.

45. Higson, S. y Balderas, P. 2007. Química Analítica. México: McGraw-Hill.
Capítulo 5