



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**"IMPLEMENTACIÓN EN STARS Y VALIDACIÓN A
ESCALA DE LABORATORIO DE LA INYECCIÓN DE UN
TRAZADOR QUÍMICO NO REACTIVO PARA LA
DETERMINACIÓN DE LA HETEROGENEIDAD DE
MEDIOS POROSOS"**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

LUIS ALBERTO ANGULO PEREZ



**DIRECTOR DE TESIS:
DR. SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ**

MEXICO, D.F, CIUDAD UNIVERSITARIA, 2016.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

DR. CARLOS AGUSTÍN ESCALANTE SANDOVAL
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **ANGULO PEREZ LUIS ALBERTO**, registrado con número de cuenta **411073657** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente.



DR. JOSE HECTOR SANDOVAL OCHOA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 9/Marzo/2016



DR. SIMON LOPEZ RAMIREZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 8/MAR/2016



ING. HECTOR/ERICK GALLARDO FERRERA

FECHA DE ACEPTACIÓN: Marzo 10/16



ING. GUSTAVO ENRIQUE PRADO MORALES

FECHA DE ACEPTACIÓN: 8/marzo/2016



ING. EDUARDO MALDONADO CRUZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 9/marzo/2016

FECHA DE EMISIÓN: 07 de Marzo de 2016

"Si no hay contradicción no hay evolución; si no hay contradicción, no hay mañana."

George Wilhelm Friedrich Hegel

Agradecimientos

A la *Universidad Nacional Autónoma de México* nuestra máxima casa de estudio, por abrirme sus puertas y todo el apoyo brindado en mis estudios profesionales. A la honorable Facultad de Ingeniería, no solo por forjarme en el campo de la ingeniería, también por forjarme como persona y en pro de la sociedad.

Al proyecto SENER-CONACYT No.185183 por permitirme ser parte de esta investigación que marcó una pauta en mi desarrollo profesional. Así como a la *Unidad de Servicios para la Industria Petrolera*, por darme las herramientas necesarias para el desarrollo de este trabajo.

Al Dr. Simón López Ramírez, por sus observaciones, su carácter crítico y objetivo en el desarrollo de esta tesis además de sus constantes llamadas de atención, gracias por la confianza y oportunidad brindada.

A mis sinodales; Dr. José Héctor Sandoval, Ing. Héctor Erick Gallardo, Ing. Gustavo Prado, Ing. Eduardo Maldonado, por el tiempo brindado para ayudar a mejorar y enriquecer este trabajo.

A la Ing. Karen Martínez, por su ayuda a lo largo de este trabajo y el tiempo dedicado para las observaciones en la revisión de este trabajo.

Al M.I Salvador Hernández Ibáñez, por ser su ayuda en el área de SNY, gracias por compartir sus conocimientos conmigo.

Al Ing. Manuel Villamar, por ser el mejor profesor que conocí en la facultad, gracias por continuar con tan noble labor.

Dedicatorias

A mi padre, por ser el mentor en mi vida y mi mayor ejemplo a seguir. Gracias por todo el apoyo y amor incondicional que me brinda, sin usted esto no pudo haber sido posible, este objetivo logrado no solo me pertenece a mí, es suyo también padre. A mis abuelitos, por ser la piedra angular de mi vida, ustedes son la fuerza que necesité a lo largo de mis estudios, además de ser mi mayor motivación para seguir adelante y esforzarme continuamente. A mis hermanos, Toño, Alex, Jesy y Sofí, por ser mi mayor alegría, no soy digno de tanto cariño de su parte y sin embargo me lo brindan incondicionalmente. No pude haber pedido una mejor familia que todos ustedes.

A mi mejor amiga y compañera en esta parte tan importante de mi vida, Karen, gracias por hacerme ver lo mejor de mí y acompañarme en los momentos más felices y tristes de esta etapa, además de tu apoyo y constante persistencia para que lograré esta meta, tu fortaleza como mujer y persona me contagia y alienta constantemente. *“Si te caes te levanto, y si no, me acuesto contigo”* J. Cortázar.

A mis amigos, Cristian, Nicanor, Iker, Any Miguel, Anell y Alan, por volverse una parte importante en esta etapa de mi vida, gracias por ayudarme a lo largo de mi carrera, me llevo algo importante de cada uno de ustedes para toda la vida. Su amistad es lo único que no caduca en la vida.

En memoria al M.I Mario Becerra Zepeda †



CONTENIDO

CONTENIDO	I
RESUMEN	1
OBJETIVO	2
OBJETIVO PARTICULARES.....	2
INTRODUCCIÓN	3
CAPITULO I "TRAZADORES"	6
I.1 TRAZADOR.....	6
I.2 CARACTERISTICAS	7
I.3 CARACTERIZACIÓN DE TRAZADORES.....	8
I.3.1 ESTABILIDAD QUÍMICA Y TÉRMICA.....	8
I.3.2 ESTABILIDAD MICROBIANA	9
I.3.3 ADSORCIÓN DE LA ROCA.....	9
I.3.4 PROPIEDADES DINÁMICAS DE INYECCIÓN.	9
I.4 CLASIFICACIÓN.....	10
I.4.1 TRAZADORES NATURALES	11
I.4.2 TRAZADORES RADIOACTIVOS	12
I.5 TRAZADORES QUÍMICOS	16
I.6 TIPOS DE PRUEBAS CON TRAZADORES.....	18
I.6.1 PRUEBAS DE UN SOLO POZO (SINGLE WELL).....	18
I.6.2 PRUEBAS ENTRE POZOS (INTER WELL).....	18
I.7 APLICACIÓN DE LOS TRAZADORES	20
I.7.1 CÁLCULO DE LA SATURACION DE ACEITE RESIDUAL EN EL YACIMIENTO “Sol”	21
I.7.2 MEDICION DEL GASTO DE FLUJO	24
I.7.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	26
I.7.4 CEMENTACIONES	27
I.7.5 TRATAMIENTO DE CORROSIÓN	27
I.7.6 MONITOREO Y TRATAMIENTO DE INCRUSTACIONES EN LA TUBERÍA	28
I.7.7 FUGAS EN LAS TUBERIAS	29



I.7.8 IDENTIFICACION DE LINEAS DE TRANSPORTE	30
I.7.9 DERRAMES DE ACEITE	30
I.7.10 TERMINACIÓN Y REPARACION DE POZOS.....	31
CAPITULO II "REVISIÓN DE LAS APLICACIONES EN CAMPO"	32
II.1 RESEÑA HISTORICA DE LAS PRUEBAS CON TRAZADORES A NIVEL MUNDIAL	32
II.2 TIPOS DE ANÁLISIS PARA LAS PRUEBAS CON TRAZADORES	37
II.2.1 MÉTODO CUALITATIVO	38
II.2.2 MÉTODO ANALÍTICO.....	40
II.2.3 MÉTODOS NUMÉRICOS	41
II.3 USO DE TRAZADORES EN MÉXICO	46
CAPITULO III "MODELOS ANALITICOS PARA INTERPRETAR ENSAYOS CON TRAZADORES"	48
III.1 TRANSPORTE DEL TRAZADOR	49
III.1.1 ADVECCIÓN	49
III.1.2 DIFUSIÓN.....	51
III.1.3 DISPERSIÓN.....	56
III.1.4 DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA.....	57
III.1.5 DISPERSIÓN MECÁNICA	60
III.1.6 DISPERSIÓN LONGITUDINAL	61
III.1.7 DISPERSIÓN TRANSVERSAL.....	62
III.1.8 PARTICIÓN	62
III.1.9 ADSORCIÓN Y DECAIMIENTO RADIOACTIVO	64
III.1.10 DISOLUCIÓN Y PRECIPITACIÓN	67
III.1.11 NUMERO DE PÉCLET	68
III.2 MODELOS ANALÍTICOS PARA LA INTERPRETACIÓN DE ENSAYOS CON TRAZADORES .	69
III.2.1 MODELO DE BRIGHAM & SMTIH	70
III.2.2 MODELO DE WAGNER.....	72
III.2.3 MODELO DE BALDWIN	73



III.2.4 MODELOS DE CAPACITANCIA O MODELO DE DOS REGIONES	74
III.2.5 MODELO DE RAMÍREZ.....	76
III.2.6 MODELO DE LENDA Y ZUBER	78
III.2.7 MODELO DE RAMÍREZ Y COATS.....	79
III.2.8 MODELO DE JENSEN & HORNE.....	80
 CAPITULO IV "FUNDAMENTOS DE LA SIMULACIÓN"	81
IV.1 "PROPIEDADES FUNDAMENTALES DEL MEDIO POROSO".....	81
IV.1.1 POROSIDAD.....	82
IV.1.2 SATURACIÓN.....	83
IV.1.3 MOJABILIDAD	85
IV.1.4 DRENE E IMBIBICIÓN	87
IV.1.5 TENSIÓN INTERFACIAL Y TENSIÓN SUPERFICIAL.....	87
IV.1.6 PRESIÓN CAPILAR.....	88
IV.1.6.1 NUMERO CAPILAR.....	89
IV.1.7 PERMEABILIDAD	90
IV.2 ECUACIONES DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS.....	94
IV.2.1 POTENCIAL DEL FLUIDO	95
IV.2.2 LEY DE DARCY	98
IV.2.3 ECUACIÓN DE CONTINUIDAD.....	100
IV.2.4 ECUACIÓN DE MOMENTO: LEY DE DARCY	103
IV.2.5 ECUACIÓN DE ESTADO	104
IV.2.6 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA.....	107
IV.2.7 ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD	107
IV.3 ECUACIÓN DE CONVECCIÓN-DIFUSIÓN	111
IV.3.1 DIFERENCIAS FINITAS DE LA ECUACIÓN DE CONVECCIÓN-DIFUSIÓN	111
IV.3.2 SOLUCIÓN A LA ECUACIÓN GENERAL DE CONVECCIÓN-DIFUSIÓN.....	113
 CAPITULO V "SIMULACIÓN EN STARS"	115
V.1 MÉTODO DE SIMULACIÓN DEL TRAZADOR.....	115



V.2 GENERALIDADES DE STARS.....	117
V.3 DEFINICIÓN DEL TRAZADOR.....	121
V.3.1 DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	123
V.3.2 DEFINICIÓN DE PROPIEDADES DEL YACIMIENTO QUE AFECTAN EL FLUJO DEL TRAZADOR	125
V.3.3 ADSORCIÓN DEL TRAZADOR	133
V.3.4 INYECCIÓN DEL TRAZADOR	134
V.3.5 DATOS DE SALIDA.....	137
V.4 CANTIDAD DE MASA A INYECTAR	138
V.4.1 CRITERIO #1	139
V.4.1 CRITERIO #2	139
V.4.1 CRITERIO #3	140
V.5 OBJETIVO DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN	141
V.5.1 MODELO A ESCALA DE LABORATORIO	141
V.5.2 MODELO DEL YACIMIENTO	142
V.5.3 MODELO SECTORIAL	143
V.6 DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN	145
V.6.1 MODELO A ESCALA DE LABORATORIO.	145
V.6.2 MODELO DEL YACIMIENTO	150
V.6.3 MODELO SECTORIAL	170
CAPITULO VI “RESULTADOS”	177
VI.1 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	177
VI.2 MODELO A ESCALA DE NUCLEO	180
VI.3 MODELO DEL YACIMIENTO	183
VI.4 MODELO SECTORIAL.....	190
VI.5 MODELO SECTORIAL REFINADO.....	196
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	204
BIBLIOGRAFIA.....	205



RESUMEN

El petróleo es el recurso natural más importante de nuestro país debido a la gran demanda energética que este requiere, además de ser un soporte de gran parte de las finanzas en México. Sin embargo las reservas probadas en los yacimientos mexicanos han disminuido con el paso del tiempo, obligando a la industria a optar por procesos de explotación más complejos y poco ortodoxos como la recuperación mejorada, cuya finalidad es incrementar las reservas probadas de los yacimientos.

Los métodos de recuperación mejorada se basan en la inyección de materiales que modifiquen las condiciones físico-químicas del sistema roca-fluido y los fluidos del yacimiento, sin embargo estos procesos requieren de mucha información y dependen de la eficiencia global de desplazamiento, la cual relaciona los aspectos microscópicos y macroscópicos.

Los aspectos microscópicos se evalúan a nivel de laboratorio, mientras que los segundos están asociado a la heterogeneidad del yacimiento.

Con la finalidad de caracterizar dicha heterogeneidad, se propone la inyección de un trazador químico no reactivo en el campo Poza Rica previo a la inyección de ASP para una prueba piloto.

El propósito de este trabajo es desarrollar la simulación numérica de la inyección de un trazador químico no reactivo, para determinar la heterogeneidad del campo Poza Rica, previo a la implementación en campo de un proceso de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos con inyección de químicos (álcali, surfactante y polímero).



OBJETIVO

Desarrollo de una metodología para evaluar la heterogeneidad en yacimientos a través de la inyección de trazadores químicos no reactivos.

OBJETIVO PARTICULARES

- Desarrollo de un método para la determinación de la heterogeneidad de medios porosos utilizando un simulador comercial
- Validación de la metodología a través de resultados experimentales del comportamiento de trazadores en columnas empacadas.
- Implementación de la inyección de un trazador químico no reactivo en el modelo de simulación del complejo Poza Rica a diferentes escalas:
 - Yacimiento
 - Sectorial con fronteras cerradas.



INTRODUCCIÓN

Poza Rica es un yacimiento de explotación avanzada (yacimiento maduro), sometido por más de 60 años a recuperación secundaria con inyección de agua, sin embargo en este tipo de procesos existen zonas en las cuales permanecen bancos de aceite debido a la baja eficiencia de barrido así como a la mojabilidad del medio poroso (mojado por aceite), estos métodos no son lo suficientemente efectivos para incrementar el factor de recuperación en el yacimiento por lo que se implementará un proceso de recuperación mejorada, mediante la inyección de una formulación de productos químicos álcali, surfactante y polímeros (ASP por sus siglas en inglés), sin embargo a causa de la incertidumbre geológica en el complejo Poza Rica se inyectará un trazador químico no reactivo previo al proceso de recuperación, el cual está diseñado específicamente para calizas calcáreas, debido a su baja adsorción. De esta manera es posible obtener más información sobre la heterogeneidad del yacimiento, resultando un factor clave en los procesos de EOR.

La utilidad de las pruebas entre pozos con la tecnología de trazadores se basa en que el movimiento del trazador reflejará el movimiento del agua o productos químicos inyectados en el yacimiento. Esto solo será cercano a la realidad dependiendo que tan cerca el trazador pueda seguir el camino del agua inyectada a través del medio poroso sin pérdidas significantes por adsorción o decaimiento radioactivo, a la vez dependerá de qué tan bien la composición química del trazador no reaccione e interactúe con la formación.

De esta manera se clasifican los trazadores en dos tipos:

- Ideales: no tienen interacción con el fluido en el que se encuentre diluido.
- No ideales: tienen interacción con el fluido en el que se encuentra diluido

En las pruebas *interwell*, se inyecta un trazador al yacimiento desde el pozo inyector, a su vez, el trazador se muestrea desde los pozos monitores seleccionados de acuerdo al patrón de inyección. El análisis e interpretación de estas pruebas entre pozos se hace tomando como base los tiempos de irrupción del trazador, y de la curva de respuesta (variación en la concentración del trazador en los fluidos producidos), de esta manera es posible determinar la siguiente información útil en la caracterización del yacimiento:

1. Detectar la presencia de anisotropías tales como barreras y canales de flujo.
2. Detectar la comunicación preferencial del fluido inyectado.
3. Detección de compartimientos en los yacimientos con múltiples bloques.



A nivel nacional, la inyección de trazadores adquiere gran importancia en los campos petroleros de México debido a la complejidad geológica de los yacimientos. Por lo tanto, se debe profundizar en la caracterización de las condiciones de flujo en el medio poroso, el efecto de la inyección sobre el desplazamiento de aceite y gas (miscible e inmisible), entender las barreras geológicas, heterogeneidades e interconectividades del medio poroso y de esta manera hacer una mejor selección y diseño de procesos de recuperación secundaria y mejorada.

Tradicionalmente, los estudios de yacimiento integran los resultados geológicos, geofísicos y de pruebas de presión, así como los datos geoquímicos e históricos de presión y producción para construir modelos numéricos que sean capaces de representar la física de los yacimientos. El uso de trazadores en los estudios de yacimientos resulta factible para evaluar dinámicamente las propiedades de flujo en la vecindad del pozo (radio de drene) y en general del yacimiento. Sin embargo el uso de esta herramienta no solo se limita al análisis del flujo en el medio poroso, también se puede aprovechar las propiedades de partición para el cálculo de la saturación residual de aceite “in situ” (*Harry Deans*)^[13].

Generalmente estos procesos requieren de información geológica y sobre los fluidos del yacimiento lo cual se convierte en su principal limitación, por ejemplo no tener caracterizados rasgos geológicos como fallas o la presencia de fracturas que representen un canal de alta conductividad en el yacimiento.

Otro punto importante en las pruebas de trazadores es tener un programa de muestreo bien diseñado y de acuerdo a la normatividad en México para no desviar los resultados obtenidos debido a errores en la medición o al escaso número de muestras tomadas en campo.

Si el monitoreo de los pozos es adecuado y con suficiente tiempo durante del proceso de inyección, se obtendrá información más detallada como:

- a) Comunicación entre los pozos inyectoros y productores de la prueba.
- b) Identificación de la fuente del inyector (en el supuesto de haber inyectado más de un trazador al yacimiento).
- c) Velocidades relativas de flujo de trazadores de acuerdo a los tiempos de irrupción, las cuales son proporcionales a la permeabilidad del medio poroso.
- d) Calcular la eficiencia de barrido, y la magnitud del volumen poroso del yacimiento comprendido entre el pozo inyector y los pozos productores del arreglo de inyección.

En general, para el diseño de cualquier tipo de prueba con trazadores se deben considerar los siguientes aspectos:

1. Tener bien definido el esquema óptimo para la inyección del trazador en el yacimiento.



2. Tener bien caracterizado el modelo estático y dinámico del yacimiento. Esto significa que previamente se debió haber identificado en el modelo del yacimiento rasgos estructurales y/o estratigráficos.
3. Contar con suficiente información del campo, validada y bien establecida, como históricos de producción, registros de presión, estudios PVT, información de núcleos y análisis químicos del agua de formación.
4. Realizar predicciones del movimiento del trazador mediante modelos analíticos, semi-analíticos y simuladores de yacimiento.
5. Tener estados mecánicos bien definidos para los pozos inyectoros.



CAPITULO I "TRAZADORES"

I.1 TRAZADOR

Un trazador se define de manera general, como una sustancia que se incorpora a un proceso, por medio de alguna técnica de inyección o marcación, y que permite conocer la evolución dinámica de ese proceso a través del estudio y seguimiento del comportamiento del trazador.

En la industria petrolera se define como trazador a aquella sustancia química o radioactiva, que se agrega a los fluidos inyectados, o que está naturalmente presente en estos fluidos, con el propósito de identificar la trayectoria de flujo entre los pozos ^[19].

Si bien esta definición señala como objetivo principal el identificar la dirección del flujo entre pozos, el uso de estas pruebas puede ser de mucha utilidad para mejorar la caracterización dinámica y estática del yacimiento.

El proceso de una prueba de trazadores inicia con la inyección continua o en forma de baches del trazador desde un punto, y la medición de la respuesta del trazador en forma de concentración desde otro punto de salida. El resultado de esto se expresa en forma de una curva de concentración con respecto al tiempo denominada curva de residencia [$C(t)$ vs t] (Figura 1.1).

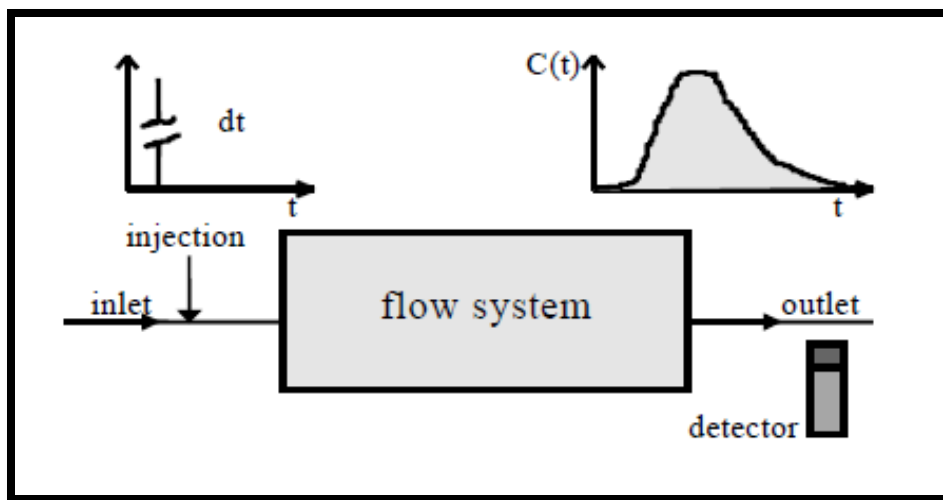


Figura 1.1 Experimento con la inyección de trazadores.



I.2 CARACTERISTICAS

Con el fin de seleccionar apropiadamente un trazador, se debe verificar que cumpla las siguientes características:

1. Su comportamiento debe ser idéntico al del medio en el que viaje el trazador, es decir, que se desplace a la misma velocidad, no exista intercambio iónico, ni adsorción química o física. Cuando existe pérdida de trazador en el yacimiento, se alterarán los resultados, con respuestas que no representan el fenómeno físico que se desea estudiar.
2. El trazador debe adicionarse artificialmente al medio de transporte, no deberá estar presente naturalmente en el medio en el cual viaje y tampoco en el sistema del cual se requiera obtener información.
3. Si se aprovecha alguna sustancia existente naturalmente en el yacimiento, la concentración inicial de dicha sustancia no deberá ser modificada dentro del medio poroso.
4. Soluble en la fase que viaje (que no precipite) e insoluble en los demás fluidos del yacimiento (para el caso de un trazador activo es todo lo contrario).
5. Debe ser térmica, químicamente y microbiológicamente estable, manteniendo su identidad en el flujo a través del medio poroso.
6. Poseer un límite bajo de detección, de esta manera se podrá detectar cantidades de masa muy pequeñas del trazador en el pozo.
7. No debe contaminar el medio ambiente, ni cualquier organismo viviente en el sistema de estudio, y la concentración residual del trazador al finalizar prueba, debe ser mínima.
8. Bajo costo de adquisición o de síntesis del producto químico.

Estas características solo son cumplidas simultáneamente por un trazador ideal, llevado a la práctica, no existe algún trazador que cumpla totalmente con todas las condiciones descritas anteriormente, en consecuencia, no existe un trazador universal que pueda aplicarse a todos los casos.



I.3 CARACTERIZACIÓN DE TRAZADORES

Para implementar una prueba de inyección de trazadores entre pozos es necesario tener bien caracterizado al trazador en cuestión, para ello se deben realizar las siguientes pruebas:

1. Estabilidad química y térmica: no exista pérdida de masa debido a la transferencia de calor de la sustancia con el sistema.
2. Estabilidad microbiana: el trazador no deberá perder masa significativa debido a la interacción con bacterias u organismos presentes en el medio poroso.
3. Adsorción del trazador: determinar la cantidad de masa que será adsorbida por el medio poroso.
4. Propiedades dinámicas de la inyección: tener pruebas de desplazamiento del trazador en empaquetamientos de roca representativa del medio poroso.

La correcta caracterización del trazador nos permitirá reproducir la realidad del fenómeno que se pretende estudiar.

I.3.1 ESTABILIDAD QUÍMICA Y TÉRMICA

La estabilidad química y térmica del trazador se caracteriza mediante experimentos tipo *batch*, donde se toma una muestra del trazador (alícuota líquida) y se sella en cilindros de vidrio, exponiéndolos a diversas temperaturas.

Las muestras se analizan con respecto a las concentraciones remanentes y las concentraciones originales del trazador en función del tiempo y a diferentes temperaturas. Las pruebas se llevan a cabo con el "Espectrómetro de Centelleo Líquido" o con el "Espectrómetro de rayos gamma".

La fracción no degradable o sobreviviente del trazador ($Y\%$) se expresa habitualmente como:

$$Y(\%) = \frac{R(T)_t}{R(T)_0} 100$$

Donde:

$R(T)_0$ = Volumen original del trazador para un $t = 0$ al inicio del experimento.

$R(T)_t$ = Volumen específico del trazador después de un tiempo t .



I.3.2 ESTABILIDAD MICROBIANA

Esta prueba se realiza mediante la degradación de la sustancia a temperaturas cercanas a 70 °C, el trazador debe perdurar a temperaturas más altas. Un ejemplo de esto es la formación del ion $\text{H}^{14}\text{COO}^-$, el cual se degrada a $^{14}\text{CO}_2$.

También es posible adherir diferentes especies bacterianas al flujo para ver su efecto, sin embargo el experimento es difícil de controlar.

I.3.3 ADSORCIÓN DE LA ROCA

Si se implementará un trazador en una prueba de campo, es necesario determinar su adsorción con la roca. Para ello, los candidatos a ser inyectados son analizados mediante experimentos estáticos de tipo *batch*, utilizando empaquetamientos de roca (areniscas, carbonatos) para representar correctamente la litología del yacimiento.

También es conveniente utilizar fracciones de caolinita para considerar los potenciales contenidos de arcillas. La fracción adsorbida por la roca se calcula mediante la relación:

$$Y(\%) = \frac{R(T)_t}{R(T)_0} 100$$

I.3.4 PROPIEDADES DINÁMICAS DE INYECCIÓN.

Todos los trazadores que pasen las pruebas anteriores se envían a las pruebas dinámicas de inyección, las cuales se llevan a cabo en núcleos. Existen diferentes equipos para llevar a cabo estos experimentos, por ejemplo:

- Núcleos con rocas consolidadas
- Núcleos con empaques de arena
- Núcleos con manojos capilares



Las dimensiones de estos núcleos con respecto a su *diámetro* $\times$ *longitud* van desde 3.8 x 7.6 cm² hasta 5.1 x 51.2 cm respectivamente. Comúnmente estas pruebas se llevan a cabo mediante la inyección de pulsos en el núcleo.

Otros equipos se basan en el análisis cromatográfico de roca molida en una columna de dimensiones variables. El trazador candidato es inyectado junto a un trazador de referencia, para pruebas con agua se utiliza agua tritiada (HTO) y para gas, el más usado es el metano tritiado (CH₃T).

I.4 CLASIFICACIÓN

Existen diferentes maneras de clasificar a los trazadores, en un principio se dividen en dos grandes categorías, de acuerdo a su interacción con los fluidos o la roca^[10]:

1. **Trazadores Pasivos o Conservativos (también llamados ideales):** en este grupo se clasifican a todos los trazadores que durante su inyección y transporte en el medio poroso no presentan cambios físicos o químicos diferentes a los que experimenta la fracción o fase en la que han sido inyectados.

Dicho en otras palabras; el trazador no debe perturbar el comportamiento de la fase en la que fue inyectada, ni la fase o sus componentes deben perturbar el comportamiento del trazador durante su proceso. En la industria petrolera se ha extendido el uso de este tipo de trazadores, principalmente para diagnosticar el alcance en proyectos de recuperación secundaria y mejorada.

2. **Trazadores Activos (también llamados no ideales):** los trazadores activos son aquellos en los cuales se experimentan cambios debido a procesos químicos, físicos, biológicos, etcétera, en una manera activa y predecible, por lo tanto estos trazadores son adecuados para evaluar alguna propiedad del sistema roca-fluido en el medio poroso. Los trazadores activos son útiles para determinar las siguientes propiedades:

- a. Saturación residual de aceite (S_{or}): en esta categoría se incluyen a los trazadores particionables.
- b. Capacidad de intercambio iónico del medio poroso: en esta categoría se agrupan los trazadores que son absorbidos reversible o irreversiblemente por el medio poroso.



- c. Saturación de agua (S_w): en esta categoría se incluyen los trazadores que sufren hidrólisis.
- d. Temperatura de yacimiento en las vecindades del pozo: en esta categoría se incluyen a los trazadores que sufren degradación térmica.
- e. Actividad microbiana: en esta categoría se incluyen los trazadores que sufren degradación microbiana.

Otra clasificación de los trazadores es con base a su producción, tratamiento y análisis, en otras palabras de acuerdo a sus características ^[18]:

1. Trazadores naturales (Isótopos estables de un elemento).
2. Especies químicas radioactivas.
3. Especies químicas no radioactivas.

Si bien todos los trazadores se califican como especies químicas, surge la necesidad de subclasificarlos debido a factores tales como su existencia natural en el yacimiento o su detección por métodos químicos y radioactivos, esto conduce a la necesidad de diferenciarlos por su relación isotópica o radiactividad.

I.4.1 TRAZADORES NATURALES

Estos trazadores se encuentran de manera natural en el sistema de estudio, en este contexto, se encuentran los trazadores naturales disueltos y formando parte de la estructura molecular del agua del yacimiento.

Lo que se busca con este tipo de trazadores es utilizar la característica propia de los fluidos de producción e inyección, es decir, su composición química o la relación de ciertos isótopos estables presentes tanto en el agua inyectada como en el agua congénita, con la finalidad de definir un patrón típico para el fluido, posterior a la inyección, y otro para el fluido producido previo a la inyección.

Existen cuatro orígenes distintos:

1. Miembros de las tres cadenas radioactivas (^{235}U , ^{238}U y ^{232}Th) y los radioisótopos naturales (^{40}K , ^{87}Rb) existentes en la corteza terrestre.
2. Isótopos que se producen en la atmósfera.
3. Explosiones nucleares que incorporaron gran cantidad de radionucléidos.



4. La contaminación local del agua debido a desechos radioactivos.

Los isótopos estables son aquellos en los cuales no hay transmutación en 10^{21} años. Existen 118 elementos químicos conocidos, de los cuales, 92 existen en la naturaleza y el resto han sido obtenidos artificialmente.

Para realizar una prueba con trazadores de isótopos estables, primero se debe establecer una adecuada caracterización química de los fluidos del yacimiento, así como la relación de los isótopos estables en el fluido a inyectar para definir una línea base con los isótopos que se encuentran originalmente en el yacimiento y así poder establecer los cambios, ya sea en su composición o en la magnitud de los índices de isótopos estables, según sea el caso de interés para el análisis que pueda ser atribuible al efecto de la inyección de los trazadores.

Las relaciones de isótopos estables más comunes son ^[19]:

- H/D
- $\delta(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})$
- $\delta(^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr})$

I.4.2 TRAZADORES RADIOACTIVOS

Los trazadores radioactivos son los más utilizados en la industria petrolera, sin embargo el uso de estos está limitado por dos factores; los trazadores deben tener propiedades químicas específicas para sobrevivir en el yacimiento y deben tener propiedades nucleares que faciliten su medición. Dicho esto, los trazadores deben tener las siguientes características:

- Estables a condiciones de yacimiento
- Comportamiento similar al fluido marcado
- Mínima o ninguna presencia en fluidos de yacimiento
- Poco o ninguna reacción con rocas y/o fluidos del yacimiento
- Detectables a bajas concentraciones
- Ambientalmente seguros
- Disponibilidad comercial a un costo razonable

Los trazadores radioactivos se clasifican en dos grupos principales:

1. Trazadores radioactivos artificiales
2. Trazadores activables



Los trazadores radioactivos artificiales son obtenidos por medio de algún proceso químico que modifique sus propiedades radioactivas, como un acelerador de partículas o por medio de los reactores nucleares. A continuación se presentan algunas ventajas y desventajas de estos trazadores.

Ventajas:

- Posibilidad de detección en muy bajas concentraciones (alta sensibilidad).
- Se pueden medir *in-situ* con o sin contacto con el medio y sin interferencias de otros componentes, ya sean activos o inactivos.
- Escasa contaminación del medio.

Desventajas:

- El equipo de detección es costoso.
- Es necesario cumplir con la normatividad requerida.
- La disponibilidad de estos trazadores es escasa.

Los trazadores activables son aquellos que emplean un compuesto químico no radioactivo, pero que contiene en su estructura algún elemento radioactivo detectable por análisis de activación (análisis químico que permite la determinación y cuantificación de un elemento). A continuación se presentan sus ventajas y desventajas.

Ventajas:

- El costo del trazador es relativamente bajo.
- No existe riesgo de contaminación radioactiva para el usuario.
- No requiere blindaje.
- Es fácil manipularlo durante la prueba de inyección.

Desventajas:

- No se pueden realizar mediciones *in-situ* (se requiere equipo para análisis especializado)
- Elevado costo de irradiación.

En la Tabla 1.1 se muestran los trazadores radioactivos en fase acuosa más utilizados en la industria petrolera, esto basado en el éxito reportado en las pruebas de campo por B. Zemel (1995):



Componente o ión	Tiempo de vida media	Tipo de emisión	Comentarios
HTO	12.32 años	β^- (18 KeV)	Trazador más común
CH ₂ TOH ^a	12.32 años	β^- (18 KeV)	Particionable en la fase gaseosa, degradable a T>100 °C
CH ₃ CHTOH ^b	12.32 años	β^- (18 KeV)	Particionable en la fase gas, se degrada a temperaturas entre 70 – 80 °C
CH ₃ CH ₂ CH ₂ CHTOH	12.32 años	β^- (18 KeV)	Particionable en aceite.
S ¹⁴ CN ⁻	5730 años	β^- (156 KeV)	Para Temperaturas 90-100 °C, experimentos a largo plazo
³⁵ SCN ⁻	87 días	β^- (167 KeV)	Para Temperaturas de 90 – 100 °C
³⁶ Cl ⁻	3 x 10 ⁵ años	β^- (709KeV)	Para yacimientos de alta temperatura.
¹²⁵ I ⁻	60 días	γ (35.5 KeV), e^-	Reduce las condiciones químicas, experimentos de mediano plazo
¹³¹ I ⁻	8 días	β^- (606KeV)	Reduce las condiciones químicas, experimentos de corto plazo y detección de fracturas
⁵⁶ Co(CN) ₃ ⁶⁻	77.7 días	β^+ (1459KeV) γ (864.8, 1238.3 KeV)	Usar con precaución a T<90 °C
⁵⁸ Co(CN) ₃ ⁶⁻	271.8 días	γ (122.1, 136.5 KeV)	Usar con precaución a T<90 °C
⁶⁰ Co(CN) ₃ ⁶⁻	5.27 años	β^+ (317.9 KeV) γ (1173.2, 1332.4 KeV)	Usar con precaución a T<90 °C
Co(¹⁴ CN)(CN) ₃ ⁵⁻	5730 años	β^- (156 KeV)	Usar con precaución a T<90 °C, experimentos de larga duración.
³² SO ₄ ²⁻	87 días	β^- (167 KeV)	Precaución, no aplicable debido a contaminación del agua.
²² Na ⁺	2.6 años	β^+ (545 KeV) γ (1274.5 KeV)	Trazador de alta temperatura, aplicables a yacimientos con alta salinidad y efectos reversibles desorción.
¹³⁴ Cs ⁻	2.065 años	β^- (658 KeV) γ (604.7 KeV)	Usar con precaución a T<90 °C, experimentos de larga duración.
Co(¹⁴ CN)(CN) ₃ ⁵⁻	5730 años	β^- (512 KeV) γ (661.6 KeV)	Usar con precaución a T<90 °C, experimentos de larga duración.

Tabla 1.1. Trazadores radioactivos en fase agua.



La Tabla 1.2 presenta los trazadores de gas radioactivos más utilizados en la industria petrolera [18].

Tabla 1.2. Trazadores radioactivos de gas más utilizados en la industria petrolera

Composición del trazador	Vida media	Tipo de emisión	Comentarios
CH_3T	12.32 años	β^- (18 KeV)	Primer trazador elegido para pruebas en yacimiento
$\text{CH}_2\text{TCH}_3^a$	12.32 años	β^- (18 KeV)	Aplicable a experimentos a largo plazo, tenues cambios en sus isotopos
$\text{CH}_3\text{CHTCH}_3$	12.32 años	β^- (18 KeV)	Alta partición con el aceite
$\text{CH}_3\text{CHTCH}_2\text{CH}_3^a$	12.32 años	β^- (18 KeV)	Útil en yacimientos de alta temperatura y con alta partición en el aceite. Gas inerte, altas temperaturas y comportamiento dinámico parecido al metano para análisis de pruebas de gas CH_4
^{85}Kr	10.76 años	β^- (687 KeV)	Aplicable en la inyección de gas, ideal para inyección de CO_2 , resistente a altas temperaturas
$^{14}\text{CO}_2$	5730 años	β^- (156 KeV)	Ideal para detectar zonas de alta permeabilidad y canales de flujo, detectable hasta después de 25 días de la inyección.
^{133}Xe	5.25 días	β^- (364 KeV) $\gamma\gamma$ (81 KeV)	Mismas aplicaciones que el ^{133}Xe pero detectable hasta después de 180 días de la inyección.
^{127}Xe	36.4 días	γ (20239 KeV)	



I.5 TRAZADORES QUÍMICOS

Los trazadores químicos son compuestos que se agregan a los fluidos inyectados para seguir su trayectoria en la formación productora y presentan las siguientes características ^[19]:

- Estables a condiciones de yacimiento.
- Su comportamiento debe ser similar al fluido marcado.
- Su reacción con la roca y/o fluidos del yacimiento debe ser muy pequeña o casi nula.
- Detectables a muy bajas concentraciones.
- No deben ser contaminantes.
- Disponibles comercialmente a un bajo costo.

Algunas de sus ventajas y desventajas son las siguientes:

Ventajas:

- Precio bajo.
- Ausencia de riesgo radiológico.
- Fácil transporte y adquisición.
- Bajo límite de detección.
- No son tóxicos.
- Gran solubilidad en el gas.
- Fácil manipulación durante la inyección.

Desventajas:

- Pérdida por efecto de adsorción.
- Necesidad de instrumental de complejidad elevada y alto precio.
- Imposibilidad de realizar mediciones *in-situ*.
- Todos los trazadores gaseosos tienden a particionarse en los fluidos del yacimiento, por lo cual presentan limitaciones para determinar las trayectorias de flujo en los pozos.

Su clasificación proviene de la metodología utilizada para su medición. Por ello es importante mencionar que muchas de las moléculas que se mencionaran, pueden “marcarse” reemplazando un átomo con un radioisótopo, y con base a esto se podría clasificar como una especie radioactiva.

Los trazadores químicos se agrupan en las siguientes categorías:



1. **Colorantes:** en esta categoría se incluyen a las tintas fluorescentes tales como; Fluoresceína, Rodamina B, Tinopal CBS y otras. En general estas especies sufren retención en el medio poroso, en pocas palabras retardos y disminución de concentración, además sus límites de detección son bajos. Comúnmente estos trazadores se usan en situaciones donde se sospechan canalizaciones muy pronunciadas con tiempos de tránsito cortos.
2. **Iónicos:** en esta categoría se encuentran los Haluros, Nitratos y Tiocianatos:
 - Haluros: estos se encuentran naturalmente en el agua de formación. Por este motivo no son apropiados para la inyección al yacimiento. Sin embargo, las variaciones de cloruro (ion dominante en el agua de formación) provocadas por la llegada y mezcla con aguas pobres en cloruros, permiten detectar el arribo del agua de inyección. En este esquema, los haluros se utilizan como “*trazador inverso*” durante la recuperación secundaria.
 - Nitratos: su principal limitación es que favorecen al crecimiento de bacterias que reducen la permeabilidad en el yacimiento.
 - Tiocianatos: Su adsorción con la roca es baja, son de costo accesible y tienen un comportamiento similar al de los haluros. Estos trazadores pueden ser detectados por cromatografía o colorimetría.
 - Ácidos Benzoicos Polifluorinados (FBA), cuyas principales características son:
 - i. Térmicamente estables.
 - ii. Comportamiento similar al HTO.
 - iii. Probados con éxito en los campos petroleros.
3. **Moléculas neutras:** en esta categoría se han reportado mayoritariamente los usos de las siguientes moléculas:
 - Compuestos perfluorocarbonados (PFC) C_{F4} y C_{2F6} con pesos moleculares de 88 y 138, respectivamente, PMCH, PMCP, PDMCB, 1,3PDMCH, con pesos moleculares de 300 a 450, Exafluoruro de azufre (S_{F6}).
 - Alcoholes y ésteres, particularmente metanol (MeOH), etanol (EtOH), isopropanol (IPA) y ter-butanol (TBA)



- Freones (CCl_3F , CCl_2F_2 , CCl_3F)

I.6 TIPOS DE PRUEBAS CON TRAZADORES

Existen dos tipos de pruebas con inyección de trazadores, esto de acuerdo a la escala que se pretende estudiar del yacimiento (mesoscópica y macroscópica). Se clasifican en:

- Inyección de un solo pozo (*Single well*).
- Inyección entre varios pozos (*Inter well*).

I.6.1 PRUEBAS DE UN SOLO POZO (*SINGLE WELL*)

Para este tipo de pruebas generalmente se inyecta en un solo pozo (comúnmente un pozo invadido por agua), dos tipos de trazadores. Un trazador disuelto en el agua se inyecta al mismo tiempo que un segundo trazador, ambos trazadores cuentan con diferentes coeficientes de partición en el aceite y gas. De acuerdo a los tiempos diferenciales de residencia observados en el pozo monitor se estima la saturación residual de aceite en el área de drene del pozo.

Otros objetivos en las pruebas de trazadores de un solo pozo son:

- Evaluar las fracturas (al realizar fracturamiento hidráulico).
- Detectar zonas de alta transmisibilidad.
- Calcular saturación de aceite residual.

I.6.2 PRUEBAS ENTRE POZOS (*INTER WELL*)

Para este tipo de pruebas, se inyecta uno o más trazadores en fase gaseosa o acuosa al yacimiento desde el pozo inyector. El trazador inyectado se monitorea en los pozos productores seleccionados (de acuerdo al patrón de inyección).

El análisis e interpretación de estas pruebas entre pozos se realiza tomando como base los tiempos de irrupción del trazador, y de la curva de respuesta (variación en la concentración del trazador en los fluidos producidos), de esta manera es posible determinar la siguiente información útil en la caracterización del yacimiento ^[23]:



- Detectar la presencia de anisotropías tales como barreras y canales de flujo.
- Detectar la comunicación preferencial del fluido inyectado.
- Detección de compartimientos en los yacimientos con múltiples bloques.
- Cálculo de saturación residual de aceite en el yacimiento (empleando trazadores con partición).

Si el monitoreo de los pozos es adecuado y con suficiente tiempo durante del proceso de inyección, se puede obtener información más detallada como:

- Comunicación entre los pozos inyectoros y productores de la prueba.
- Identificación de la fuente del inyector (en el supuesto de haber inyectado más de un trazador al yacimiento).
- Velocidades relativas de flujo de trazadores de acuerdo a los tiempos de irrupción, las cuales son proporcionales a la permeabilidad del medio poroso.
- Calcular la eficiencia de barrido, y la magnitud del volumen poroso del yacimiento comprendido entre el pozo inyector y los pozos productores del arreglo de inyección.

En general, para el diseño de la cualquier tipo de prueba con trazadores se consideran los siguientes aspectos ^[19]:

- Definir el esquema óptimo para la inyección del trazador en el yacimiento.
- Tener bien caracterizado el modelo estático y dinámico del yacimiento. Esto significa que se debió haber identificado previamente en el modelo del yacimiento rasgos estructurales y/o estratigráficos.
- Contar con suficiente información del campo, validada y bien establecida, como históricos de producción, registros de presión, estudios PVT, información de núcleos y análisis químicos del agua de formación.
- Realizar predicciones del movimiento del trazador mediante modelos analíticos, semianalíticos y simuladores de yacimiento.
- Contar con estados mecánicos bien definidos para los pozos inyectoros.

Para la selección de los pozos productores que fungirán como pozos observadores en la prueba, es necesario considerar los siguientes factores:

- Composición del trazador y su movimiento en el yacimiento.
- Registros de presión en los pozos observadores.
- Ubicación estructural de las terminaciones.
- Intervalos disparados en los pozos.



- Distancias al pozo inyector
- Profundidades
- Estados mecánicos de los pozos observadores.
- Históricos de producción de cada pozo candidato.

I.7 APLICACIÓN DE LOS TRAZADORES

Los trazadores tienen aplicaciones dentro de la industria petrolera, desde mediciones de flujo multifásico, separación de fluidos, almacenamiento, etc.... hasta problemas relacionados a la ingeniería ambiental o de tratamiento y corrosión de tuberías.

Por ejemplo, la dispersión y transmisión de radiación gamma y neutrón es una manera útil para observar dentro de las tuberías de producción, tanques de almacenamiento y facilitar diversas operaciones en el campo, para esto, en la industria se usan pequeñas fuentes de radiación. Las aplicaciones de los trazadores no se generalizan únicamente para la ingeniería de yacimientos, pues su uso comprende desde la exploración, hasta la refinación de los hidrocarburos.

Los trazadores son utilizados en diversas industrias a nivel mundial y la evolución de esta técnica ha sido tan rápida que se le puede ver asociada a diversos estudios y procesos, algunos ejemplos son ^{[11], [26]}:

1. Medicina: realizando estudios metabólicos o fisiológicos mediante la medición de tiempos y volúmenes de circulación de fluidos corporales y biológicos.
2. Biología: se estudia el comportamiento de los ciclos metabólicos a través de las reacciones de intercambio con los trazadores.
3. Hidrología: con los trazadores es posible estudiar la dinámica de los sedimentos o cuencas hídricas.
4. Química: los trazadores permiten caracterizar fenómenos físicos que afectan o están presentes en la transferencia de masa, transferencia electroquímica o reacciones.
5. Agronomía: relacionado al transporte de contaminantes a través del medio poroso, mediciones de humedad, permeabilidad así como de erosión en los suelos.
6. Minería: uso de trazadores para localizar depósitos radioactivos en el subsuelo.



7. Geotermia: las aplicaciones de trazadores en la geotermia guardan mucha similitud a las aplicaciones en los yacimientos petroleros, las más relevantes son:
- Diagnosticar las propiedades estáticas del yacimiento.
 - Medición de la velocidad y dirección del agua inyectada.
 - Determinación de la intrusión de acuíferos.
 - Identificación de la irrupción del agua de inyección en el campo.
 - Calibración de modelos físicos de flujo.

I.7.1 CÁLCULO DE LA SATURACION DE ACEITE RESIDUAL EN EL YACIMIENTO “Sor”

En una prueba de trazadores particionales, una cantidad de estos se inyectan en el yacimiento y se detectan en los pozos productores. La diferencia en los tiempos de residencia entre los trazadores con diferentes coeficientes de partición se utiliza para determinar la cantidad de aceite residual en el medio poroso barrido mediante la inyección de agua.

Los principios, ecuaciones y condiciones requeridas para este método de inyección de trazadores serán analizados a continuación.

I.7.1.2 PRINCIPIOS

Para el cálculo de saturación residual se inyecta un pulso de trazadores particionales e ideales al yacimiento. Si el trazador está en equilibrio con ambas fases, sus moléculas se moverán libremente hacia delante y atrás entre ellas con velocidades de inyección normales. Cuando las moléculas del trazador están en la fase agua se moverán con la velocidad del agua y cuando estén en la fase aceite se moverán con la velocidad del aceite.

Si el aceite se encuentra localizado en la saturación residual, será esencialmente inmóvil. En este caso, las moléculas del trazador solo se moverán cuando estén en la fase agua. El resultado neto es que el pulso con trazadores particionales quedara por detrás del frente de invasión del agua.

El grado de retardo depende de la fracción de tiempo que le tome al trazador particionarse en la fase aceite comparado con el trazador en la fase agua. Si se realiza una medición de cuanto se retrasa el pulso con trazadores y se conoce el equilibrio en la distribución de las moléculas



de trazador entre las dos fases, se puede calcular la saturación de aceite residual S_{or} en la región de contacto con el agua.

Este es un número esencial para la evaluación de esquemas de recuperación secundaria y mejorada.

1.7.1.3 ECUACIONES

Suponiendo que dos trazadores son inyectados simultáneamente en el yacimiento, conteniendo aceite y agua, y usando agua como medio de inyección. Se define “trazador1” al trazador particionado y “trazador2” para el trazador ideal (no particionado). También al número de moléculas del trazador1 en la fase aceite a cualquier tiempo se denominará como N_{lo} , la cual es igual a la concentración C_{lo} , del trazador1 en el aceite por el volumen de la fase aceite V_o . Igualmente, el número de moléculas del trazador1 en la fase agua será llamado N_{lw} y será de igual manera la concentración C_{lw} en el agua por el volumen de la fase agua V_w .

La relación del número de moléculas en cada fase $N_{lo}:N_{lw}$, es la misma relación de los tiempos de residencia $t_{lo}:t_{lw}$, esta relación es proporcional al factor de retraso β como se muestra a continuación.

$$\frac{N_{lo}}{N_{lw}} = \frac{C_{lo} \cdot V_o}{C_{lw} \cdot V_w} = \frac{t_{lo}}{t_{lw}} = \beta \dots (1.13)$$

La relación $\frac{C_{lo}}{C_{lw}} = K_d$ es la distribución del coeficiente de partición del trazador. Este coeficiente es una función termodinámica que dependerá de la temperatura, salinidad, concentración, etc., puede ser medido en el laboratorio. El coeficiente de partición del trazador se vuelve independiente de la concentración del trazador, tanto como esta concentración se aproxime a una dilución infinita, la región donde mayor parte de los trazadores son usados.

Para dos fases, los volúmenes de fase son expresados en términos de sus volúmenes de saturaciones fraccionales. Bajo esta primicia, la saturación de aceite S_o puede ser expresada como:

$$S_o = \frac{V_o}{V_o + V_w} \dots (1.14)$$



Homológamente la saturación de agua S_w es expresada de la siguiente manera:

$$S_w = \frac{V_w}{V_w + o} \dots (1.15)$$

La saturación en el medio poroso (Sin contacto de la fase gaseosa) responde a la siguiente relación: $S_w + S_o = 1$. Por lo tanto, el factor de retraso β es representado como:

$$\beta = K_d \frac{S_{or}}{1 - S_{or}} \dots (1.16)$$

Si el tiempo de residencia del trazador particionado es t_l y el tiempo de residencia del trazador de agua es t_w , entonces t_l se retrasará con respecto a t_w mediante el factor de retardo expresado por:

$$t_l = t_w(1 + \beta) = t_w(1 + K_d \frac{S_{or}}{1 - S_{or}}) \dots (1.17)$$

De esta forma si K_d se obtiene por pruebas de laboratorio, y t_l y t_w son medidas en el campo, la última expresión se resuelve para dar S_{or} como una función del tiempo de llegada y K_d directamente:

$$S_{or} = \frac{t_l - t_w}{[t_l - t_w + t_w K_d]} = \frac{\Delta t}{[\Delta t + t_w K_d]} \dots (1.18)$$

El único requerimiento para la prueba será que hayan suficientes trazadores como fases existentes en el medio poroso, y que sus coeficientes de partición sean conocidos y suficientemente separados para dar un significado al Δt .

De esta manera t_w puede ser remplazado en la ecuación por encima de cualquier tiempo de llegada para el trazador particional del cual es conocido su K_d . Es demostrable, que si dos trazadores particionales son usados, el aceite residual en el yacimiento estaría dado por:

$$S_{or} = \frac{t_l - t_2}{t_l - t_2 - t_l K_2 + t_2 K_l} \dots (1.19)$$



Donde los coeficientes de partición de los trazadores son K_1 y K_2 , y el tiempo de arribo de los dos trazadores son t_1 y t_2 respectivamente.

El desarrollo del modelo anterior está basado en la inmovilidad del aceite conforme a la definición de aceite residual. La ecuación muestra esta región inmóvil, por lo tanto, también puede ser modificada para incluir a la región móvil en la fase aceite

I.7.2 MEDICION DEL GASTO DE FLUJO

Los trazadores han sido utilizados para medir el flujo de líquidos, gases y sólidos en muchas áreas y situaciones. Las mediciones de flujo hechas con trazadores han sido reportadas en tuberías de conducción de hidrocarburos, ductos, vías respiratorias [Gilath, 1977], reactores químicos [Levenspiel, 1962], canales hidráulicos [Clayton & Smith, 1963], drenaje y alcantarillados [Kuoppamaki, 1977] y en el movimiento de fluidos corporales [Stewart, 1987].

Las mediciones que reportan los autores anteriores han sido en flujo multifásico, para sistemas abiertos y cerrados. Las mediciones de flujo con trazadores, son fáciles de realizar y si se toman las precauciones y medidas adecuadas, los resultados son de mayor exactitud, comparado a las mediciones convencionales.

Los métodos usados para realizar mediciones de flujo son:

- Dilución de los isótopos radioactivos.
- Velocidad del pulso con trazadores.

En el caso de la dilución de isótopos, se utilizan dos métodos para monitorear los gastos; el primero a flujo constante o continuo y el segundo método usando baches de inyección de trazador. El objetivo de hacer estas pruebas con trazadores, es conocer un gasto que no se tiene registrado, para esto se inyecta una cantidad de trazadores en la corriente que no se conoce, y a partir de las concentraciones se calcula el gasto de flujo en el sistema.

I.7.2.1 INYECCION CONTINUA

En el método de inyección continua, una concentración inicial C_0 de trazador es inyectada a un gasto conocido Q_0 . Posteriormente se toma una muestra del fluido para ser analizada en un



punto en la corriente, donde el trazador haya sido mezclado. La inyección del trazador será constante, hasta el punto en el que la actividad medida sea constante (Figura 1.2). En dicho punto, el gasto de flujo en el sistema “ Q_x ” será obtenido a partir de la relación:

$$Q_x = Q_o \left(\frac{C_o - C_x}{C_x} \right)$$

En muchos casos, C_x es demasiado pequeña en comparación a la concentración inicial C_o , reduciendo la ecuación anterior a la siguiente expresión:

$$Q_x = Q_o \left(\frac{C_o}{C_x} \right)$$

Donde:

C_o = Concentración inicial inyectada.

C_x = Concentración en el punto de muestreo.

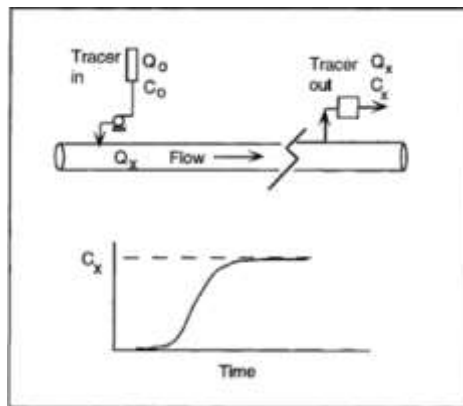


Figura 1.2. Medición de flujo a gasto constante de inyección.

I.7.2.2 INYECCIÓN DE PULSO

El método de inyección de pulso o bache de trazadores resulta muy parecido al anterior, en este método, se inyecta un trazador en el sistema en forma de pulso (Figura 1.3), del cual se conoce su actividad radioactiva “ A ”. La concentración del trazador como una función del tiempo $C(t)$ es medida desde un punto de muestreo después de la inyección del pulso, y el gasto de flujo Q es calculado a través de la ecuación de conservación del trazador:

$$A = Q \int C(t) dt$$

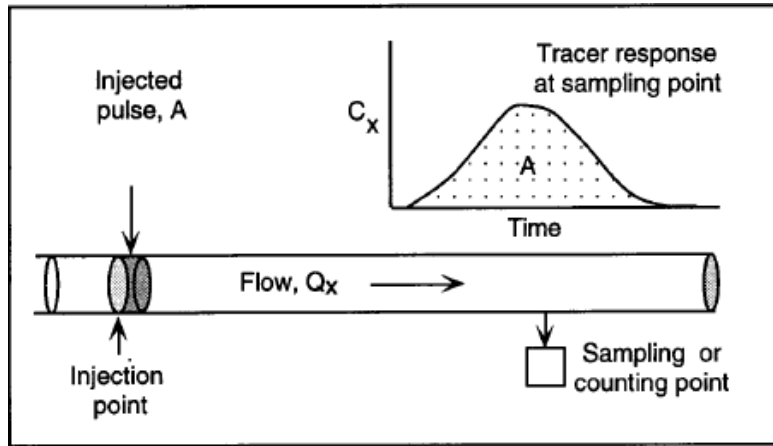


Figura 1.3. Inyección de trazador en forma de pulso para calcular el gasto de flujo.

El muestreo en este método es más difícil de realizar, pues no se sabe cuál es el tiempo en el que se medirá el pulso de trazador, por lo que se necesitará tomar tantas muestras como sea posible hasta obtener una respuesta del trazador.

I.7.3 FLUIDOS DE PERFORACION

En muchos estudios sobre fluidos de perforación, se reporta el uso de trazadores al realizar perforación no convencional, o transporte de recortes en pozos desviados y horizontales, algunos reportes indican el uso de Bario como trazador en los estudios de flujo y efecto del enjarre en el pozo (*Chow, Gettleson y Laird*).

Los trazadores se utilizan para medir la profundidad de invasión del filtrado del lodo dentro de la formación que se está perforando, para esto, se toma un núcleo de muestra en el pozo y se lleva a laboratorio para su análisis, de esta manera se infiere la profundidad de invasión del lodo mediante las concentraciones del trazador presentes en el núcleo.

Kramer & Kalil reportan el uso de trazadores de metal como indicadores de la presencia de contaminantes en el fluido de perforación, y también el uso de trazadores radioactivos para marcar los componentes que conforman al lodo de perforación (Barita, Bentonita y el medio continuo del lodo, ya sea base agua o base aceite) y de esta manera poder detectar la adsorción de cualquiera de estos componentes en alguna etapa específica de la perforación.



I.7.4 CEMENTACIONES

En algunos reportes se incluyen el uso de trazadores químicos y radioactivos, como tintas visibles adicionadas a las lechadas de cemento en forma de pulso para poder verificar el retorno de los baches en la cementación, medir volúmenes en el espacio anular, hidráulica del pozo, así como fuentes radioactivas agregadas al cemento para medir su filtración mediante registros de pozo. La fuente de radiación utilizada es de muy baja concentración, y se monitorea mediante herramientas de rayos gamma, las mediciones de rayos gamma atraviesan las paredes de la tubería de revestimiento para poder detectar al trazador radioactivo. Al igual que un registro de ruido, los trazadores indican la posición y el grado de dispersión del trazador en la lechada de cementación.

En las operaciones de cementación es de vital importancia conocer las propiedades del cemento, además, que estas cumplan con las condiciones necesarias para la operación. Los trazadores son una útil herramienta para determinar la calidad del cemento, logrando de esta manera evitar contratiempos o fraguado anticipado y retardado del cemento en el pozo.

Siguiendo los principios básicos de cualquier trazador, la lechada de cementación no se ve contaminada de ninguna manera por el trazador, y las ventajas de usar el trazador en la cementación son muchas, por ejemplo, poder medir el valor de la densidad de la lechada cuando se precise un muestreo directo.

I.7.5 TRATAMIENTO DE CORROSIÓN

El tratamiento usual para las condiciones inevitables de corrosión es utilizar en el sistema un inhibidor de corrosión, cuya función es proporcionar una película o capa de material activo en la tubería, la cual prevendrá la corrosión del metal. Todos los inhibidores comerciales son desarrollados en pruebas de laboratorio antes de ser utilizados en campo, el problema es cómo lograr que se forme la capa protectora del inhibidor en la tubería a condiciones de campo.

Los agentes activos en estas soluciones son comúnmente amino derivados de complejos productos naturales que son difíciles de analizar, particularmente a bajas concentraciones. Como resultado, los trazadores son utilizados para marcar estos compuestos en las operaciones anteriormente dichas. El trazador más común para tratamiento de corrosión es el Yodo-131 (I^{131}) porque permite marcar los inhibidores de corrosión y escalamiento, estos



inhibidores son comúnmente hechos de materiales derivados de fuentes naturales y baratas, que tienen muchos enlaces insaturados que permiten que se adhiera fácilmente el material radioactivo del I^{131} .

Los pozos son tratados comúnmente mediante tres métodos de aplicación:

1. Aplicación continua sobre la tubería de producción y retorno excedente a través del espacio anular.
2. Comprimiendo la solución con el inhibidor en el fondo del pozo, para que éste sea adherido a la tubería cuando el pozo comience a producir.
3. Inyectar baches de tratamiento de manera frecuente.

La radiación gamma facilita el monitoreo del I^{131} a través de la tubería o en el fondo del pozo (Pattern y colaboradores, 1970), pero debido a su corto tiempo de vida (8 días aproximadamente) tiene muchas limitaciones en su uso.

I.7.6 MONITOREO Y TRATAMIENTO DE INCRUSTACIONES EN LA TUBERIA

Las incrustaciones son un problema muy común en los pozos y redes de transporte de hidrocarburos, pero en este contexto, al decir “incrustaciones” nos referimos solo a los carbonatos y sulfatos de los cationes del grupo IIA: Calcio, Estroncio, Bario y Radio. Estos cationes forman depósitos insolubles en las paredes de la TR y la TP, además de las tuberías de conducción y el área cercana a la cara del pozo. Esto ocurre cuando el producto de solubilidad K_{sp} se excede, donde:

$$K_{sp} = [catión][anión]$$

Los corchetes [] representan las concentraciones molares de anión o catión. El producto de solubilidad se puede exceder cuando el agua contenga una alta concentración de los cationes del grupo IIA en contacto con otra agua que contenga una alta concentración de sulfatos o carbonatos, podemos referirnos a estos contactos como “aguas incompatibles”. El estudio de estos contactos ha sido estudiado por muchos investigadores del área química, y las condiciones en que se forman estas incrustaciones pueden ser predichas. Sin embargo las condiciones a las que se forman en las tuberías de producción no son constantes, cambios en la temperatura o presión del pozo pueden generar que las predicciones hechas no sean congruentes con los registros, pudiendo tener estas incrustaciones rápidamente en el pozo.

Para esta problemática se utilizan los trazadores “inhibidores de incrustaciones” en los tratamientos para prevenir la precipitación de carbonatos y sulfatos. Los inhibidores de



incrustaciones evitan la formación de cristales o depósitos de los cationes anteriormente mencionados. Los compuestos utilizados para este problema van desde fosfonatos orgánicos e inorgánicos, polímeros de hidrocarburo como polietileno y polipropileno, sin embargo resulta difícil analizarlos en el campo. Como resultado, los trazadores resultan importantes para evaluar y optimizar los tratamientos de incrustaciones o medir las concentraciones residuales del inhibidor. El principio de uso es igual al de los trazadores utilizados en los inhibidores de corrosión, sin embargo los trazadores usados son radioactivos únicamente, comúnmente Agua Tritiada o Carbono-14 debido a que otros trazadores tienden a reaccionar químicamente con el carbonato, como reportan algunos estudios (*Suzuki y colaboradores, 1989*) quienes en un estudio con trazadores observaron que al retorno de este, solo lograron recuperar un 14% del trazador inyectado debido a que fue absorbido por el carbonato.

I.7.7 FUGAS EN LAS TUBERIAS

Los trazadores son uno de los métodos más antiguos en la detección de fugas en tuberías, desde trazadores químicos hasta los radioactivos han sido utilizados para este fin. Si se desea profundizar en este tema, se recomienda revisar el documento técnico de *Hours, 1979*, quien da una reseña histórica del uso de trazadores en la detección de fugas en las tuberías. El autor básicamente divide la detección de fugas con trazadores en dos clases:

1. Detección del trazador que ha escapado de la línea.
2. Detección del trazador durante su desplazamiento a lo largo de la tubería.

Las pruebas requieren un trazador que emita radiación gamma lo suficientemente grande para que sea detectable a través de las paredes de la tubería y la superficie (en caso de que la tubería este enterrada). Estas detecciones pueden ser en la superficie del suelo, en el fondo del pozo o transportando un detector de rayos gamma a través de la tubería (una corrida del diablo para tuberías de conducción o un registro de rayos gamma en el caso de la TP y TR).

Algunos compuestos utilizados comúnmente son los Halofluoruros y el SF_6 (hexafluoruro de azufre) porque son detectables fácilmente a través de un captador de electrones portátil o por una prueba de color de flama. Los trazadores hidrocarburos son detectados por medio de un detector de ionización.



I.7.8 IDENTIFICACION DE LINEAS DE TRANSPORTE

En las estaciones de manejo de hidrocarburos, centrales de bombeo y centrales de compresión se tienen muchas líneas de corriente, de diversas fuentes (pozos o centrales), por lo tanto existe discrepancia al identificar de donde proviene cada corriente de flujo. Para esta problemática los trazadores radioactivos son utilizados para dar solución. El principio de funcionamiento es inyectar un trazador diferente desde cada estación o pozo donde proviene el gasto, y al llegar a la central, mediante un análisis de la fuente radioactiva es posible conocer la fuente proveniente del fluido.

I.7.9 DERRAMES DE ACEITE

En muchas operaciones de la industria petrolera pueden ocurrir accidentes durante la perforación, producción o transporte de hidrocarburos, uno de los que más repercusiones ambientales y sociales tienen, es el derrame de fluidos en la superficie. En este contexto, los trazadores se convierten en una útil herramienta para identificar el camino del derrame así como la fuente del derrame de hidrocarburo en la superficie.

Los principales desarrollos para trazadores en aceites provienen de las agencias reguladoras del medio ambiente cuyos objetivos son las industrias petroleras principalmente. Los trazadores de aceite deben cumplir tres criterios fundamentales:

1. No deben encontrarse de manera natural en el fluido derramado.
2. Ser estables al medio ambiente y no contaminar mantos acuíferos o el suelo.
3. Ser detectables a muy bajas concentraciones.

Los trazadores más utilizados en problemas relacionados al medio ambiente son los trazadores fluorescentes para contaminación del aire (*detectables a través de rayos laser*) y las tintas para contaminación de agua y tierra. Si desean profundizar más sobre el tema de trazadores en problemas ambientales se recomienda verificar los documentos e investigaciones de *Landowne y Wainright (1971)* así como los trabajos de *O'Neal (1981)*.



I.7.10 TERMINACIÓN Y REPARACION DE POZOS

Los trazadores son aplicados ampliamente en todas las operaciones de la industria petrolera, una de sus aplicaciones más importantes es en la terminación y reparación de pozos. Desde el empacamiento de los *Liners* de producción hasta terminaciones con mallas de grava para prevenir la producción de arenas o sólidos.

En el asentamiento de tuberías permanentes como TR o *Liner's* se coloca una fuente radioactiva en un orificio creado en la tubería, estos marcadores de fondo son utilizados para correlacionar la profundidad en la que se deban efectuar las operaciones posteriores, en el caso de las reparaciones mayores o menores. La fuente radioactiva normalmente es con alta energía y tiempo de vida media muy largo, con esto podemos determinar la vida útil de cualquier tubería o herramienta en el aparejo de producción sin necesidad de hacer el análisis bajando con línea de acero o tubería flexible (TF).

En el empacamiento de gravas se utiliza un trazador encapsulado con partículas de tamaño similar al de la malla de grava, de esta manera es posible identificar fluidos que se produzcan a través de la malla por el transporte del trazador que estos arrastran por el empaque.



CAPITULO II "REVISIÓN DE LAS APLICACIONES EN CAMPO"

El método de inyección de trazadores no solo concierne a la industria petrolera, se tienen registros con pruebas de trazadores para identificar el movimiento de aguas subterráneas desde 1900, el uso de esta tecnología en la industria petrolera comenzó a implementarse a mediados de los años 50's, en esta época los ingenieros petroleros utilizaban estas pruebas para determinar el flujo de fluidos en pruebas de recuperación secundaria, donde se inyectaba agua al yacimiento. L.Guan y colaboradores reportan que en 1980 se registró el primer estudio cuantitativo de una prueba de trazadores, y en el 2000 la prueba cuantitativa más reciente ^[12] (*estudio analítico y numérico*).

En la literatura se reporta que de las pruebas de inyección entre pozos, solo un pequeño número han sido sujetas al análisis cuantitativo mediante el uso de modelos numéricos y de simulación.

La mayoría de las aplicaciones en operaciones de campo ocurrieron los pasados 60 años, a pesar de haber transcurrido tanto tiempo desde la realización de este tipo de estudios en los yacimientos petroleros, no se cuenta con suficiente información al respecto. Esto debido a que la industria petrolera es muy competitiva, y cualquier avance realizado en el área de trazadores, no es documentado en la literatura por parte de las empresas.

II.1 RESEÑA HISTORICA DE LAS PRUEBAS CON TRAZADORES A NIVEL MUNDIAL

La expansión inicial en las aplicaciones en el campo petrolero fueron mediante el uso de trazadores radioactivos, según Bernard Zemel en su estudio sobre trazadores en la industria petrolera; su aumento se debió gracias a los programas de "Átomos por la Paz" después de los desarrollos nucleares de la Segunda Guerra Mundial. En los años posteriores, los grandes avances en el campo de la química lograron ampliar el uso de los trazadores radioactivos en diversos campos como: geología, hidrogeología, medicina, ingeniería biomédica, biología, ingeniería civil y otros... Sin embargo, las pruebas de trazadores han sido mejor estudiadas en la industria de la hidrología, los métodos de modelado dinámico de yacimiento con trazadores deben ser tomados con mayor importancia y tomar más ventaja de estas pruebas, principalmente a la hora de diseñar un proyecto de EOR.



La primera prueba de inyección de trazadores químicos entre pozos para el cálculo de la saturación de aceite residual se llevó a cabo en el este de Texas, USA en el año de 1968 a cargo de la compañía *Exxon Production Research* por un equipo liderado por Harry Deans^[13], el cual podría ser considerado como pionero de este método. La finalidad de esta prueba fue calcular la S_{or} , y se realizó con éxito, muchas compañías han realizado esta prueba, y como dato histórico se reportan alrededor de 400 pruebas de inyección de trazadores químicos, un número muy pequeño de pruebas si se analiza respecto al poder adquisitivo de la industria petrolera.

El progreso que han tenido los trazadores en la industria petrolera, se divide en cuatro periodos como se muestra a continuación ^[14]:

1. Primera generación: A esta generación pertenecen los trazadores utilizados a mediados de los años 50's, de esta gama de trazadores, los principales fueron los químicos, alguno de los principales eran:
 - Sales.
 - Colorantes.
 - Alcoholes Inorgánicos.

La manera en la que estos trazadores eran analizados principalmente se relacionaba a métodos con espectrofotómetro y cromatografía. El inconveniente en esta generación de trazadores, era referente a la escala de los mismos pues la dosificación utilizada era excesivamente grande, el proceso de inyección requería una bomba muy grande, o el costo de síntesis de los trazadores era alto.

- Segunda generación: Aplicada a mediados de los 70, principalmente constituidos por trazadores radioactivos inestables. Estos fueron utilizados después de la cancelación de los programas de "Desarme nuclear" en el mundo, en el contexto de la segunda guerra mundial. Los principales trazadores utilizados en esta generación son:
 - $3H_2O$ (Agua tritiada o también conocida como óxido de tritio y agua superpesada)
 - Alcohol tritiado.
 - Alcano tritiado.

Los trazadores radioactivos se inyectaban en pequeñas cantidades de dosificación, en comparación de la primera generación, además que estos tenían un mayor tiempo de vida media y un costo más bajo. Su mayor inconveniente era la medición en el pozo, debido a la normatividad relacionada a la radioactividad¹⁰, entonces se requería de personal altamente capacitado durante la inyección y muestreo del mismo.

- Tercera generación: Usados a finales de los años 80's. Esta generación corresponde igual a los trazadores radioactivos, pero se cambiaron los modelos a isotopos estables,



cuya característica principal era la utilización de un isótopo que activara al neutrón, alcanzando niveles de detección hasta de 10^{-12} partes por trillón. La desventaja principal para esta generación de trazadores era la necesidad de un reactor atómico para poder activar al isótopo, lo cual exigía personal y equipo aún más capacitado.

- Cuarta generación: Esta generación comienza a partir de los años noventa, a esta generación corresponden los trazadores del micro elemento. El principio de base de estos trazadores es el uso de un material que no esté presente ni en el yacimiento ni en el fluido a inyectar. Estos trazadores tienen la ventaja de ser más estables que las generaciones anteriores, además que poseen características propias como:
 - No necesitan personal de muestreo especializado durante la inyección y muestreo.
 - Solo se requiere inyectar una cantidad pequeña debido a que su orden de detección es de $10E^{-15}$ partes por trillón.
 - Son estables a altas temperaturas de yacimiento.
 - No contaminan el acuífero, a diferencia de los radioactivos de 2^{da} y 3^{er} generación.
 - Existen una gama de trazadores disponibles en el mercado y a bajo costo en comparación a los radiotrazadores y los trazadores químicos.

En la Tabla 2.1 se muestra todas las pruebas de inyección de trazadores entre pozos que reporta L. Guan¹², de igual manera en la tabla se muestra el nombre del campo, nombre del trazador, tipo de trazador así como el método de análisis para cada prueba:

No.	Nombre del campo	Locación	Fase	Nombre del trazador	Método de análisis del trazador
1	Arrowhead Grayburg Unit	Nuevo México, EUA	Acuosa	Neutralized halo-acid, Rhodamine	Cualitativo
2	Big Muddy	Wyoming, EUA	Acuosa	Tritiated water, Thiocyanate ion, Ethyl alcohol, Methyl alcohol	Numérico
3	Carmopolis	Brasil	Acuosa	H ³ , Florescent, I	Cualitativo
4	Central part of mesozoic	México	Acuosa	PMCH	Cualitativo
5	Coalinga	California, EUA	Gaseosa	Methane	Cualitativo
6	Cymric	EUA	Gaseosa	Carbonisotope	Analítico
7	Eastern Devonian Shale	Ohio, UEA	Gaseosa	Nitrogen	Cualitativo
8	Ekofish	Mar del Norte, Noruega	Acuosa	Tritium water, I-125	Cualitativo



Implementación en STARS™ y validación a escala de laboratorio de la inyección de un trazador químico no reactivo para la determinación de la heterogeneidad de medios porosos



9	El Furrial	Venezuela	Acuosa/Gaseosa	SCN, IPA, HTO	Cualitativo
10	Fairway	EUA	Acuosa	Kr ⁸⁵	Cualitativo
11	Fenn Big Valley	EUA	Acuosa	Tritiated water, Co-60, Eu-152, Eu-154, Cs-134, Cs-137	Cualitativo
12	Fordoché	Louisiana, EUA	Gaseosa	Kr ³⁸ , Tritiated hydrogen, Tritiated ethane, Tritiated methane	Cualitativo
13	Golden Spike D3 "A"	Alberta, Canadá	Gaseosa	SF ₆ , F12, F13B1	Analítico
14	Gullfaks	Mar del Norte, Europa	Acuosa/Gaseosa	Tritiated water, PMCH, PMCP, SF ₆	Cualitativo/Numérico
15	Jauf Reservoir in Ghawar	Arabia Saudita	Acuosa	Trazador Radioactivo	Cualitativo
16	Jobo	Venezuela	Gaseosa	Kr-85, Ch3T, 14CH4	Cualitativo
17	Judy Creek	Alberta, Canadá	Gaseosa	Tritiated C5-C8	Cualitativo
18	Lagocinco	Maracaibo, Lago Basin en Venezuela	Acuosa/Gaseosa	4-FBA, 2-FBA, 3&4diFBA; PMCP, PMCH	Cualitativo
19	Levelland Unit	Texas, EUA	Acuosa	Tritiated water, Ammoniumnitrate, Potassiumiodide, Ammoniumthiocyanate	Cualitativo
20	Little Buffalo	Wyoming, EUA	Acuosa	Kr ³⁸ , H ³ , Tritiated ethane	Analítico
21	Means San Andreas Unit	Texas, EUA	Acuosa	Tritiated water	Cualitativo
22	MCA unit of Maljamar	Nuevo México, EUA	Acuosa	Tritium water	Cualitativo
23	Mitsue	Alberta, Canadá	Acuosa	Tritiated methane, Tritiated ethane, Tritiated butane, Fron-11, Kr ⁸⁵ , SF ₆	Cualitativo
24	Niitsu	Japón	Acuosa	NaCl, NH ₄ SCN, KI, KNO ₂	Analítico/Numérico
25	North Sea	Mar del Norte, Noruega	Acuosa	TH	Analítico/Numérico
26	North West Faul Block of Prudhoe Bay	Alaska, EUA	Acuosa	Co-57, Co-60, C-14, Tritiated water	Analítico
27	Painter Reservoir	Wyoming, EUA	Gaseosa	SF ₆ , Freon-113	Cualitativo



Implementación en STARS™ y validación a escala de laboratorio de la inyección de un trazador químico no reactivo para la determinación de la heterogeneidad de medios porosos



28	Pubei	Xinjiang, China	Gaseosa	C ⁶ F ¹²	Analítico
29	RainbowKeg River 'B' Pool	Alberta, Canadá	Gaseosa	Tritiated methane, Tritiated ethane, Tritiated butane	Cualitativo
30	Ranger	Texas, EUA	Gaseosa	Tritium, NaSCN, IPA, TBA, Co-57, Co-58, Co-60	Analítico/Numérico/Líneas de corriente
31	Red water	Alberta, Canadá	Acuosa	HTO, Cs, Co	Cualitativo
32	Salt Creek	Wyoming, EUA	Acuosa	KI, HTO, IPA, NO ³ ", CNS"	Cualitativo
33	Seria	Brunei	Acuosa	Co-60	Analítico
34	Shallow Oil Zone	California, EUA	Gaseosa	Perfluorocarbon tracers	Cualitativo
35	Sleipner	Mar del Norte, Noruega	Gaseosa	PMCH, PDMCB	Cualitativo
36	Snorre	Mar del Norte, Noruega	Acuosa /Gaseosa	HTO, 4-FBA, NaSCN, S14CN, PDMCB, Sf ₆ , I, 3-PDMCH.	Cualitativo/Numérico
37	South MidwaySunse	California, EUA	Acuosa	Chloride, Bromide, Boron and Sillica	Cualitativo
38	South Swan Hill Unit	Canadá	Acuosa /Gaseosa	Tritiated water, Tritiated ethane, Kr ⁸⁵	Analítico
39	Strawn	Texas, EUA	Acuosa	No hay datos disponible	Cualitativo
40	West Sumatra	Montana, EUA	Acuosa	C14, Co-57, Co-60, Tritiated water	Analítico
41	Unnamed 5-Spot	USA	Acuosa	Ammoniumthiocyanate, Potassuyniodide	Analítico

Tabla 2.1. Pruebas de inyección de trazadores entre pozos, incluyendo el método de análisis.

De la tabla 2.1 se concluye que han sido muy pocas pruebas a nivel mundial en la industria petrolera y no se especifica la composición del trazador, solo su nombre comercial; además que del total de pruebas, el 60% aproximadamente fueron realizadas con un trazador de fase acuosa como se muestra en la Figura 2.1.

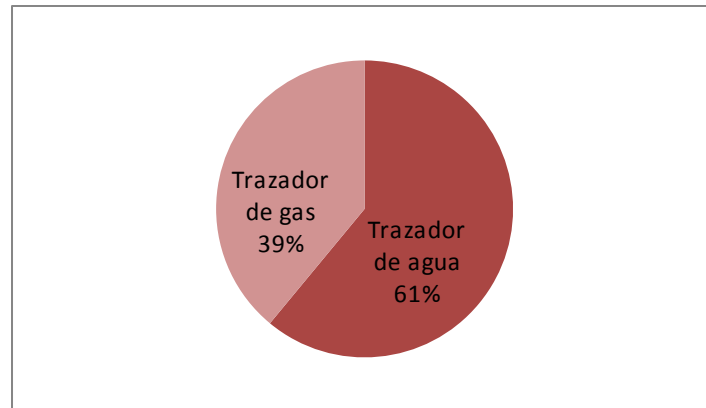


Figura 2.1 Trazadores utilizados en la industria petrolera.

Del total de pruebas documentadas por L. Guan¹², se observa que la mayor parte de estas pruebas han sido desarrolladas en los Estados Unidos de América como se muestra en la Tabla 2.2:

Total de campos	EU A	Canadá	Europa	Venezuela	Brasil	Brunei	China	Japón	México	Arabia Saudita
41	21	6	5	3	1	1	1	1	1	1

Tabla 2.2. Ubicación geográfica de las pruebas de inyección de trazadores entre pozos.

II.2 TIPOS DE ANÁLISIS PARA LAS PRUEBAS CON TRAZADORES

En la *Tabla 2.1* se presentó una categoría para el método de análisis de las pruebas de trazadores, pero no se llega a una clasificación exacta para el estudio de este tipo de pruebas, la mayoría de las publicaciones sobre esta técnica provienen de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining (CIM); en dichas publicaciones se habla sobre tres métodos para el estudio de los resultados de estas pruebas. Con base a esto se clasifican estas técnicas como:

1. Métodos de análisis Cualitativos.
2. Métodos analíticos.
3. Métodos Numéricos.



De los datos reportados en la “Tabla 2.1”, el 61% de las pruebas de inyección de trazadores usaron métodos cualitativos para el análisis de los resultados obtenidos en el campo. La Figura 2.1 presenta el método de análisis utilizado para interpretar pruebas con trazadores:

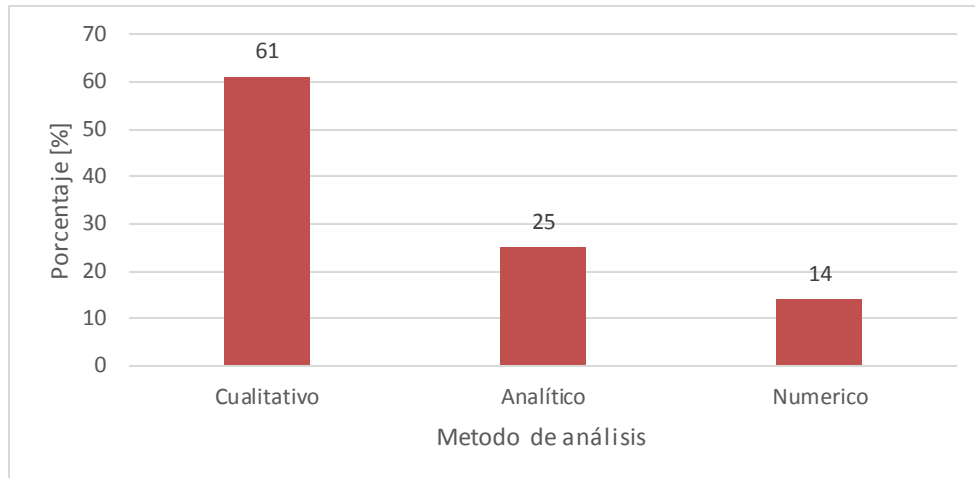


Figura 2.2. Método de análisis usado en las pruebas de inyección de trazadores entre pozos de la industria petrolera.

Maghsoud Abbaszadeh y Willian E. Bringham consideran que el análisis de estas pruebas se basa en dos simples métodos ^[15]:

1. Métodos Cualitativos
2. Métodos Cuantitativos

Aunque ellos incluyen en los métodos cuantitativos las herramientas analíticas y numéricas para el estudio de las pruebas con trazadores.

II.2.1 MÉTODO CUALITATIVO

La interpretación cualitativa es la primera técnica y la más usada en la industria petrolera para el análisis de los resultados de las pruebas de inyección de trazadores; consiste en la toma de datos de los tiempos de irrupción en los pozos productores, así como las concentraciones medidas en la superficie. Esta información es analizada ambiguamente, de esta manera, se provee información sobre la continuidad en los estratos o posibles barreras geológicas que impidan el flujo del trazador. Algunos ejemplos históricos de análisis cualitativos con pruebas de trazadores en la industria petrolera son:



- Strum & Johnson (1951) comprobaron la aparición de fracturas y movimiento de planos en la formación Pennsylvania Bradford mediante el análisis cualitativo de diversas pruebas con trazadores que se habían realizado en el campo. Para esta prueba se usaron 3 diferentes trazadores: salmuera, fluoresceína y componentes activados en superficie.
- Carpenter (1952) uso Borox y Ácido Bórico como trazador en la fase agua para encontrar las principales características de 3 formaciones con aceite. Él concluyó que en dos formaciones, habían varios canales de flujo, y en la tercera solo había un canal de flujo, por lo tanto no existía un efecto de BY-PASS en el yacimiento.
- Wagner (1977) estudió 20 pruebas de inyección de trazadores en yacimientos sujetos a recuperación secundaria, inyección de gas y estimulaciones. Mediante estos estudios, él hizo una lista de información obtenida a través del análisis cualitativo. La lista incluye:
 - Eficiencia de barrido.
 - Identificación de los pozos inyectoros óptimos.
 - Tendencia de dirección de flujo.
 - Delineación de las barreras de flujo.
 - Velocidades relativas de los fluidos inyectados.
 - Evaluación de posibles proyectos aplicables de EOR mediante el análisis de la eficiencia de barrido.
- Wagner y D'Hooge (1981) inyectaron simultáneamente trazadores radioactivos (C^{14} , Co^{57} , Co^{60} y Tritium) en la formación del este de Sumatra (Pennsylvania) para seguir el movimiento de los fluidos en el yacimiento. La interpretación cuantitativa de los tiempos de arribo, así como las concentraciones sirvieron para conocer las discontinuidades del yacimiento, zonas de la formación con baja eficiencia de barrido y los canales de preferencia de flujo.

Pese a ser el método de análisis más usado en la industria petrolera, no necesariamente es el más preciso. El método cualitativo es el más fácil de usar, pero es engañoso cuando el sistema de recolección de datos no está bien diseñado, o la respuesta de los trazadores no se mide adecuadamente. Por ejemplo; cuando el trazador inyectado es producido en un pozo específico, se obtiene información ambigua sobre el yacimiento, pero si éste mismo trazador no es producido por los demás pozos, no se tendría la certeza sobre la razón de ese fenómeno.



II.2.2 MÉTODO ANALÍTICO

Los métodos analíticos consisten en modelos matemáticos que permiten calcular el comportamiento de los tiempos de irrupción, así como las concentraciones de trazadores en un cierto tiempo. Estos métodos surgieron en 1954, mediante los trabajos de Perhaps Wallick & Jenkins ^[15], quienes son considerados los primeros investigadores que trataron de obtener información cuantitativa acerca de las características de una formación a partir de datos de salida de trazadores. Ellos diseñaron un método teórico para calcular los resultados de una prueba en tiempos cortos, mediante la inyección de un pulso de trazadores bajo condiciones de flujo estacionario ($\frac{\partial P}{\partial t} = 0$) en un pozo y detectar el pulso en un segundo pozo (arreglo de dos pozos). En su análisis, el yacimiento fue considerado como homogéneo e infinito, además no consideran los fenómenos de dispersión por lo que no se considera que el trazador se mezclara con algún fluido por delante y por detrás del frente de invasión.

En 1965 Bringham & Smith ^[12] diseñaron el primer modelo semi-analítico para predecir los tiempos de ruptura y concentraciones en los pozos productores en un arreglo de 5 pozos. Primero derivaron una ecuación para calcular las curvas de respuesta para un yacimiento homogéneo, mediante la inyección de baches de trazadores en arreglo de cinco pozos (Five-Spot). La derivación de esta ecuación fue realizada incluyendo los efectos de dispersión en un barrido areal evaluando el flujo como radial desde el pozo inyector hasta el pozo productor mediante una ecuación de mezclado de Lau y colaboradores (Ec 2.1):

$$\frac{c}{c_o} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc} \left(\frac{r - \bar{r}}{\sqrt{\frac{4}{3} \alpha \bar{r}}} \right) \dots (\text{Ec.2.1})$$

Donde:

$\bar{r}$ = Radio promedio entre los pozos

erfc = Función error

α = Coeficiente de dispersividad

Después de esto, extendieron este modelo teórico para un arreglo de cinco pozos, pero esta vez considerando la variación vertical de la permeabilidad.

Baldwin (1966) analizó los reportes de Bringham y Smith, pero extendió su modelo mediante la modelación del yacimiento en 20 estratos homogéneos, no comunicados con diferentes rangos



de permeabilidades, las cuales variaban desde 34 hasta 4200[md]. Basado en su ecuación para flujo radial convergente y divergente, él calculó las curvas de respuesta de trazadores de su modelo de yacimiento estratificado. El ajuste hecho por Baldwin es bueno, sin embargo mientras mayor cantidad de trazadores fluyeran en las zonas de alta permeabilidad, los valores de baja permeabilidad resultaban menos importantes, limitando su ajuste a un modelo de yacimiento con menos de 20 capas.

Así también Yuen y colaboradores (1979) revisaron el modelo analítico que propuso Bringham y Smith, para incluir los efectos de flujo divergente y convergente en la dispersión. Basado en esto, desarrollaron un programa de cómputo el cual descomponía la curva del trazador para un yacimiento de multicasas en un patrón de cinco pozos, con esto calcularon los parámetros ϕh y $kh/\sum kh$.

El trabajo de Yuen y colaboradores, fue modificado por Brown y Bringham (1981) para poder manejar un mayor número de capas. Este algoritmo fue usado para analizar una curva de trazadores del modelo que crearon Bringham y Smith (1965). Este método resultó una buena aproximación, pero requiere muchas pruebas para obtener el ajuste óptimo de las curvas de respuesta en cada uno de los estratos del yacimiento. Así mismo Bringham y sus colaboradores [16] refinaron un modelo dando una solución analítica a la ecuación de flujo en un tubo de corrientes, añadiendo los efectos de dispersión longitudinal. Tang (2003) extendió el modelo de Bringham y Smith, que solo consideraba trazadores ideales a un modelo para trazadores particionables, actualmente este es el modelo más utilizado en la industria petrolera.

Siendo más generales, los modelos analíticos son más complicados que los modelos cualitativos. Los modelos analíticos se basan en simples asunciones de las condiciones de yacimiento y el comportamiento de los trazadores, desafortunadamente, estas suposiciones a veces no describen adecuadamente el comportamiento de la mayoría de los yacimientos de gas y aceite. Como conclusión preliminar, en el análisis de pruebas con trazadores se debe hacer uso de los modelos analíticos y herramientas numéricas, para disminuir las subjetividades al interpretar los resultados.

II.2.3 MÉTODOS NUMÉRICOS

Los métodos numéricos son la herramienta más exacta para el análisis de las pruebas de trazadores, pero también son los métodos que más tiempo consumen. La simulación numérica es el método estándar para el análisis de pruebas de trazadores en la hidrología, sin embargo



en la industria petrolera rara vez se recurre a este método para el análisis de las pruebas de trazadores.

Las heterogeneidades tienen mucha importancia en el flujo de fluidos dentro del yacimiento, en consecuencia, influyen fuertemente en la producción de hidrocarburos y agua. Para poder entender las heterogeneidades del yacimiento, los ingenieros petroleros recurren a la simulación numérica de yacimientos y diversas herramientas computacionales simulando el flujo en el medio poroso.

L. Guan ^[12], en su reporte sobre las pruebas de trazadores, indica que del total de pruebas documentadas históricamente, solo el 13% se analizaron mediante el uso de un simulador numérico de yacimientos.

En la Figura 2.3 se presenta un gráfico con los métodos utilizados en el análisis de pruebas con inyección de trazadores históricamente a nivel de campo.

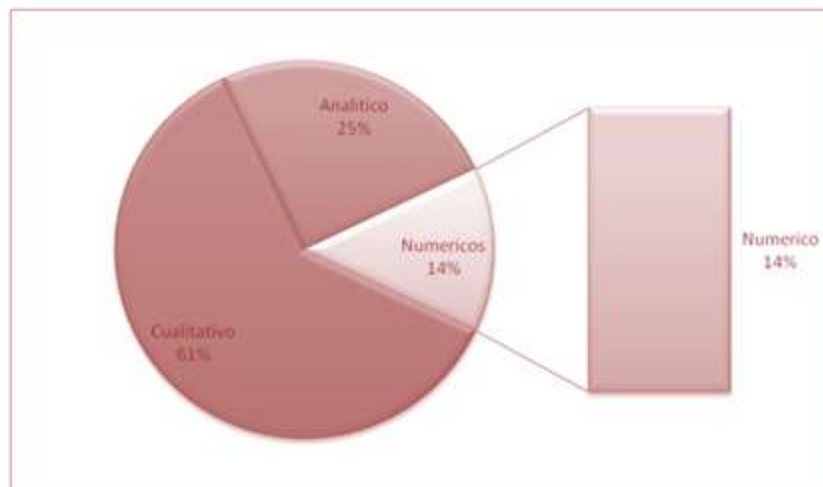


Figura 2.3. Métodos de análisis de pruebas de trazadores usados en la industria petrolera.

En la industria petrolera existen diversos simuladores que nos permiten analizar numéricamente una prueba de trazadores, los más utilizados son:

- UTCHEM™
- ECLIPSE 100™
- ECLIPSE 300™
- STARS™



- GEM™
- UTCOMP™
- COMSOL™

Para realizar una simulación de trazadores, se debe ajustar el modelo con los históricos de producción y presión en los pozos de la prueba, esto se realiza de manera automática o manual. Para obtener un ajuste histórico razonable en una prueba con trazadores, es recomendable hacer un ajuste manual después de cada corrida de simulación, el objetivo es obtener datos razonables entre la simulación y los resultados reales de la prueba.

A diferencia del método analítico, los métodos numéricos no se basan en una descripción y asunción simple del yacimiento o las propiedades del trazador.

En cuanto al modelado numérico de trazadores, este se divide en dos grandes partes:

- Modelado con trazadores en fase agua.
- Modelado con trazadores en fase gas.

En lo que respecta al modelado numérico con trazadores fase agua, el estudio más reciente en la literatura indica que fue hecho en el Campo Niitsu en Japón (1987) con el simulador de la Universidad de Texas UTCHEM™, la finalidad del modelo era poder describir la eficiencia de barrido en una prueba de recuperación secundaria. Previo a la simulación de este campo, se hizo el análisis mediante el modelo de flujo en tubos de corriente propuesto por Abbaszadeh (1982), pero a pesar de ser más rápido y barato en términos de cómputo, el modelo no reproducía con suficiente exactitud a la hora de comparar los resultados.

Otro estudio cercano a esa época fue el realizado en el campo Big Muddy (1976), donde se simuló una prueba de trazadores en un arreglo de cinco pozos, esto con la finalidad de evaluar una prueba piloto para inyectar polímero en el yacimiento. El simulador utilizado para esta prueba fue UTCOMP desarrollado por el CPGE (*Center for Petroleum & Geosystems Engineering*). Cabe destacar que previo a la simulación, se realizó un estudio utilizando el modelo analítico desarrollado por Abbaszadeh y Bringham (1983).

En el campo North West Fault Block se realizó la inyección de cuatro trazadores en un arreglo de 9 pozos para un área de 80 acres, en la prueba de campo se encontró tiempos de ruptura muy rápidos en algunos pozos, mientras que en otros pozos no había recuperación del trazador. Mediante la simulación numérica, el personal involucrado en la prueba encontró que este comportamiento se debía a una zona donde había pérdida de flujo en el yacimiento, asociándolo



de esta manera a una serie de estratificaciones en el yacimiento que no se habían tomado en cuenta.

En el campo Ekofish se realizó un estudio de trazadores, en el cual se midieron tiempos de arribo tempranos, además de una recuperación muy pobre del agua y trazador inyectado al yacimiento. La configuración del área de la prueba piloto estaba dada por un arreglo de un pozo inyector y 3 productores donde inyectaron agua tritiada y un yoduro¹²⁵. Para la simulación de esta prueba, usaron un simulador de diferencias finitas, con esto ellos pudieron concluir que la irrupción temprana se debía a la imbibición rápida del agua inyectada debido a la baja saturación inicial.

Un estudio más se realizó en el campo Gulfaks, donde se inyectó agua tritiada en un arreglo de 3 pozos, en la cual se observaron dos tiempos de arribo para el trazador; en el primer pozo productor se observó que diez días después de la inyección se recuperó el trazador y el segundo pozo dieciséis semanas después de la inyección. Al analizar los datos emplearon un simulador de diferencias finitas, como conclusión; ellos atribuyeron este comportamiento a una zona de baja permeabilidad en las arenas que actuaban como barreras verticales en la permeabilidad, esto ocasionó que las fuerzas de capilaridad redujeran la eficiencia de las fuerzas de gravedad.

En Texas se realizaron dos modelos de simulación para el campo Ranger. Se inyectaron diversos trazadores: Tritium, NaSCN, IPA, TBA, Co⁵⁷, Co⁵⁸ y Co⁶⁰. En el primer modelo se usaron líneas de corriente para describir el yacimiento en términos de espesor de las capas y permeabilidad, en el segundo modelo los datos fueron analizados mediante un simulador composicional junto con los datos de campo para calcular la saturación residual.

Los casos anteriores se resumen en la Tabla 2.3:

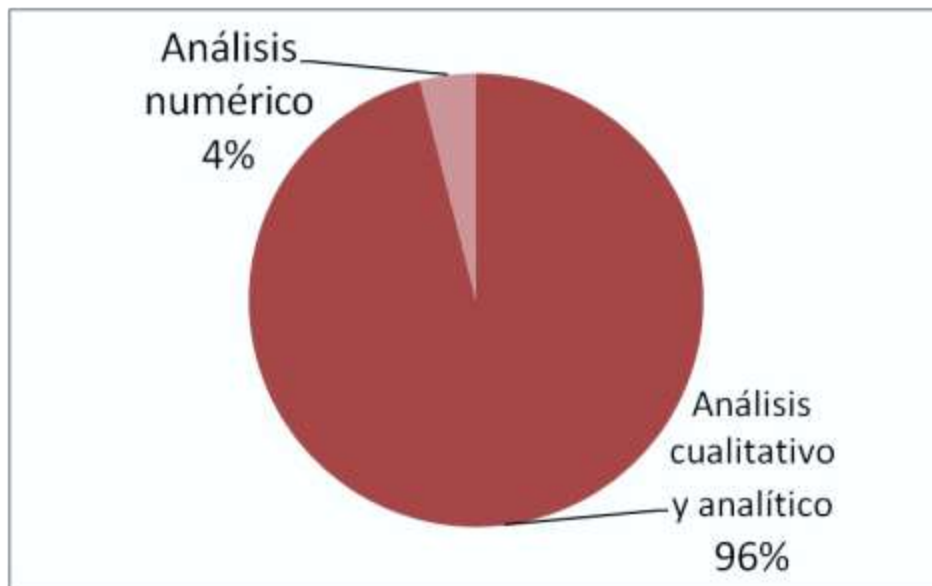
Nombre del campo de estudio	Localización del campo	Clasificación del trazador (según su fase)	Nombre del trazador	Tipo de simulador empleado
Gulfaks	Mar del Norte, Europa	Acuosa	HTO	Diferencias finitas
Big Muddy	Wyoming, EUA	Acuosa	HTO, C ₂ H ₆ O, CH ₃ OH	Diferencias finitas
Niitsu	Japón	Acuosa	NaCl, NH ₄ SCN, KI, KNO ₂	Diferencias finitas
Ranger	Texas, EUA	Acuosa	Tritium, NaSCN, IPA, TBA, Co ⁵⁷ , Co ⁵⁸ , Co ⁶⁰	Diferencias finitas
Ranger	Texas, EUA	Acuosa	Tritium, NaSCN, IPA, TBA, Co ⁵⁷ , Co ⁵⁸ , Co ⁶⁰	Líneas de corriente
North West Fault Block	Alaska, Canadá	Acuosa	Co ⁵⁷ , Co ⁶⁰ , C ¹⁴ , Hexacyanocobaltate.	Diferencias finitas
Ekofish	Mar del Norte, Noruega	Acuosa	HTO, I ¹²⁵	Diferencias finitas



Tabla 2.3. Casos de estudio en el modelado numérico de trazadores en campo.

En cuanto al desarrollo de modelos para trazadores en fase gaseosa, el modelado numérico es diferente al modelado con trazadores en fase agua debido a que el gas se comporta de manera distinta al agua. En este sentido, sería importante analizar las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar del sistema liquido-gas. Los trazadores de agua comúnmente no interactúan con materiales de la formación, permanecen miscibles con el agua o disueltos en ella, son inmiscibles con el aceite (trazador ideal), sin embargo los trazadores en fase gas son particionables con el aceite y el agua comúnmente.

El desarrollo de modelos numéricos para trazadores en fase gas es mucho menor en cuanto al modelado en fase agua. L. Guan comenta, que del total de pruebas realizadas con trazadores de gas, solo el 4% ha sido analizada mediante un modelo de simulación numérico (Grafica 2.4). Esto debido a la complejidad para modelar los fluidos en un yacimiento de gas.



Gráfica 2.4. Métodos de análisis para trazadores de gas en la industria petrolera.

Un ejemplo es el campo Snorre^[17], donde se modeló una prueba de inyección de trazadores de gas por parte del Instituto de Tecnología de Energía (IFE por sus singlas en inglés) en Noruega. Se inyectaron tres diferentes trazadores de gas en un pozo inyector, a tres tiempos diferentes los cuales rondaban cerca de 3 años de vida media. Sin embargo, pese a ser inyectados en distintos tiempos, los trazadores fueron detectados simultáneamente en un pozo productor, esto según los estudios de simulación se debe a que los gases se particionaron con una capa de gas que existía en el yacimiento. Por lo tanto, el objetivo de la prueba fue determinar una



metodología para la estimación del volumen de casquete de gas en el yacimiento mediante los tiempos de irrupción de diversos trazadores particionables.

El simulador utilizado para este fin fue ITRC-SIM™, el cual fue desarrollado por el IFE y acoplado con el simulador de CMG- STARS™ como una extensión de este mismo.

Cabe mencionar que en los últimos 40 años el Instituto de Tecnología de Energía (Institute For Energy Technology) ha desarrollado tecnología tanto teórica como experimental para métodos de trazadores en la industria energética y ambiental. Durante los últimos 35 años el foco de la investigación ha sido la industria del petróleo [17].

Esto ha llevado a un mejor conocimiento de los trazadores radioactivos y el desarrollo de una serie de nuevos trazadores no radioactivos para su inyección en los yacimientos, como es el caso de los trazadores de fase gas. El I.F.E ha desarrollado una nueva gama de trazadores y ha llevado muchas pruebas de campo a nivel mundial.

II.3 USO DE TRAZADORES EN MÉXICO

La industria petrolera en México no es ajena a estas pruebas, en los campos petroleros de México se han aplicado diversos estudios de inyección de trazadores entre pozos. En la Tabla 2.4 se presentan todas las pruebas que se han realizado en los campos petroleros de México [1].

Como dato curioso, en México todas las pruebas de trazadores se realizaron utilizando trazadores conservativos cuyo objetivo principal ha sido detectar comunicación entre los pozos productores-inyectores, en pocas palabras, en México no se ha realizado una prueba con el fin de estimar la saturación residual en el yacimiento. Además, del total de pruebas realizadas, solo 2 han sido analizadas mediante métodos cuantitativos.

Año	Campo	Región	Tipo de trazador	Ejecutor	Tipo de análisis
1973	Tamaulipas- Constituyentes	Norte	Radioactivo (Tritium, Thiocyanate of Ammonium, I)	PEMEX-IMP	Cualitativo
1983	Sitio Grande	Sur	Radioactivo (Tritium)	IMP	Cualitativo
1984	Samaria Sur	Sur	Radioactivo (Tritium, Iridium)	IMP	Cualitativo
1985	Abkatún Pol-Chuc	Marina Suroeste	Radioactivo (Tritium)	IMP	Cualitativo
1991	Abkatún Pol-Chuc	Marina Suroeste	Radioactivo (Tritium, ¹⁴ C, ¹²⁵ I, ⁵⁷ Co, ⁶⁰ Co)	IMP	Cualitativo
1996	Samaria Sur	Sur	Radioactivos (Tritium, ¹²⁵ I, ¹⁴ C)	IMP	Cualitativo
1997	Sitio Grande	Sur	Radioactivo (Tritium)	IMP	Cualitativo



1999	JujoTecominoacán	Sur	Químicos (Perfluoromethycyclopentene (PMCP) & Perfluorodimethycybutane (PDMCB))	ProTechnics - IMP	Cualitativo
1999	Akal-G	Marina Suroeste	Radioactivos (Tritiated Toluene, Tritium)	ProTechnics - IMP	Cualitativo
2000	Akal-E	Marina Suroeste	Radioactivo fase gas (Tritiated Methane)	ProTechnics - IMP	Cualitativo
2002	Poza Rica	Norte	Químicos (25 tipos de la familia de ácido fluorobenzoicos (FBA))	O Jeito – ProTechnics	Cualitativo
2002	Campos Ku	Marina Noroeste	Radioactivo fase gas (Tritiated Methane)	IMP - GTT	Cuantitativo
2002	Sitio Grande	Sur	Radioactivos (^{125}I , Tritium, ^{14}C)	IMP	Cualitativo
2006	Complejo Antonio J. Bermúdez	Sur	Radioactivo fase gas (Tritiated Methane)	IMP – GTT	Cuantitativo

Tabla 2.4. Pruebas con inyección de trazadores entre pozos realizadas en los campos de México.

En la tabla anterior se observa que los principales investigadores y desarrolladores de pruebas con trazadores han sido el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) específicamente el “Área de Tecnología Nuclear”.

En cuanto a las contribuciones nacionales, la Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag (*Septiembre, 2008*) menciona que se han realizado diversos esfuerzos, sin embargo no se puede aprender de las experiencias porque no existe una base de datos sobre las pruebas realizadas en México, además de no existir una metodología para el diseño e implementación de estas pruebas. Se sugiere enfocar los esfuerzos sobre esta técnica para:

- Asimilar el estado actual de esta herramienta.
- Investigar y desarrollar elementos técnicos que sustenten mejor el uso de las pruebas de trazadores.

No obstante, a pesar de ser una tecnología con muchos años de antigüedad, en México apenas está en desarrollo. Las principales instituciones que han investigado y desarrollado documentos técnicos sobre pruebas de trazadores son la U.N.A.M, el I.M.P y PEMEX. Para más información sobre estos artículos e informes, se recomienda consultar la referencia [1].



CAPITULO III "MODELOS ANALITICOS PARA INTERPRETAR ENSAYOS CON TRAZADORES"

Los modelos en general, y particularmente los modelos numéricos, son entes que permiten reproducir un fenómeno físico, químico o biológico de algún sistema en particular, dicho de otra manera, se entiende por modelo a una abstracción teórica de un sistema real, el cual tiene dos aplicaciones importantes:

1. Reducir la complejidad del sistema real.
2. Obtener predicciones completas y concretas, que pueden ser falsas mediante experimentos o deducciones empíricas.

El análisis del comportamiento de los modelos mismos permite comprender y tener un mejor conocimiento del sistema real, de la misma manera, es posible realizar la extrapolación sobre el comportamiento que tendría el sistema real frente a un conjunto de acciones o alteraciones externas sobre él.

Existen principalmente tres tipos de modelos:

- Modelos verbales: basados en la suposición, condición o entes lógicos.
- Modelos analíticos: estos modelos definen el sistema con ecuaciones que puedan resolverse para diferentes variables, de esta manera permiten predecir el comportamiento del sistema.
- Modelos de simulación: se modelan sistemas numéricamente en ordenadores.

En este capítulo se presentan los modelos analíticos más utilizados en la industria petrolera para poder analizar y entender las pruebas de inyección con trazadores entre pozos (*Inter well*), de igual forma se abordaran los factores que afectan el transporte del trazador en el medio poroso, haciendo énfasis en los procesos dispersivos y difusivos del trazador.



III.1 TRANSPORTE DEL TRAZADOR

Cuando un trazador se inyecta en el yacimiento, normalmente en disolución con una fase (*agua o gas*) se producen diversos procesos complejos. Para su estudio es necesario distinguir dos situaciones que suponen dos grupos de procesos [2]:

1. No existe ningún tipo de interacción con el medio poroso: en este supuesto se estudian los fenómenos de advección, dispersión y difusión en el yacimiento.
2. Se producen interacciones químicas entre el trazador y el medio poroso; se abordan los conceptos de adsorción, partición, precipitación o disolución.

El problema se vuelve más complejo, debido a que los procesos mencionados anteriormente no son excluyentes entre sí.

III.1.1 ADVECCIÓN

La advección se define, según la hidrogeología, como el arrastre del material contaminante (trazador) por el agua. Está caracterizada por la velocidad media $\bar{V} = v/n$ (siendo " v " la velocidad de Darcy y " n " la porosidad eficaz) del flujo en el yacimiento; esta velocidad " $\bar{V}$ " no representa la velocidad media de las partículas del fluido que viajan a través del medio poroso, cuyas velocidades reales se denominan velocidades microscópicas y serán generalmente mayores que $\bar{V}$, debido a que las trayectorias reales descritas por las partículas son más largas que la trayectoria lineal definida por $\bar{V}$ (figura 3.1).

No obstante se considera que $\bar{V}$ describe con suficiente aproximación este mecanismo del transporte. Dicho mecanismo suele ser denominado en la literatura como **convección**, si bien parece más correcto emplear el término advección, para reservar el primero al flujo subterráneo y el segundo al producido como consecuencia de la diferencia de temperaturas (Freeze-1979, Anderson-1979).

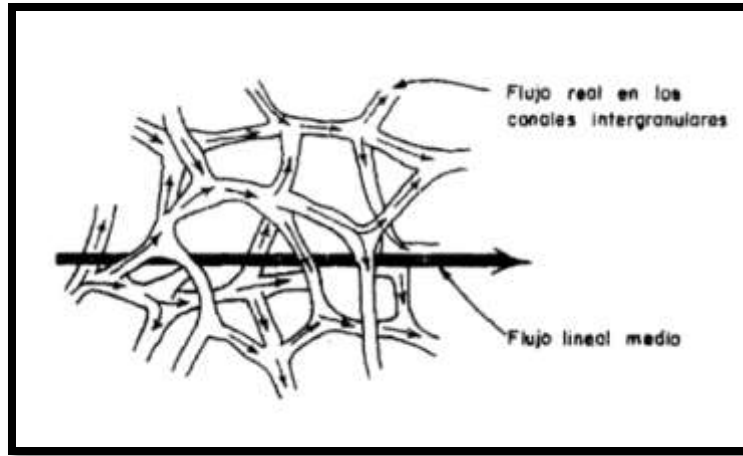


Figura 3.1. Velocidad lineal media en un medio poroso (Según Freeze, 1979).

Si solo existiera este proceso durante la inyección del trazador en el yacimiento, el trazador viajaría a la misma velocidad que la del agua y la extensión ocupada por el trazador sería la misma (Figura 3.2). En un yacimiento el flujo de masa a través del medio poroso en una sección de unidad perpendicular al flujo es igual a:

$$J = n \cdot C \cdot \bar{v} \dots (3.1)$$

Donde:

J = flujo de masa por unidad de sección y unidad de tiempo

n = Porosidad eficaz

C = Concentración del trazador

$\bar{v}$ = velocidad lineal media

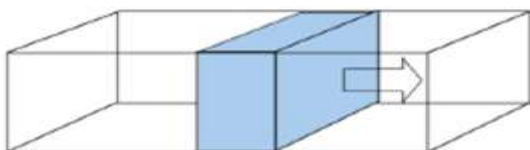


Figura 3.2. Advección como único mecanismo de transporte. (El proceso de advección no reproduce los procesos de dilución y mezcla de los solutos).



III.1.2 DIFUSIÓN

La difusión (molecular o iónica) es el mecanismo por el cual los constituyentes iónicos o moleculares de un soluto se mueven en la dirección decreciente del gradiente de sus concentraciones (*Adolf Fick, 1855*). Este mecanismo se presenta incluso si no existe movimiento de la solución.

Por ejemplo, si en un medio sin flujo se deposita una gota de trazador en un punto, se observa un tiempo después el punto se ha ampliado y difuminado (*Figura 3.3*), este esquema es una representación de la difusión ocasionada solo por el movimiento molecular del trazador.

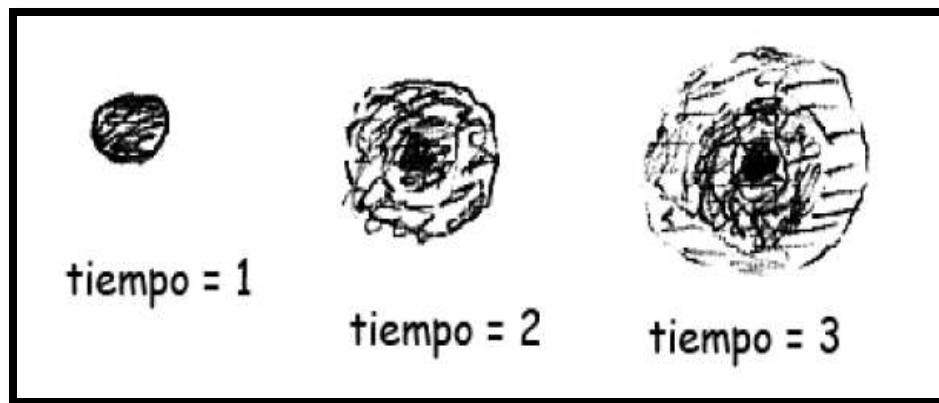


Figura 3.3. Representación esquemática del proceso de difusión en condiciones estáticas de flujo.

Así mismo, este mecanismo implica que a lo largo de un tubo de corriente en el que exista un gradiente de concentraciones se producirá un movimiento tendente a neutralizarlo (difusión longitudinal).

Análogamente si entre dos tubos de corriente existiera un gradiente de concentraciones (*Figura 3.4*), se producirá un movimiento de moléculas e iones del soluto transversalmente a la dirección del flujo del medio (difusión transversal) ^[4].

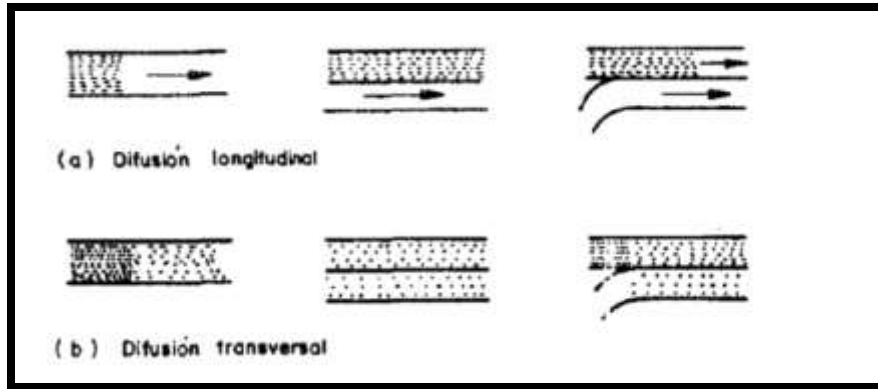


Figura 3.4. Representación esquemática de la difusión longitudinal (a) y la difusión transversal (b).

Si dos fluidos miscibles están en contacto con una interfaz tenue al inicio, se difundirán uno en otro lentamente. Como pase el tiempo, la tenue interfaz entre los fluidos se convertirá en una zona de difusión de un fluido al otro. Esta difusión se debe al movimiento aleatorio de las moléculas. Si no existen cambios en el volumen de la mezcla de los dos fluidos miscibles, entonces el transporte neto de uno sobre otro a través de un plano arbitrario puede ser representado por la ecuación de difusión de Fick [5].

$$F = -DA_x \frac{\partial C}{\partial X} \dots (3.2)$$

Donde:

F = Flujo de masa por unidad de tiempo y por unidad de sección perpendicular al flujo [M/T].

D = Coeficiente de difusión [L^2/T].

A_x = Área de la sección transversal. [L^2].

C = Concentración [M/L^3].

$\frac{\partial C}{\partial X}$ = Gradiente de concentraciones: entre dos puntos situados a una distancia ∂X existe una diferencia de concentraciones ∂C .



De la ecuación anterior se observa que el gradiente de concentraciones es proporcional al flujo de masa, y la constante de proporcionalidad se denomina coeficiente de difusión. Se denota un signo negativo el cual indica que el sentido de flujo es hacia la disminución de la concentración.

Lo explicado hasta aquí se refiere únicamente a un medio 100% líquido. Si el proceso se desarrolla en un medio poroso, como nuestro caso de estudio; si la facilidad con la que fluye el agua disminuye; entonces hay que considerar las características del medio poroso (principalmente la porosidad efectiva y la tortuosidad).

Para poder describir este fenómeno *Fetter (2011 y 1999)* propuso un coeficiente para considerar al medio poroso en un proceso de difusión:

$$D^* = D * \omega \dots (3.3)$$

Donde:

D^* = Coeficiente de difusión efectiva

D = Coeficiente de difusión

ω = Coeficiente que depende del medio poroso

Según *Freeze y Cherry (1979)* este coeficiente " ω " puede variar entre "0.01" a "0.5". *Coutelieris (2012)* y *Grathwohl (1998)* son más específicos al incluir dos coeficientes más:

$$D^* = D * m_e * \delta * \tau \dots (3.4)$$

Donde:

D^* = Coeficiente de difusión efectiva

D = Coeficiente de difusión

m_e = Porosidad efectiva

δ = Factor de constricción

τ = Tortuosidad (*longitud recorrida/longitud en línea recta*)²

Normalmente la mayoría de los coeficientes " δ " y " τ " son desconocidos, *Coutelieris* simplificó la relación como una función de la porosidad efectiva:

$$D^* = D * (m_e)^c \dots (3.5)$$

Donde:



D^* = Coeficiente de difusión efectiva

D = Coeficiente de difusión

m_e = Porosidad efectiva

c = coeficiente (1.8 a 2 para materiales consolidado y 1.3 para arenas no consolidadas)

Como se observa, en cualquier caso la ecuación de difusión de Fick es la misma solo que agregando la porosidad efectiva.

$$F = -D^* A_x \frac{\partial c}{\partial x} \dots (3.6)$$

Este coeficiente de difusión obtenido es típicamente una función de la concentración. Para esto, la relación entre el coeficiente de difusión y la concentración debe incluirse en la ecuación (3.6) antes de la integración. Los matemáticos describen el comportamiento del coeficiente de difusión como complicado, sin embargo es posible representar el comportamiento difusivo mediante la selección de un promedio del coeficiente de difusión efectivo.

Usando la ecuación (3.6) y las condiciones de frontera adecuadas, se deriva una nueva ecuación proponiendo la composición del fluido con una función de la distancia y el tiempo para dos fluidos miscibles en régimen estacionario mezclados debido a la difusión. Los estudios a lo largo del tiempo han derivado el comportamiento difusivo de un soluto mediante la siguiente ecuación:

$$c = \frac{1}{2} [1 \pm \operatorname{erf}\left(\frac{x}{2\sqrt{D^*t}}\right)] \dots (3.7)$$

Donde:

c = Concentración del fluido en consideración [fracción volumétrica]

x = Distancia medida de la posición original de la interface [cm]

erf = Función de error

Nótese que el signo usado para en la ecuación dependerá de las condiciones iniciales. Si la concentración inicial que tiende a bajar, dado un $t = 0$ y $c = 1$ para un $x < 0$, así como para una $c = 0$ a una $x > 0$ el signo negativo es más apropiado. Si la concentración inicial aumentara para un $t = 0$, $c = 0$ dada una $x < 0$, de igual manera para una $c = 1$ dada una $x > 0$ entonces el signo positivo será el indicado.



Taylor sugirió una manera de calcular el coeficiente de difusión aparente a través de mediciones en laboratorio y empleando la siguiente ecuación [6]:

$$D^* = \frac{1}{t} \left(\frac{X_{90} - X_{10}}{3.625} \right)^2 \dots (3.8)$$

Donde:

X_{90} = Distancia desde la interfaz inicial cuando la composición es 90 % del fluido en cuestión.

X_{10} = Distancia desde la interfaz inicial cuando la composición es 10% del fluido en cuestión.

Sin embargo los modelos estudiados anteriormente se desarrollaron en modelos capilares para flujo lineal, *Cartman*^[7] muestra que en rocas porosas, los fluidos muestran una trayectoria promedio alrededor de 45 ° con respecto a la distancia total (*Figura 3.5*). Por lo tanto cuando el fluido ha viajado una distancia neta L, realmente viaja una distancia promedio cerca de $\sqrt{2}L$.

Sustituyendo en la relación de coeficiente de difusión relativo en un tubo capilar se tiene:

$$\frac{D^*}{D} = \frac{1}{\sqrt{2}} = 0.707 \dots (3.9)$$

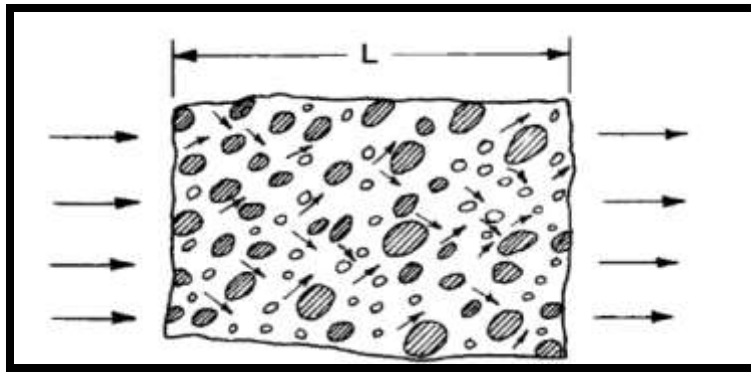


Figura 3.5. En un medio poroso el fluido generalmente está fluyendo 45° con respecto a la dirección promedio del flujo.



Algunos investigadores indican que esta aproximación simple, resulta una buena aproximación del coeficiente de difusión en un medio poroso.

Una aproximación más sofisticada y comprensiva fue sugerida por *Brigham*^[5], Grane, Gardner y Van der Poel. Estos investigadores reconocieron la analogía entre la difusión y la conductividad eléctrica en medios porosos. La ley que gobierna la conductividad eléctrica es completamente análoga a la ecuación (3.6). En la siguiente ecuación se muestra que la difusión en medios porosos se puede relacionar con el factor de resistividad eléctrica mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{D^*}{D_m} = \frac{1}{F\phi} \dots (3.10)$$

Donde:

F = Factor de resistividad eléctrica de la formación.

ϕ = Porosidad fraccional.

III.1.3 DISPERSIÓN

La dispersión es un fenómeno que ocurre en el medio poroso, principalmente cuando existen procesos que involucran la transferencia de masa y de calor. Como la viscosidad en la transferencia de momentum, la conductividad de calor en la transferencia de calor, y el coeficiente de difusión en transferencia de masa, el coeficiente de dispersión es una propiedad valida solo bajo supuestos de medio continuo. La dispersión causa la distribución eventual del fluido (velocidades, moléculas y temperatura), la cual es directamente análoga a la difusión de masa (Difusión Fickiana) y el esfuerzo viscoso. ^[8]

La difusión de Fick causa una distribución de las moléculas, mientras que eventualmente el esfuerzo viscoso ocasiona que la velocidad de flujo se distribuya. No obstante, la dispersión es causada debido a las fluctuaciones del flujo aleatoriamente, mientras que la difusión es causa por el movimiento aleatorio de las moléculas.

Según *Fried* (1975), puede definirse la teoría de la dispersión en medios porosos saturados como “la descripción cualitativa y la estimación cuantitativa del comportamiento de dos o más fluidos miscibles moviéndose conjuntamente en un medio poroso”.



Según *Lake (1989)*, se puede definir a la dispersión como la mezcla de fluidos causados por la difusión, gradientes locales de velocidad, optimización de la longitud en las heterogeneidades y mezclado debido al movimiento.

La dispersión es de gran interés para la industria petrolera debido a la gran influencia que tiene en el desplazamiento de fluidos miscibles (p.ej. Inyección de CO_2 , CH_4 , etc.). En los procesos de recuperación mejorada con fluidos miscibles, existe una posibilidad de pérdida de miscibilidad por la disipación del fluido y por la canalización o formación de dedos viscosos a través de la zona miscible. La difusión y la dispersión son dos de los mecanismos que pueden conducir al mezclado y disipación del fluido. Por otro lado la dispersión tiende a amortiguar la formación de los dedos viscosos que se canalizaran a través del medio poroso. Por lo tanto la dispersión puede ser perjudicial o buena (si impide la digitación a través de la zona miscible).

Al ponerse en contacto dos fluidos miscibles se establece una zona de transición entre ambos, en la cual se produce una variación de las propiedades físicas de los fluidos. Estas tienden a desaparecer con el tiempo debido a los fenómenos fisicoquímicos como la difusión molecular o puramente físicos como la dispersión mecánica.

El desarrollo histórico de la teoría de la dispersión se divide en 3 etapas; las dos primeras muy relacionadas entre sí:

1. Etapa de realización de experimentos de laboratorio en los que se investigaron los distintos mecanismos que rigen o afectan el transporte de solutos.
2. Etapa de formulación matemática de los distintos mecanismos que afectan al transporte de solutos y por lo tanto la elaboración de teorías que tratan de explicar sintéticamente los resultados de los experimentos de laboratorio.
3. Etapa de aplicación de los modelos matemáticos de forma operativa a los problemas reales de transporte de solutos (contaminación de acuíferos, trazadores radioactivos, etc.)

III.1.4 DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA

La dispersión hidrodinámica es el mecanismo por el cual se producen fenómenos de dispersión o extensión de la mezcla del trazador al moverse dos fluidos miscibles en el medio poroso (*Figura 3.6*). Esta consta a su vez de dos mecanismos que ocurren simultáneamente y son claramente diferenciables:

- Dispersión mecánica.
- Difusión molecular o iónica.

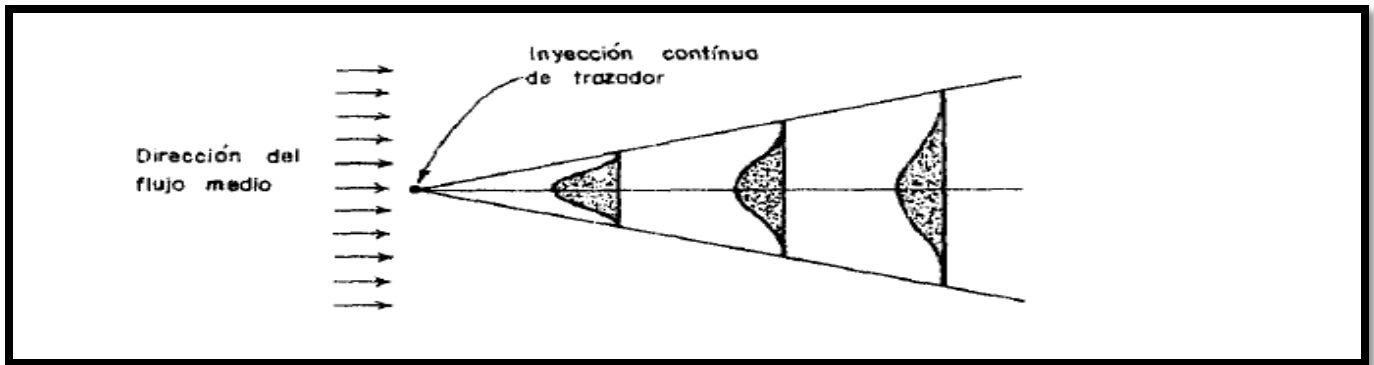


Figura 3.6. Representación esquemática del proceso de dilución causado por la dispersión hidrodinámica en medios poroso (Freeze, 1979).

La dispersión hidrodinámica es la acción conjunta de la difusión y la dispersión mecánica; ambos fenómenos no pueden considerarse aisladamente. Para tomarlos en consideración de un modo conjunto se establece el coeficiente de dispersión hidrodinámica D_H :

$$D_{HL} = \alpha_L \cdot \bar{V} + D^* \dots (3.11)$$

$$D_{HT} = \alpha_T \cdot \bar{V} + D^* \dots (3.12)$$

Donde:

D_{HL}, D_{HT} = Coeficiente de dispersión hidrodinámica (longitudinal y transversal respectivamente)

α_L, α_T = Coeficiente de dispersividad dinámica (longitudinal y transversal respectivamente)

$\bar{V}$ = Velocidad lineal media

D^* = Coeficiente de difusión efectiva

Cabe resaltar que el término $\alpha \cdot \bar{V}$ representa a la dispersión mecánica del medio.



III.1.4.1 COEFICIENTES DE DISPERSIVIDAD

Si se desprecia el término difusivo en el medio poroso, se obtiene el parámetro de dispersividad, el cual está relacionado con el yacimiento y no depende de las velocidades de flujo o efectos convectivos, por lo cual es un parámetro que brinda una mejor caracterización del medio poroso. La dispersividad (Longitudinal y transversal) se define como:

$$\alpha_L = \frac{D_{HL}}{v} \dots (3.13)$$

$$\alpha_T = \frac{D_{HT}}{v} \dots (3.14)$$

Para empaques de arena *Perky & Johnston (1963)* reportan que la dispersividad es dependiente tamaño de las partículas que conforman al medio poroso y lo relaciona mediante la siguiente expresión:

$$\alpha_L = 1.75 * d_{10} \dots (3.15)$$

Arya y colaboradores (1988) obtuvieron la dispersividad longitudinal de diversos medios reportados a escala de laboratorio y a escala de campo (*Figura 3.7*):

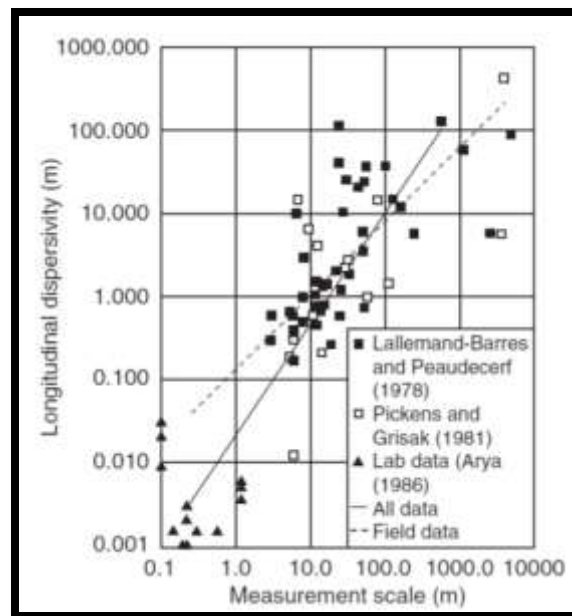


Figura 3.7. Dispersividades longitudinales a escala de laboratorio y de campo reportadas por *Arya (1986)*.



A través de estos datos, Arya propone que para calcular la dispersividad a escala de campo se empleé la siguiente ecuación:

$$\alpha_L = 0.229L^{0.75} \dots (3.16)$$

Y a escala de laboratorio:

$$\alpha_L = 0.044L^{1.13} \dots (3.17)$$

La dispersividad está dada en $[m]$ y “ L ” representa la longitud total del sistema en $[m]$, sin embargo los datos a escala de laboratorio no son tan confiables según sus reportes.

III.1.5 DISPERSIÓN MECÁNICA

La dispersión mecánica es producida como consecuencia de las variaciones microscópicas de la velocidad real de las partículas dentro de cada canal intergranular y gargantas de poro de un punto a otro.

Dichas variaciones se producen en tres formas diferentes (*Figura 3.8*): primera, en cada sección de un canal intergranular se establece una variación de las velocidades de las partículas fluidas debido a su rozamiento con las superficies sólidas del medio; segunda, debido a que los diferentes canales intergranulares presentan distintos tamaños y rugosidades en sus paredes, se establecen velocidades diferenciales entre ellos y , tercera, debido a la tortuosidad, ramificación e interferencia de los canales intergranulares.

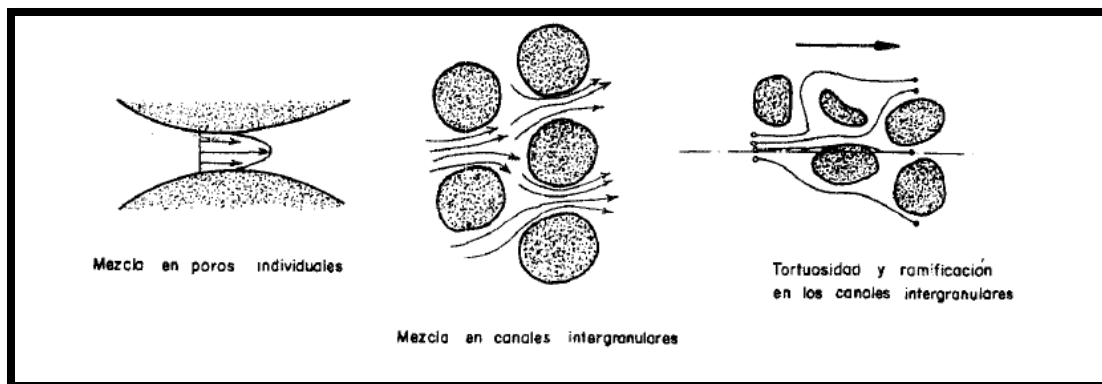


Figura 3.8. Procesos de dispersión mecánica a escala microscópica.



La dispersión mecánica se puede subdividir a su vez con respecto al sentido de flujo del trazador en el medio poroso:

- Longitudinal
- Transversal

La capacidad del medio poroso para dispersar mecánicamente un fluido que circula por él se puede expresar en un coeficiente denominado dispersividad dinámica α [L] en la que influye de manera notable la porosidad, tortuosidad y otras propiedades petrofísicas.

El flujo del trazador a través del medio poroso implica la suma de muchos fenómenos aleatorios que surgen de un poro a otro. Esto es generado por la geometría de los canales de poro alrededor de cada grano, por lo tanto para el cálculo de los coeficientes de difusión y dispersión diversos autores sugieren el uso de técnicas probabilísticas.

III.1.6 DISPERSIÓN LONGITUDINAL

La dispersión longitudinal resulta más importante que la dispersión transversal debido a que las velocidades del fluido principalmente son en dirección longitudinal y no transversal, el fenómeno de dispersión longitudinal se debe principalmente a:

- Las moléculas que encuentran caminos más tortuosos las cuales se retrasan (Figura 3.9.a)
- Las moléculas que encuentran caminos más anchos avanzan más rápido (Figura 3.9.b).
- Las moléculas que circulan por el centro de los canales intergranulares avanzan más rápido que las que circulan cerca de los granos.

Todo esto es suponiendo un medio homogéneo. Si se incluyen las heterogeneidades de un yacimiento, la dispersión longitudinal tenderá a aumentar, retrasando a las moléculas que se encuentren en las zonas menos permeables.

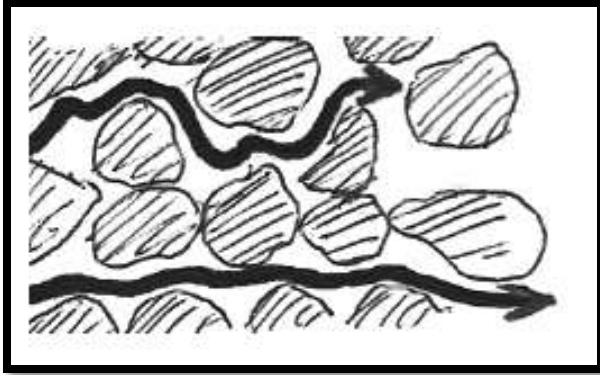


Figura 3.9.a. Dispersión longitudinal debido a la tortuosidad.

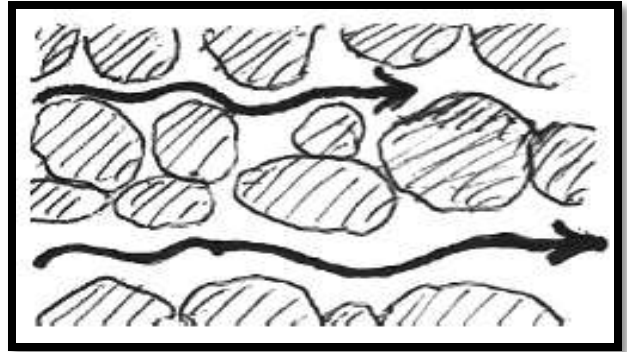


Figura 3.9.b. Dispersión longitudinal por amplitud de los canales.

III.1.7 DISPERSIÓN TRANSVERSAL

La dispersión transversal es perpendicular a la dispersión longitudinal, ocasionada por las bifurcaciones que encuentra el flujo en el medio poroso (Figura 3.10).

Algunos autores señalan que la dispersión longitudinal es 15 veces mayor a la dispersividad transversal.

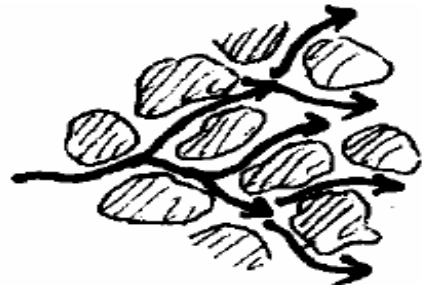


Figura 3.10. Dispersión Transversal

Todo esto es suponiendo un medio homogéneo. Si se incluyen las heterogeneidades de un yacimiento, la dispersión longitudinal tenderá a aumentar, retrasando a las moléculas que se encuentren en las zonas menos permeables.

III.1.8 PARTICIÓN

Existen algunos trazadores que son solubles tanto en la fase acuosa como oleosa. Si bien son inyectados en la fase acuosa, pueden pasar a la fase oleosa al tomar contacto con ella dentro del yacimiento. Este es el caso que presentan algunos alcoholes, esta propiedad constituye un aspecto positivo de los trazadores que la poseen, ya que permite una determinación de la saturación residual de aceite a nivel global en el yacimiento.



Para poder cuantificar la distribución que tendrá el trazador entre la fase acuosa y oleosa, podemos nombrar dos experimentos [9]:

- Experimentos estáticos: tipo *batch*, donde la separación hacia las distintas fases, toma lugar en un aparato de mezcla que permite la extracción de las muestras para su posterior análisis de concentración (*Figura 3.11*).
- Experimentos dinámicos o cromatográficos: consiste en forzar a un pequeño pulso con trazadores a través de un medio poroso con saturaciones de fluidos conocidas, empleándose velocidades moderadas ($25 - 50 \left[\frac{cm}{día} \right]$) conjuntamente con un trazador no particionable de referencia (comúnmente HTO). Las diferencias en el tiempo de transito dan una medida del grado de partición del trazador ensayado (*Figura 3.12*).

El experimento estático nos daría el verdadero coeficiente de partición (K_d) pero en condiciones de equilibrio, mientras que el segundo nos da un coeficiente de partición efectivo, más realista debido a que se produce una condición más aproximada y parecida a lo que sucede en el medio poroso.

Un trazador ideal viajando en una fase acuosa solo se movería y seguiría la ruta descrita por el agua. La presencia de la fase aceite en el yacimiento no tiene efecto directo en la ruta del trazador o su velocidad, esto es deseable en un trazador cuya fase de transporte es el agua; si se desea una prueba que involucre a la fase aceite, se necesita un trazador que pueda interactuar con ella de alguna manera.

Una manera de hacer esto es introduciendo un trazador de agua no ideal que pueda particionarse entre las fases agua aceite.

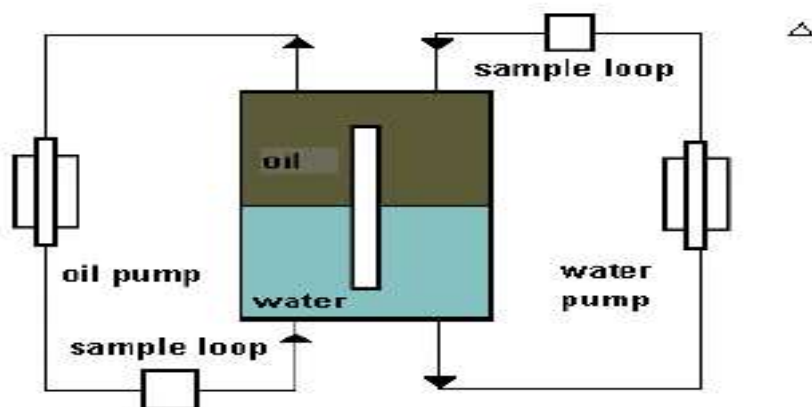




Figura 3.11. Arreglo experimental para estudios estáticos de partición de trazadores en la fase agua-aceite.

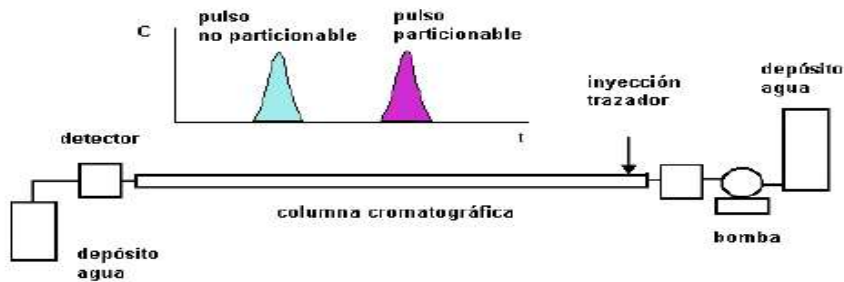


Figura 3.12. Arreglo experimental para estudios dinámicos de partición de trazadores en la fase agua-aceite.

III.1.9 ADSORCIÓN Y DECAIMIENTO RADIOACTIVO

En adición al mezclado hidrodinámico (dispersión hidrodinámica) que existe en el medio poroso, se debe considerar fenómenos químicos como la adsorción de trazador y el decaimiento radioactivo, los cuales ocurren en el transporte del material a través del yacimiento. Estos dos efectos pueden ser superpuestos mediante el desarrollo de modelos analíticos para flujo de trazadores.

La relación de superposición es obtenida primero para un sistema lineal y luego generalizadas para diferentes patrones de flujo. La ecuación de transporte de trazadores en una geometría de flujo lineal, cuando los procesos de adsorción y absorción son considerados es la siguiente (Satter et. al., 1980) [9]:

$$K \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - u \frac{\partial C}{\partial x} - \lambda \left(C + \frac{1-\phi}{\phi} \rho_r C_r \right) = \frac{\partial C}{\partial t} + \frac{1-\phi}{\phi} \rho_r \frac{\partial C_r}{\partial t} \dots (3.18)$$

Donde:

K = Coeficiente de mezclado

C = Concentración del trazador en la corriente de flujo

C_r = Concentración de trazador adsorbida en la superficie de la roca



ρ_r = Densidad de la roca del yacimiento

λ = Constante de decaimiento radioactivo

ϕ = Porosidad

III.1.9.1 ADSORCIÓN

La adsorción se refiere al proceso, a nivel microscópico, mediante el cual un sólido es capaz de retener partículas de un fluido en su superficie, tras haber entrado en contacto con él. En lo que respecta a la inyección de trazadores, el material trazador fluyendo en la solución acuosa es adsorbido en la superficie de la roca del yacimiento. Existen dos casos limitantes:

- Adsorción instantánea (equilibrio)
- Adsorción dependiente del tiempo o controlada (No equilibrio)

Para la adsorción instantánea, la concentración en la superficie de la roca es generalmente descrita por la isoterma de Langmuir (1932):

$$C_r = \frac{aC}{1+bC} \dots (3.19)$$

Donde “a” y “b” son constantes relacionadas a las constantes de adsorción y desorción. La ecuación de Irving Langmuir (1916), por lo tanto, puede ser aproximada por una expresión lineal para bajos niveles de concentración.

Debido a que los niveles de concentración de trazadores en las pruebas entre pozos son bajos, la relación lineal de $C_r = aC$ proporcionará modelos más útiles para describir los efectos de adsorción del trazador. Entonces, considerando solo la adsorción la ecuación (3.19) se convierte en:

$$C_r = aC \dots (3.20)$$

Por lo tanto se tiene:

$$K \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - u \frac{\partial C}{\partial x} = R \frac{\partial C}{\partial t} \dots (3.21)$$



Donde “R” es el factor de retraso, definido como:

$$R = 1 + \frac{(1-\phi)\rho_r}{\phi} a \dots (3.22)$$

III.1.9.2 DECAIMIENTO RADIOACTIVO

Algunas combinaciones de protones y neutrones resultan en núcleos inestables. Tales núcleos pueden someterse espontáneamente a la desintegración con el tiempo. Este decaimiento, acompañado por la emisión de partículas nucleares y radiación electromagnética, es denominado radiactividad.

La emisión de partículas del núcleo también resulta en la formación de un nuevo nucleído, si hay un cambio en el número de protones en el nuevo núcleo como resultado del decaimiento. Estáticamente, el decaimiento de un núcleo radioactivo aleatorio, resulta un evento impredecible, sin embargo, si un número de nucleídos radioactivos están presentes, la tasa de decaimiento dN/dt se vuelve proporcional al número de nucleídos (N) presentes ^[11]. Un gran número de nucleídos radioactivos, siguen esta regla. La tasa de decaimiento por unidad de tiempo dN/dt es una medida del total de radioactividad presente (A) y las dimensiones de los eventos por segundo. Esto es mostrado a continuación, donde λ es una constante de proporcionalidad, conocida como la constante de decaimiento, la cual es específica para cada isótopo.

$$A = \frac{dN}{dt} = \lambda N \dots (3.23)$$

Donde:

$$N = N_0 - e^{-\lambda t} \dots (3.24)$$

Y a su vez “t” está dado por:

$$t = \frac{1}{\lambda} \dots (3.25)$$



Los trazadores radioactivos son normalmente expresados en término de su vida media $t_{1/2}$ en lugar de la constante de decaimiento, donde $t_{1/2}$ es el tiempo requerido para la actividad de una especie nuclear o nucleído dado, para disminuir la mitad de su valor original. Sustituyendo el valor de la vida media, en la ecuación (3.25) tenemos que:

$$\lambda = \frac{\ln 2}{t_{1/2}} \dots (3.26)$$

Por lo tanto, si el número de vida media, $h = t/t_{1/2}$ tendremos que:

$$N = N_0 2^{-h} \dots (3.27)$$

III.1.10 DISOLUCIÓN Y PRECIPITACIÓN

En las pruebas de inyección de trazadores en múltiples configuraciones o arreglos de inyección, el costo de análisis, puede ser igual o exceder al costo de la inyección, haciendo que el proceso sea lento. Como resultado de esto, se debe realizar una estrategia analítica, la cual optimice este costo en el diseño de la prueba llevada a campo.

Una estrategia analítica pobre, resultará en un fracaso y término prematuro de la prueba. Por lo tanto, se debe considerar no solo los mecanismos físicos que afectan al transporte del trazador, sino también los mecanismos químicos que afectan el flujo del trazador en el medio poroso.

Existen muchas maneras de separar y enriquecer las diferentes especies iónicas, las principales para nuestro caso de estudio son la disolución y la precipitación.

La disolución se refiere a las mezclas homogéneas, es decir; que presentan dos o más componentes, los cuales se encuentran acomodados de tal manera que solo se observa una sola fase. Por ejemplo, al inyectar el trazador al yacimiento, la evolución hidroquímica de las especies iónicas individuales puede aumentar, permanecer constante o disminuir.

En el caso de la interacción agua-roca, el aumento de Na^+ a lo largo del yacimiento asociado a una disminución del Ca^{2+} y Mg^{2+} se le atribuye a una interacción con los minerales arcillosos,



como la disolución de anhidrita o dolomitización. Por lo tanto el aumento de Na^+ podría cambiar la composición de nuestra mezcla y afectar al comportamiento del trazador.

La precipitación se refiere a la reacción química en la que se produce un sólido en una disolución. Para el caso de los trazadores particionables la precipitación de material del yacimiento puede causar un cambio composicional en la mezcla, de esta manera se vería afectado el coeficiente de partición y nos daría un resultado erróneo o la mala interpretación de la prueba.

Estos mecanismos actuarán de manera importante en el flujo del trazador cuando:

1. El transporte es el proceso más lento.
2. Se disuelve o precipita una cantidad mineral hasta que alcanza equilibrio con la solución.
3. Si el proceso es controlado por la constante de equilibrio de la reacción.

III.1.11 NUMERO DE PÉCLET

El número de Péclet (P_e) es una medida de la incidencia de la advección frente al flujo dispersivo, valores altos de este parámetro indican la poca influencia de la dispersión frente a la advección (*flujo tipo pistón*), y valores bajos indican un flujo difusional ^[27] (Figura 3.13).

La disminución de la dispersión hidrodinámica (D) acerca el comportamiento al flujo tipo pistón (*El valor del número de Péclet tiende a infinito*), el aumento de la componente dispersiva provoca que algunas partículas del trazador viajen más rápido a través del medio poroso, lo que se manifiesta en una ruptura temprana del trazador y la aparición de colas debido a que la dispersión del fluido se opone a la advección, entonces cuando " P_e " es bajo, la aparición de colas en la curva de respuesta del trazador puede confundirse con el efecto de la difusión. Para difusión másica el número de Péclet se define como:

$$P_e = \frac{VL}{D_H} \dots (3.28)$$

Donde el término " V " está relacionado a la velocidad de Darcy y " L " a la longitud del sistema.

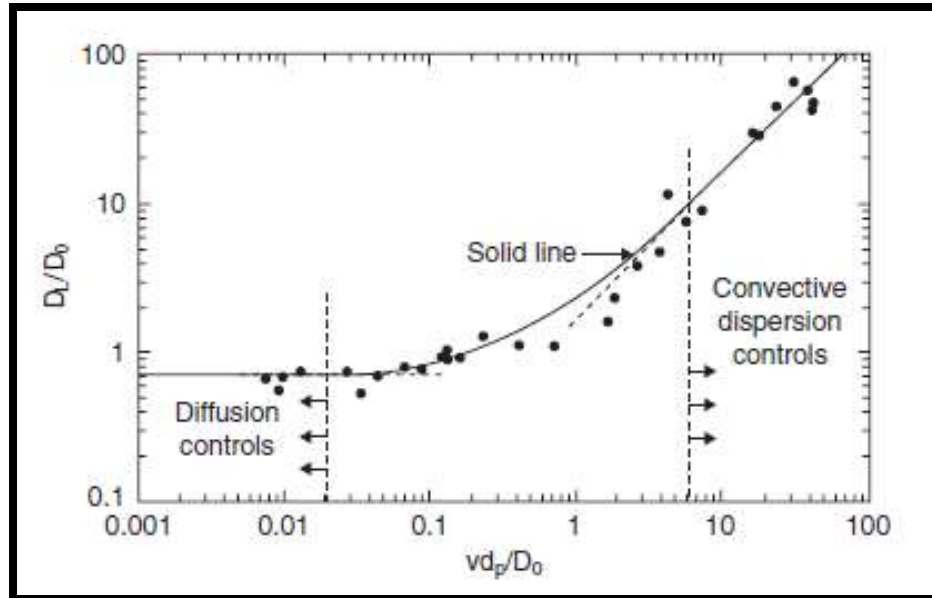


Figura 3.13. Numero de Péclet y el efecto en la dispersión de los solutos. El dominio de los efectos de difusión, dispersión y convección está relacionado al valor del número de Péclet.

III.2 MODELOS ANALÍTICOS PARA LA INTERPRETACION DE ENSAYOS CON TRAZADORES

En las pruebas entre pozos, los trazadores se inyectan en cantidades pequeñas y concentraciones minúsculas en el yacimiento, sin embargo los trazadores están sujetos a diversos fenómenos físicos y químicos, como la partición del trazador, adsorción al medio poroso, difusión y dispersión del trazador así como el decaimiento radioactivo.

Por ejemplo, realizar correcciones necesarias a la hora de simular todos los parámetros que influyen en el transporte del trazador a través del medio poroso. El decaimiento radioactivo puede ser fácilmente representado corrigiendo las mediciones de concentración por cantidades de desintegración, y por lo tanto no considerarlas en el cálculo.

La adsorción complica la interpretación de los trazadores de fase líquida, este problema podría solucionarse al usar un trazador que no interactúe con la matriz del medio poroso, sin embargo se puede resolver la adsorción utilizando las isothermas de Langmuir. La difusión molecular es importante, especialmente cuando las velocidades de flujo sean pequeñas o cercanas a cero, y puede ser calculada a través de la Ley de Fick o los trabajos de Taylor sobre difusión en medios poroso, también una buena estimación de los coeficientes de difusión molecular podrían



ser obtenidos a través de correlaciones experimentales como las expresiones de Wilke-Chang o HayduckMinds (*Perry y colaboradores, 1977*).

La dispersión es más grande que la difusión en el yacimiento, cuando el número de Péclet no es cero, numéricamente se representa como un tensor con diferentes componentes longitudinales y transversales a la dirección de flujo, los coeficientes de dispersión son una función del número de Péclet, y estas funciones son comúnmente consideradas como lineales en el número de Péclet.

Con el objetivo de poder analizar una prueba con trazadores, surge la necesidad de combinar los distintos tipos de análisis (cualitativos y cuantitativos) para lograr una mejor interpretación de los resultados obtenidos y una mejor planeación del proceso mediante las herramientas que disponga el ingeniero de yacimientos. Todo esto resultara en un diseño de la prueba más económico así como la reducción del riesgo inherente al proyecto, convergiendo de manera exitosa a la ejecución de la prueba en campo.

Como primera instancia, los modelos analíticos permiten obtener una solución rápida para predecir el comportamiento de los trazadores en el proceso de inyección a través del medio poroso, sin embargo es necesario considerar las limitaciones que estos modelos tienen en las suposiciones para el desarrollo matemático. No obstante, resultan ser un apoyo significativo y confiable para validar los resultados de la simulación numérica del yacimiento.

Existen diferentes modelos analíticos que permiten simular el comportamiento de los trazadores, en este trabajo se mencionarán los modelos más eficientes y utilizados en la industria petrolera. Cabe destacar que la mayoría de los simuladores comerciales que cuentan con un módulo para simular los trazadores tiene como solución los modelos que se presentarán a continuación.

III.2.1 MODELO DE BRIGHAM& SMTIH

Bringham y Smith (1964) presentaron un modelo analítico para predecir el comportamiento de los trazadores en un arreglo de inyección de cinco pozos, sin embargo este modelo ha sido modificado por diversos autores como Abbaszadeh y Bringham (1982) entre otros ^[9].

Este modelo analítico se puede describir en seis tópicos principales:

1. Dilución areal del trazador debido a un patrón de inyección, las curvas de irrupción y su correlación en una curva singular independiente de la geometría de flujo.



2. El efecto de la superposición de la dispersión en la dilución areal para un patrón homogéneo y cerrado.
3. La respuesta de los trazadores desarrollados en un yacimiento homogéneo como función del número de Péclet, la adsorción y el decaimiento radioactivo.
4. Extensión del modelo para patrones irregulares y abiertos.
5. La respuesta del trazador en yacimientos con múltiples capas (estratificados) como una función del coeficiente de Dykstra-Parsons.
6. El diseño de la prueba de trazadores basado en la predicción de la máxima concentración y producción en yacimientos homogéneos y estratificados.

La ecuación general que describe la concentración del trazador en cualquier geometría de flujo, y pozos productores en cualquier patrón de inyección es la siguiente:

$$\frac{C(\psi)}{C_o} = \frac{\mu\phi S_w A F_r}{4\pi k \sqrt{\pi \alpha I(\psi)}} \exp \left[- \frac{\mu^2 \phi^2 S_w^2 A^2 (V_{pDbt}(\psi) - V_{pD})^2}{16\pi^2 k^2 \alpha I(\psi)} \right] \dots (3.29)$$

Sin embargo esta ecuación es compleja y difícil de resolver, por lo tanto, una solución coherente y simplificada para el análisis de la prueba de trazadores estaría dada por la ecuación:

$$\frac{C}{C_o} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc} \left(\frac{s - \bar{s}}{\sqrt{2\sigma_1^2}} \right) - \frac{1}{2} \operatorname{erfc} \left(\frac{s - \bar{s}_2}{\sqrt{2\sigma_2^2}} \right) \dots (3.30)$$

No obstante, esta ecuación necesita de herramientas de cómputo para resolver las desviaciones estándar, por lo que podría reducirse de la siguiente manera ^[16]:



$$\frac{C}{C_o} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-vt}{2\sqrt{Dt}} \right) - \frac{1}{2} e^{P_e} \operatorname{erfc} \left(\frac{x+vt}{\sqrt{2Dt}} \right) \dots (3.31)$$

Donde:

C = Concentración del trazador.

erfc = Función complementaria dimensional.

D = Coeficiente de dispersión hidrodinámica.

v = Velocidad del fluido.

t = tiempo de la inyección hasta la medición en el pozo productor.

x = Desplazamiento del trazador del pozo inyector al productor.

P_e = Numero de Péclet.

La ecuación 3.26 es un modelo analítico para determinar la concentración del trazador en patrones no homogéneos, y en inyección de baches de trazadores.

III.2.2 MODELO DE WAGNER

El modelo de Wagner es una modificación al modelo de Brigham y Smith, el cual se basa principalmente en las siguientes suposiciones ^[30]:

- Inyección en fase acuosa.
- Se asume el yacimiento como estratificado y sin conexión vertical entre sus capas.
- Modelo radial.
- Propiedades petrofísicas uniformes (isotrópico) para cada capa del yacimiento.
- Yacimiento volumétrico (Por cada barril inyectado se produce un barril en el fondo del pozo).
- La movilidad de los inyectados y los fluidos barridos es la misma.

El barrido areal de este modelo es calculado mediante la inclusión de la curva de producción ideal para un arreglo de cinco pozos, propuesta por Brigham ^[31]. La mayor modificación de este



modelo, fue la inclusión de los efectos de dilución por el gas producido y la expansión de los fluidos en el fondo del pozo productor a condiciones de superficie.

Tomando en cuenta lo comentado anteriormente, el resultado final al que llegó Wagner es representado mediante la siguiente ecuación:

$$C_B = \frac{\sum k_i h_i C_i}{\frac{RGA}{Bo + WOR} (n \sum k_i h_i - \sum k_i h_i f_i) + E \sum k_i h_i f_i} \dots (3.32)$$

Donde:

C_B = Concentración de trazador en el fondo del pozo a condiciones de superficie.

C_i = Concentración del trazador en el fondo del pozo.

k_i = Permeabilidad de la capa i en el yacimiento.

h_i = Espesor de la capa i en el yacimiento.

RGA = Relación gas-aceite.

Bo = Factor volumétrico del aceite.

WOR = Relación agua-aceite.

III.2.3 MODELO DE BALDWIN

D. E. Baldwin desarrolló un método para predecir los perfiles de concentración del trazador inyectados en forma de bache miscible para un arreglo de 5 pozos. Para la solución del modelo analítico, Baldwin dividió el arreglo en 5 sistemas radiales independientes aplicando una solución aproximada de la ecuación de dispersión para cada sistema separado [24].

Para probar el método, se llevó a cabo experimentos de laboratorio en modelos de cinco pozos, cuyas dimensiones eran $2\text{ ft} \times 2\text{ ft} \times 2\text{ in}$ en las direcciones “ i, j y k ” *respectivamente* conformados



por arenas de la Formación Berea y usando agua tritiada (HTO) como trazador, se inyectó en concentraciones iniciales de 0.7 y 10.2 % del volumen de poro.

Desarrolló del método de predicción de Baldwin se llevó a cabo en dos fases:

1. Construcción de un modelo radial, el cual simulara las características de flujo en un arreglo de cinco pozos.
2. Derivación de las ecuaciones que describen el fenómeno de dispersión en cada elemento radial simulado.

El desarrollo de la ecuación de dispersión (hidrodinámica) que describe las condiciones de flujo radial simulado, fue basado en la solución descrita por Lau y colaboradores [25]. La solución propuesta por Baldwin es la siguiente:

$$\frac{C}{C_o} = \frac{1}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{r^2 - \bar{r}_1^2}{2 \sqrt{\frac{4}{3\alpha(2r_2^3 - r^3)}}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{r^2 - \bar{r}_2^2}{2 \sqrt{\frac{4}{3\alpha(2r_2^3 - r^3)}}} \right) \right] \dots (3.33)$$

Donde:

$\bar{r}_1$ = Radio de avance detrás del frente de invasión.

$\bar{r}_2$ = Radio de avance delante del frente de invasión.

α = Coeficiente de dispersividad dinámica.

C = Concentración del trazador en un punto.

C_o = Concentración inicial inyectada.

erfc = Función de error.

III.2.4 MODELOS DE CAPACITANCIA O MODELO DE DOS REGIONES

Al realizar el análisis de las pruebas de trazadores resulta difícil interpretar los datos del flujo de estos en el medio poroso, generalmente se obtienen las curvas de respuesta del trazador como perfiles de concentración asimétricos, como se establece en el modelo de difusión, por lo que se observan anomalías asimétricas al inicio y final de la prueba. Con el objetivo de poder modificar este comportamiento gobernado por la difusión diversos autores consideraron el efecto de “retardamiento” en la irrupción del trazador, para esto dividieron al yacimiento en dos regiones de flujo:



1. Región de flujo continuo donde dominan los procesos de dispersión y advección en el transporte del trazador.
2. Región de flujo estancado donde dominan los procesos de difusión en el medio poroso.

De esta manera se llegó al establecimiento de los modelos capacitivos, los cuales permiten calcular las concentraciones de una manera más precisa, por ejemplo el modelo de Deans (1952), el cual sugiere la existencia de un volumen estancado en el medio poroso, conectado a un volumen móvil por algún tipo de resistencia que gobierna a la transferencia de masa entre ambas partes del sistema.

Los parámetros que ajusta el modelo de Deans son tres fundamentalmente:

1. El coeficiente de transferencia de masa en la región móvil.
2. Coeficiente de transferencia de masa en la región estancada.
3. El número de etapas en que se divide el proceso.

El modelo de capacitancia de Coats y Smith (1963) está basado en el modelo generalizado de Deans y se puede aplicar a los trazadores en cualquier fase (agua, aceite o gas). El modelo de capacitancia se usa para flujo en periodo transitorio, por lo tanto el flujo y las saturaciones pueden cambiar en cada paso del tiempo. El modelado matemático de estos autores se basa en dos principios:

1. La primera ecuación representa una zona gobernada por la ecuación clásica de convección-dispersión modificada por un término que representa la presencia de un volumen inmóvil.
2. La segunda ecuación muestra la transferencia de masa debido a la difusión entre regiones móviles e inmóviles.

De esta manera, el modelo de Coats y Smith se puede representar de manera resumida como [29]:

$$C = \frac{1}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{\sqrt{P_e}}{2} \frac{x-t}{\sqrt{t}} \right) + e^{P_e} \operatorname{erfc} \left(\frac{\sqrt{P_e}}{2} \frac{x+t}{\sqrt{t}} \right) \right] \dots (3.34)$$

Donde:

C = Concentración del trazador

erfc = Función error.

P_e = Numero de Péclet para la región móvil.



P_e^* = Numero de Péclet para la región inmóvil.

t = Tiempo de tránsito.

Si se desea modelar un proceso considerando el caso de adsorción lineal del trazador ($g(C) = 1 + a$) podemos extender el modelo de Coats y Smith con solo cambiar el término que relaciona al tiempo " t " por " $t = \frac{t}{1} + a$ ".

Cabe destacar que el simulador químico de la Universidad de Texas "UTCHEM™" utiliza como modelo de capacitancia al de Coats y Smith.

III.2.5 MODELO DE RAMIREZ

El modelo de Jetzabeth Ramírez representa una solución para pruebas de trazadores considerando flujo radial en un yacimiento naturalmente fracturado. Para el desarrollo de su modelo consideraron un cubo con matriz y fractura utilizando el método de Rosenbrock para la regresión no lineal. El medio naturalmente fracturado (Figura 3.14) es representado por las figuras 3.15 y 3.16, las cuales corresponden a la geometría de flujo comúnmente presentadas en este tipo de formaciones (1970)^[31].

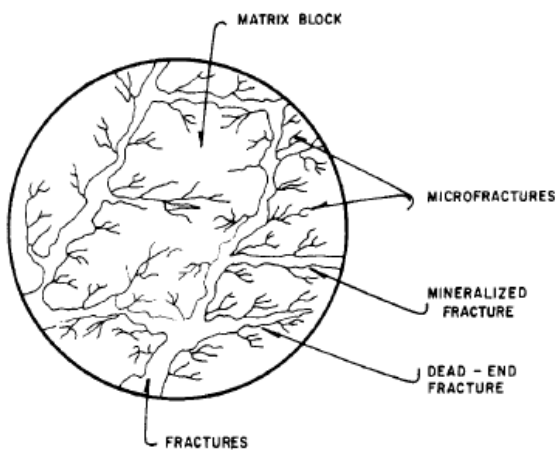


Figura 3.14 Yacimiento naturalmente fracturado.

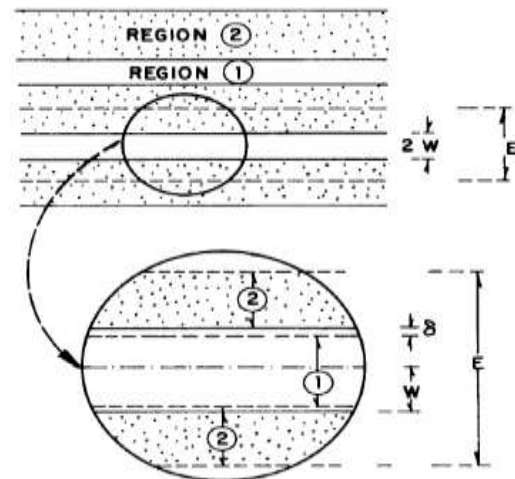


Figura 3.15 Fracturas verticales, modelo de flujo lineal.

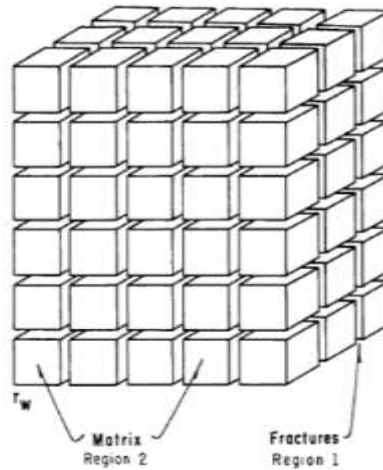


Figura 3.16 Modelo cubico de matriz-fractura propuesto por Ramírez.

Para el desarrollo de este modelo se hicieron las siguientes consideraciones:

- La densidad del trazador es constante.
- No existe un componente de velocidad en la dirección perpendicular al flujo.
- En la región móvil, el gradiente de concentración en la dirección transversal al flujo es considerado despreciable.
- El volumen en la sección móvil permanece constante.
- La adsorción toma importancia como la primera reacción química que ocurra.
- La transferencia de masa entre la fractura y la matriz está controlada por una capa de espesor infinitesimal.

En este modelo el transporte de masa toma lugar debido a los siguientes mecanismos de flujo:

- a) En la región móvil (fracturas): Dispersión hidrodinámica, es decir, a la suma conjunta de la difusión y la convección.
- b) En la región inmóvil: Los mecanismos que influyen en el transporte son la difusión y la adsorción del trazador en el medio poroso.

La solución de Ramírez para el flujo radial se representa mediante la siguiente ecuación:

$$C_{DI}(r_D, s) = \frac{1}{s} \exp\left(\frac{Y_d - Y_{wD}}{2}\right) \frac{Ai(\xi_r^{\frac{1}{3}} Y_D)}{Ai(\xi_r^{\frac{1}{3}} Y_{wD})} \dots (3.35)$$



III.2.6 MODELO DE LENDA Y ZUBER

Lenda y Zuber (1970) desarrollaron un modelo analítico para describir la dispersión de los trazadores mediante experimentos en aguas subterráneas. En su modelo analítico se presenta la solución para diversas geometrías de flujo en pruebas de trazadores con dos pozos y varios pozos [27].

Los experimentos se realizaron para una inyección puntual considerando un sistema infinito, de esta manera pudieron predecir las curvas de ruptura teóricas normalizando las gráficas, mediante este modelo es posible estimar la cantidad adecuada de trazador para la prueba, además nos permite encontrar el tiempo de tránsito apropiado y el coeficiente de dispersión de las curvas de ruptura.

Lenda y Zuber además, encontraron una solución gráfica para el flujo radial. Este modelo es aplicable para cualquier valor de número de Péclet (P_e). La comparación de la solución teórica propuesta por Lenda y Zuber con los experimentos de laboratorio demuestra que es aplicable para las pruebas de campo. Por ejemplo, para una prueba de campo, es necesario contar con el parámetro de la dispersión del trazador, por lo tanto, si se tienen los datos de dispersión de un laboratorio, teóricos o de campo, este modelo representa una buena aproximación de las concentraciones en los pozos productores. El modelo matemático es el siguiente:

$$C(x, t) = \frac{M}{Q} \frac{\pi}{\sqrt{4\pi D_x t^3}} \exp \left[-\frac{(x-vt)^2}{4D_x t} \right] \dots (3.36)$$

Donde:

M = Masa de trazador inyectada.

Q = Gasto de inyección.

Las soluciones analíticas que presentan Zenda y Luber se resolvieron para diferentes geometrías de flujo e inyección puntual de trazador. Su solución también se puede utilizar para encontrar el tiempo de tránsito apropiado y coeficiente de dispersión de las curvas de ruptura medidas. Para las soluciones analíticas aproximadas en flujo radial también se les da solución en forma gráfica.



A diferencia de las soluciones conocidas hasta el momento, todas las ecuaciones dadas en el documento son válidas para cualquier valor del parámetro adimensional de dispersión “ D / vx ”, donde D es el coeficiente de dispersión, v es la velocidad media de los poros, y x es la distancia entre el pozo inyector-productor, la comparación de las soluciones teóricas con varios experimentos bien conocidos muestra su aplicabilidad.

III.2.7 MODELO DE RAMÍREZ Y COATS

Este modelo describe el flujo del trazador en un medio poroso de dos sistemas distintos, el primer sistema es la fractura y se considera como un sistema dinámico donde se llevarán a cabo los procesos de dispersión y convección y el segundo sistema se considera como estático definido en por la matriz, donde los procesos que gobiernan la transferencia de masa serán la adsorción y la difusión.

Como se puede observar, este modelo es solo una ampliación de los modelos de Coats y Smith, así como el modelo de Ramírez, los cuales se basan en la teoría de flujo en dos regiones, sin embargo el modelo de Ramírez y Coats incluye el efecto de abatimiento radioactivo para un trazador de esa clase. Mediante la aplicación de este modelo es posible obtener los siguientes parámetros:

1. Porosidad $[\phi]$ de la fractura.
2. Tamaño y longitud de la fractura.
3. Velocidad de flujo en el medio poroso.
4. Coeficiente de difusión en el sistema matriz y fractura.

El modelo está definido por la siguiente ecuación:

$$C = \frac{1}{s} e^{\left(X_D P_{e1}/2\right)} \exp \left(-X_D \sqrt{\frac{P_{e1}^2}{4} + P_{e1} \left(S + \xi \sqrt{\frac{P_{e2}}{R} (S + \gamma)} \right)} \right) \dots (3.37)$$

Donde:

C =Concentración del soluto en la solución de la fractura.

P_{e1} =Número de Péclet en la región móvil.



Pe_2 = Número de Péclet en la región inmóvil.

S = Factor de daño, prueba de presión.

X_D = Parámetro de ajuste.

ξ = Parámetro de ajuste.

γ = Tipo de trazador radioactivo.

III.2.8 MODELO DE JENSEN & HORNE

Jensen & Horne (1983) crearon un modelo matemático modelar un yacimiento geotérmico naturalmente fracturado, localizado en Nueva Zelanda. Para el desarrollo de su modelo, decidieron enfatizar en el dominio que tiene la fractura en la transferencia de masa y la permeabilidad relativa del medio poroso^[32].

Las consideraciones que hicieron para el desarrollo de su modelo son las siguientes:

1. Difusión y adsorción en la matriz
2. Convección en la fractura.
3. Balance de materia

El modelo se representa mediante la siguiente ecuación:

$$C = \frac{C_f Q}{M} = \frac{E \alpha_1 \alpha_e}{\sqrt{\pi(\alpha_2 t - 1)^{1.5}}} \exp\left(\frac{\alpha_1^2}{\alpha_2 t - 1}\right) \dots (3.38)$$

Donde:

C = Concentración inicial del trazador.

C_f = Concentración del trazador en la fractura.

Q = Gasto volumétrico de inyección.

M = Masa total inyectada.

α_1 = Radiación Alfa $[\alpha]$

α_2 = Radiación Beta $[\beta]$; $\beta = 1/twR$



CAPITULO IV "FUNDAMENTOS DE LA SIMULACIÓN"

IV.1 "PROPIEDADES FUNDAMENTALES DEL MEDIO POROSO"

El material del cual se compone la roca de un yacimiento puede variar, desde una formación no consolidada, hasta una formación consolidada o fracturada naturalmente. El conocimiento de las propiedades físicas y químicas de la roca, además de la interacción existente entre el sistema roca-fluido es esencial para poder entender el comportamiento del yacimiento.

Las propiedades petrofísicas pueden ser obtenidas de pruebas de núcleos en el laboratorio, así como pruebas de presión, registros geofísicos, etc. Con respecto al análisis de núcleos en laboratorio, existen dos tipos de pruebas llevadas a cabo en laboratorio, las cuales son:

- Pruebas de rutina: estas pruebas son las más sencillas y comunes que se llevan a cabo en los núcleos, y su objetivo principal es obtener las siguientes propiedades fundamentales de un yacimiento:
 - ✓ Porosidad
 - ✓ Permeabilidad
 - ✓ Saturación de los fluidos
- Pruebas especiales: estas pruebas están enfocadas en determinar propiedades del sistema roca-fluido, las cuales, influyen de manera importante en los procesos de recuperación de hidrocarburos (*Ilámese Recuperación Primaria, Secundaria o Mejorada*).

Las principales propiedades son:

- ✓ Presión capilar
- ✓ Presión de poro
- ✓ Permeabilidad relativa
- ✓ Mojabilidad
- ✓ Tensión interfacial y superficial



IV.1.1 POROSIDAD

La porosidad de una roca, se define como la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos (*Volumen de poro*) de una roca con respecto al volumen total de la roca. Está a menudo se expresa en porcentaje, al multiplicar por cien la siguiente relación [8]:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \dots (4.1)$$

Donde:

ϕ = Porosidad

V_p = Volumen de poro

V_r = Volumen total de la roca

Como los sedimentos son depositados a distintas velocidades, algunos poros en la roca son aislados de los demás poros por la excesiva cementación. Así, muchos poros son interconectados entre sí, mientras que otros quedan aislados. Esto nos lleva a clasificar a la porosidad de la siguiente manera:

1. Porosidad absoluta
2. Porosidad efectiva

IV.1.1.1 POROSIDAD ABSOLUTA

La porosidad absoluta se define como la relación del total de volumen de poro con respecto al volumen total de la roca. Dicho de otras palabras, el volumen total de poros es el volumen de poros interconectados más el volumen de poros aislados, todo esto entre el volumen total de la roca.

$$\phi_a = \frac{V_{p_{int}} + V_{p_{ais}}}{V_r} \dots (4.2)$$

O bien:

$$\phi_a = \frac{V_r - V_{granos}}{V_r} \dots (4.3)$$



Donde:

ϕ_a = Porosidad absoluta.

Vp_{int} = Volumen de poros interconectados.

Vp_{ais} = Volumen de poros no conectados.

Vr = Volumen total de la roca.

V_{granos} = Volumen de granos.

IV.1.1.2 POROSIDAD EFECTIVA

La porosidad efectiva es el porcentaje de poros interconectados con respecto al volumen total de la roca, se expresa de la siguiente manera:

$$\phi_{ef} = \frac{Vp_{int}}{Vr} \dots (4.4)$$

Donde:

ϕ_{ef} = Porosidad efectiva.

Vp_{int} = Volumen de poros interconectados.

Vr = Volumen total de la roca.

IV.1.2 SATURACIÓN

La saturación es definida como la fracción, o porcentaje, de volumen de poro ocupado por un fluido en particular (aceite, agua o gas). Esta propiedad se representa mediante la siguiente relación [20]:

$$S = \frac{V_f}{V_p} \dots (4.5)$$

Donde:

S = Saturación



V_f = Volumen del fluido

V_p = Volumen de poro

Aplicando la anterior relación para cada fluido en el yacimiento tenemos que:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \dots (4.6)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \dots (4.7)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \dots (4.8)$$

Donde, los subíndices “o, w y g” denotan al aceite, agua y gas respectivamente. Por lo tanto, todos los valores de saturación de basan en el volumen de poros y no el volumen de roca del yacimiento.

La saturación de cada fase individual varía desde cero hasta el 100% del volumen de poro. Entonces, por definición, la suma de las saturaciones de todos los fluidos es 100%, por lo tanto:

$$S_o + S_w + S_g = 1.0 \dots (4.9)$$

IV.1.2.1 SATURACIÓN CRÍTICA (S_{xc})

La saturación critica, se define como la saturación mínima que requiere una fase para que pueda moverse en el medio poroso, es decir, corresponde a la máxima saturación a la cual la permeabilidad relativa de dicha fase es cero.

IV.1.2.2 SATURACIÓN RESIDUAL DE ACEITE (S_{or})

Durante de un proceso de recuperación secundaria en el yacimiento, existirá una saturación de aceite después del desplazamiento de los fluidos. Dicha saturación que se preserva en la zona barrida del medio poroso, es conocida como saturación residual.



IV.1.2.3 SATURACIÓN REMANENTE

Esta saturación es aquella que se determina después de que se ha estado produciendo durante un periodo de tiempo. A diferencia de la saturación residual, esta saturación aun representa una fase móvil de los fluidos.

IV.1.2.4 SATURACIÓN DE ACEITE MÓVIL (S_{om})

Esta saturación es definida como la fracción del volumen poroso ocupada por aceite móvil, es expresada mediante la siguiente ecuación:

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc} \dots (4.10)$$

Donde:

S_{wc} = Saturación de agua connata

S_{oc} = Saturación crítica de aceite

IV.1.2.5 SATURACIÓN DE AGUA CONNATA (S_{wc})

Es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento de su descubrimiento, la cual se considera como el remanente de agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando estos migraron al yacimiento.

IV.1.3 MOJABILIDAD

La mojabilidad es la tendencia de un fluido en presencia de otro inmiscible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida. Los compuestos orgánicos del aceite reaccionan con la superficie del medio poroso, convirtiéndola en mojable por aceite ^[20].

Este concepto puede observarse en la Figura 4.1, pequeñas gotas de mercurio, aceite y agua son puestas en un portaobjetos. Se observa que el mercurio retiene una forma esférica de la

gota, el aceite una forma semiesférica mientras que el agua tiende a esparcirse en la superficie del portaobjetos.

La tendencia de la mojabilidad hacia un sistema se puede expresar con base al ángulo de contacto entre la superficie y el fluido; para los medios porosos se definen los sistemas de mojabilidad de la siguiente manera:

- Sistema mojado por aceite: $\theta > 90^\circ$
- Sistema mojado por agua: $\theta < 90^\circ$

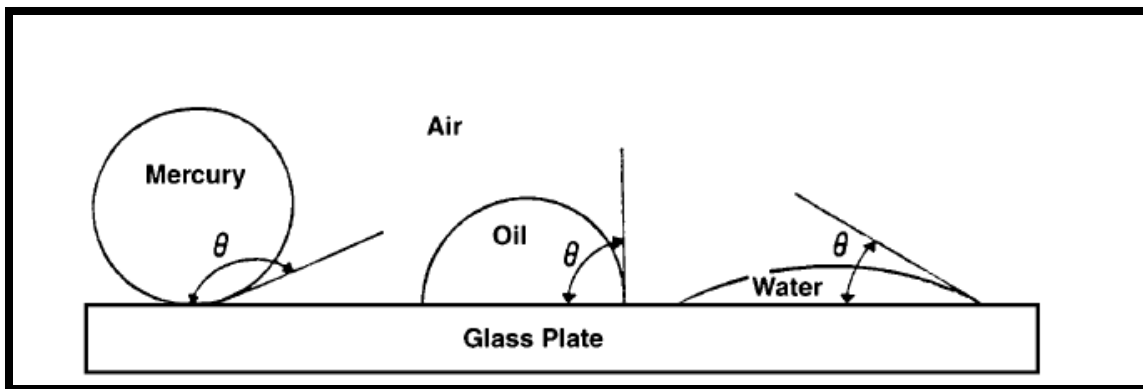


Figura4.1. Ilustración de la mojabilidad.

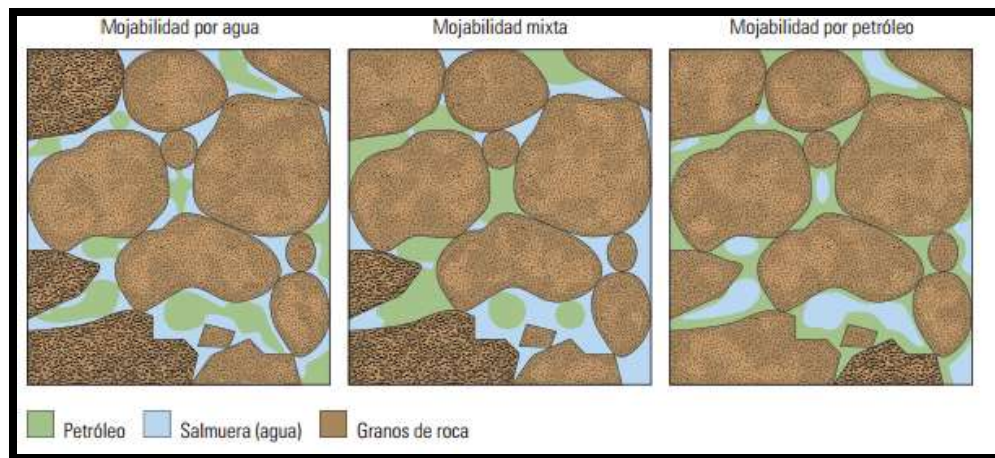


Figura 4.2. Mojabilidad en los poros. En la figura de la izquierda se observa un medio poroso mojado por agua, en la figura de en medio un sistema de mojabilidad mixta y en la figura de la derecha un medio poroso mojado por aceite. Tomada del artículo "Fundamentos de la Mojabilidad" SLB.



IV.1.4 DRENE E IMBIBICIÓN

Llamaremos drene a la disminución de la fase mojannte e imbibición al aumento de la fase mojannte. Experimentalmente se demostró, que θ es mayor cuando la fase mojannte avanza sobre la roca que cuando se retira (histéresis). En un proceso de inyección, las presiones capilares medidas no son las mismas dado un proceso de imbibición que uno de drenaje, esto es debido a que el camino termodinámico es aleatorio y por tanto, diferente. Tal diferencia entre los valores de presión capilar se conoce como Histéresis.

IV.1.5 TENSIÓN INTERFACIAL Y TENSIÓN SUPERFICIAL

La interfase que separa a dos fases, la conforma una región cuya solubilidad es limitada, esta región puede ser visualizada como una barrera que se forma debido a las fuerzas atractivas entre las moléculas.

La tensión superficial es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase. Se define como *la energía disponible para incrementar el área de la interfase en una unidad* [20].

Cuando dos fluidos están en contacto, hay contacto entre diferentes moléculas, estas diferencias conforman una atracción desigual entre sí, originando una superficie de energía libre o unidad de área que se llama tensión interfacial. Dicho en otras palabras, se define como la unidad de fuerza entre la unidad de longitud.

La tensión interfacial " σ ", es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles, otra definición aceptada es que la tensión interfacial representa la energía de Gibbs por unidad de área de interfaz a temperatura y presión fijas, desde otro punto de vista, se considera a la tensión interfacial como una medida indirecta de la solubilidad, dicho esto se deduce que a medida de que la tensión interfacial baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad.

En cuanto a los valores de la tensión interfacial entre el aceite y el agua (σ_{ow}), esta tensión oscila entre 10 y 30 *dinas/cm*.

La tensión superficial para el medio poroso es posible calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma^{\frac{1}{4}} = \frac{P}{PM} (\rho_L - \rho_{vap}) \dots (4.11)$$

Donde:



σ = Tensión superficial [*dinas/cm*].

ρ = Densidad del fluido [*gr/cm³*].

P = Parámetro adimensional característico de cada componente, y esta dado por:

$$P = 40 + 2.38 * PM_{liq}$$

IV.1.6 PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar (*Figura 4.3*) en un yacimiento, es el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales del sistema roca-fluido, el tamaño y geometría de poro, además de la mojabilidad del sistema, esta propiedad se define como la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la roca, en otras palabras la presión capilar es la diferencia de presiones entre el fluido de la fase no mojante y la fase mojante.

En un medio poroso, se observa que las fuerzas inducidas por la mojabilidad del sistema con uno de los fluidos se extienden en toda la interfase, causando diferencias de presión entre los dos fluidos a través de la interfase.

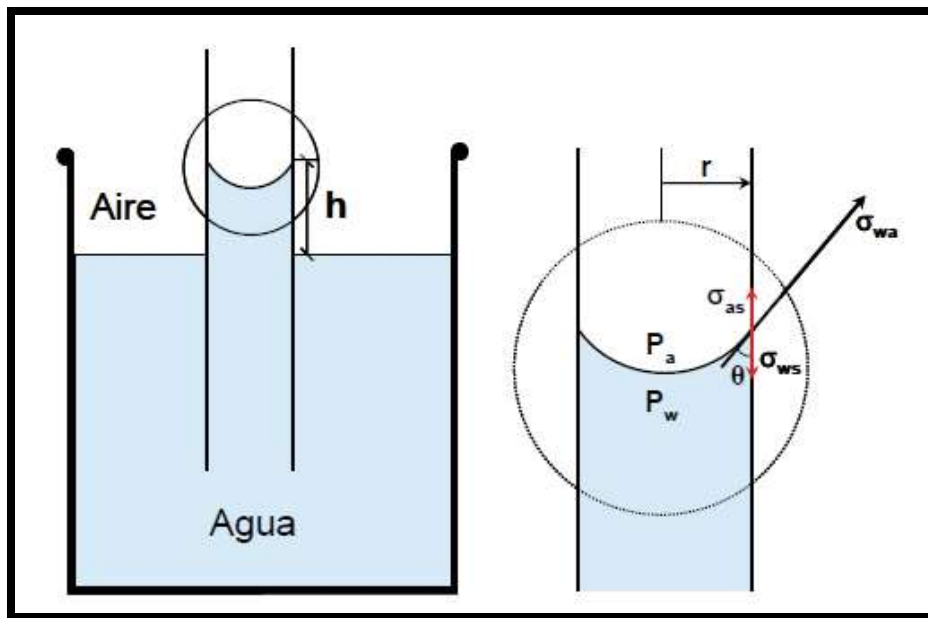


Figura 4.3 Balance de fuerzas en un elemento capilar.



Aplicando un balance de fuerzas tenemos que:

$$2\pi A_T = \pi r^2 h \rho_w g \dots (4.12)$$

También se tiene por definición que:

$$P_c = P_a - P_w = \rho_w g h \dots (4.13)$$

Donde:

P_c = Presión capilar

P_a = Presión del aire

P_w = Presión del agua

Nótese que:

$$\pi^2 P_c = \pi r^2 h \rho_w g = 2\pi r A_r \dots (4.14)$$

Para dos fluidos inmiscibles que tienen un valor de tensión interfacial σ , confinados en un poro de sección circular de radio " r ", la presión capilar está dada por:

$$P_c = \frac{2A_r}{r} = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \dots (4.15)$$

En donde θ es el ángulo de contacto que es medido a través de la fase mojante, que hace la interfase con la superficie del poro.

IV.1.6.1 NUMERO CAPILAR

El número capilar es un grupo adimensional que representa la relación de las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares. Está representado por la siguiente ecuación:



$$N_{ca} = \frac{\text{Fuerzas Viscosas}}{\text{Fuerzas Capilares}} = \frac{v\mu_w}{\sigma_{ow}\cos\theta} \dots (4.16)$$

Y puede generalizarse como:

$$N_{ca} = \frac{u\mu_w}{\sigma_{ow}} \dots (4.17)$$

IV.1.7 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso, y se define como la capacidad que tiene este mismo para permitir el flujo de fluidos a través de él. La unidad de permeabilidad es el Darcy, esta unidad indica la permeabilidad de un medio poroso si a través de él fluye un solo fluido de 1 cP de viscosidad, a un gasto de 1 cm³/seg, a través de un área de 1 cm² y con un gradiente de presión de 1 atm/cm.

En los estudios de yacimiento se consideran varios tipos de permeabilidades, siendo cinco de ellos los siguientes:

- Permeabilidad absoluta.
- Permeabilidad a un fluido.
- Permeabilidad al líquido.
- Permeabilidad efectiva a un fluido.
- Permeabilidad relativa a un fluido.

IV.1.7.1 PERMEABILIDAD ABSOLUTA (k_a)

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el medio poroso, comúnmente el fluido de prueba es aire o agua. Esta propiedad depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.

IV.1.7.2 PERMEABILIDAD A UN FLUIDO (k_f)

Esta permeabilidad indica la facilidad con que un fluido podrá moverse a través de un medio poroso cuando está saturado al 100% por dicho fluido. En un yacimiento petrolero se tienen



sistemas trifásicos, por lo que existirán permeabilidades al agua (k_w), aceite (k_o) y al gas (k_g), sin embargo estas permeabilidades solo se pueden obtener en pruebas de laboratorio, a excepción de la permeabilidad al agua, la cual si se puede estimar en el campo.

$$k_f = \frac{\bar{q}_f \mu_f L}{A \Delta P} \dots (4.18)$$

Donde:

k_f = Permeabilidad al fluido [Darcy].

$\bar{q}_f$ = Gasto del fluido a condiciones medias de flujo [cm^3/s].

μ_f = Viscosidad del fluido [cp].

L = Longitud de la muestra [cm].

ΔP = Gradiente de presión [atm/cm].

A = Área de la sección transversal [cm^2].

IV.1.7.3 PERMEABILIDAD AL LÍQUIDO (k_L)

Es la permeabilidad de un medio poroso obtenida con el método de Klinkenberg, y está dada por la siguiente ecuación:

$$k_L = k_g - m \frac{1}{P_m} \dots (4.19)$$

Donde:

k_L = Permeabilidad al líquido.

k_g = Permeabilidad al gas.

m = Pendiente de la grafica de $\frac{1}{P_m}$ vs k_g .

P_m = Presión media de flujo.

El valor de k_L es similar al de k_a .



IV.1.7.4 PERMEABILIDAD EFECTIVA A UN FLUIDO (k_{ef})

La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a dicho fluido cuando su saturación es menor del 100%.

$$k_f = \frac{\bar{q}_f \mu_f L}{A \Delta P}, \text{ si } S_f < 100\% \dots (4.20)$$

IV.1.7.5 PERMEABILIDAD RELATIVA A UN FLUIDO (k_{rf})

Es la relación de la permeabilidad efectiva a tal fluido entre la permeabilidad absoluta o la permeabilidad al líquido del medio poroso, la permeabilidad relativa depende de las características del medio poroso, las propiedades de los fluidos que saturan al medio poroso y el grado de saturación.

$$k_{rf} = \frac{k_{ef}}{k_a} \dots (4.21)$$

Se tiene permeabilidad relativa al gas, al aceite y al agua:

$$k_{rg} = \frac{k_{eg}}{k_a} \dots (4.22)$$

$$k_{ro} = \frac{k_{eo}}{k_a} \dots (4.23)$$

$$k_{rw} = \frac{k_{ew}}{k_a} \dots (4.24)$$

La permeabilidad relativa se expresa en por ciento o fracción de la permeabilidad absoluta y es muy común que se represente en función de la saturación de algún fluido (comúnmente agua). En la Figura 4.4 se muestra una gráfica de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite; k_{rw}/k_{ro} vs S_w .

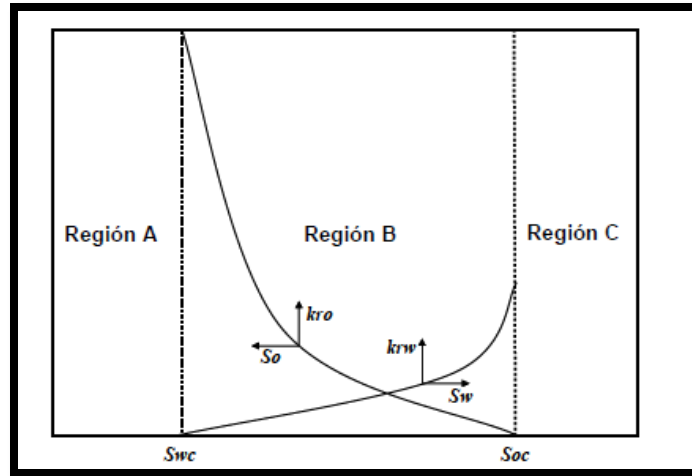


Figura 4.4. Gráfica de permeabilidad relativa al aceite y al agua

Donde:

- Región A: Solo la fase oleosa puede fluir en el medio poroso debido a que no se ha alcanzado la saturación crítica del agua $S_w \leq S_{wc}$.
- Región B: Puede fluir simultáneamente ambas fases.
- Región C: Solo fluirá agua porque se tiene que $S_o \leq S_{oc}$.

Los factores que afectan la permeabilidad relativa son:

- Saturación de los fluidos.
- Geometría y distribución del espacio poroso.
- Mojabilidad.
- Historia de saturación.

De las curvas de permeabilidad relativa se puede estimar la preferencia del medio poroso a ser mojado por agua o por aceite. Basados en las reglas de la mano derecha de Craig (1971) en su artículo "The reservoir engineering aspect of waterflooding" se tienen las siguientes reglas:

Observación experimental	Mojado al agua	Mojado al aceite
Saturación de agua irreductible	Generalmente mayor de 20-25 % del volumen poroso.	Generalmente menor del 15% del volumen poroso.



Saturación de agua a $K_{rw}=K_{ro}$ (cruce de las curvas)	Mayor al 50% del volumen poroso.	Menor del 50% del volumen poroso.
Permeabilidad relativa al agua a la $S_{w_{max}}$	Generalmente menor del 50% de volumen poroso.	Generalmente entre el 50-70 del volumen poroso.

Tabla 4.1. Reglas de Craig para determinar la mojabilidad del medio poroso con base a las curvas de permeabilidad relativa.

IV.2 ECUACIONES DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS

Para obtener la ecuación general que describe el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso, se toman en cuenta de las siguientes leyes y principios físicos:

- Ecuación de continuidad (conservación de masa).
- Conservación de energía.
- Ecuación de transporte.
- Ley de Darcy (conservación de momento).
- Ecuación de estado (EDE).

Dado que el proceso de flujo de fluidos a través del medio poroso se considera a temperatura constante, la ecuación de energía no es considerada en el análisis, además los tres primeros principios, leyes o ecuaciones se les conoce como leyes de continuidad. Cada una de ellas establece que cualquier propiedad de la naturaleza no puede ser creada ni destruida.

La ley de conservación de masa establece:

$$(masa\ en\ la\ entrada) - (masa\ en\ la\ salida) \pm termino\ fuente\ o\ sumidero = (acumulación)$$

La ley de conservación de momento es una expresión de la segunda ley de Newton, se establece en la teoría de flujo de fluidos a través de medios poroso que ésta y la ecuación de transporte, se relacionan por medio de una sola ecuación empírica: la ley de Darcy. La ecuación de estado establece la relación de la densidad de un fluido como una función de la presión y la temperatura.



Según *Crichlow, 1977*, el proceso para la derivación de las ecuaciones es básicamente el siguiente:

1. Se selecciona un volumen elemental representativo, de acuerdo a la geometría de flujo del problema de interés
2. Se escriben todos los gastos que entran y salen del volumen elemental en un periodo fijo, siguiendo una cierta convención de signos.
3. Se establece un balance de masa dentro del volumen elemental.
4. Tomar el límite de tal forma que tanto el volumen elemental como el intervalo de tiempo, tiendan a una dimensión infinitesimal.
5. El resultado es la ecuación buscada.

IV.2.1 POTENCIAL DEL FLUIDO

El potencial de un fluido se puede definir como el trabajo requerido para transportar una cantidad de masa de un fluido desde un estado a presión atmosférica y cero elevaciones (nivel de referencia absoluto) a un punto diferente. De esta manera se define el potencial de un fluido como [22]:

$$h_f = \frac{P}{\gamma} + D \dots (4.25)$$

Donde:

h_f = Potencial del fluido

γ = Peso específico del fluido

D = Distancia

P = Presión

Multiplicando la ecuación (4.25) por su peso específico obtenemos la siguiente expresión:

$$\gamma h_f = P + \gamma D \dots (4.26)$$



El término (γh_f) tiene dimensiones de presión y es frecuentemente referido como potencial del fluido 'Φ', es decir:

$$\Phi = P + \gamma D \dots (4.27)$$

En Ciencias de la Tierra, generalmente se usa otro nivel de referencia, además del nivel de referencia absoluto. Este nuevo nivel arbitrario puede ser el nivel del mar, la cima del yacimiento, el nivel de la mesa rotatoria, etc.

En el flujo de fluidos en el medio poroso, los gastos son dependientes del gradiente de potencial en lugar de gradientes absolutos; por lo tanto el nivel de referencia seleccionado puede ser arbitrario.

Para poder demostrar esto se hace un análisis en la Figura 4.5:

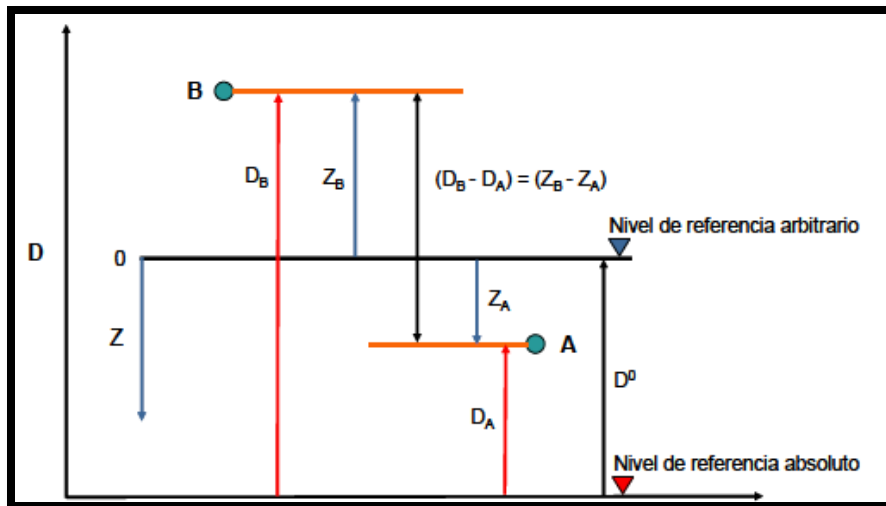


Figura 4.5. Potencial del fluido. Apuntes de SNY del Dr. Víctor Arana y colaboradores [22].

El cálculo del potencial entre el punto A y el punto B es el siguiente:

Caso 1. Nivel de referencia absoluto.

El potencial para el punto A es:

$$\Phi_A = P_A + \gamma D_A \dots (4.28)$$



El potencial para el punto B es:

$$\Phi_B = P_B + \gamma D_B \dots (4.29)$$

Entonces:

$$\Phi_A - \Phi_B = (P_A - P_B) + \gamma(D_A - D_B) \dots (4.30)$$

A partir de la Figura 4.5 se tiene que:

$$(D_A - D_B) = (Z_A - Z_B) \dots (4.31)$$

Sustituyendo la Ec. (4.25) en la Ec. (4.31) se tiene:

$$\Phi_A - \Phi_B = (P_A - P_B) + \gamma(Z_A - Z_B) \dots (4.32)$$

Caso 2. Nivel arbitrario.

El potencial para el punto A es:

$$\Phi_A = P_A + \gamma Z_A \dots (4.33)$$

El potencial en el nivel arbitrario Φ^0 , es igual a:

$$\Phi^0 = P^0 + \gamma(0) \dots (4.34)$$

Entonces:

$$\Phi_A - \Phi^0 = (P_A - P^0) + \gamma(Z_A - 0) \dots (4.35)$$



Para el punto B, se tiene que:

$$\Phi_B - \Phi^0 = (P_B - P^0) + \gamma(Z_B - 0)...(4.36)$$

Entonces substrayendo se tiene que:

$$\Phi_A - \Phi_B = (P_A - P_B) + \gamma(Z_A - Z_B)...(4.37)$$

Las Ec. (4.37) y (4.32) son idénticas, por lo tanto el potencial de cualquier punto arbitrario considerando el nivel arbitrario es:

$$\Phi - \Phi^0 = (P - P^0) + \gamma(Z_B)...(4.38)$$

El gradiente del potencial se obtiene diferenciando la Ec. (4.38), y expresándolo en forma general:

$$\vec{\nabla}\Phi = \vec{\nabla}P_f - \gamma\vec{\nabla}Z...(4.39)$$

Donde Z es positiva hacia abajo, y la f denota el fluido f = aceite(o), gas (g) y agua (w).

IV.2.2 LEY DE DARCY

La ley fundamental del movimiento de fluidos en el medio poroso es la “Ley de Darcy”. La expresión matemática desarrollada por Henry Darcy en 1856 establece que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso, es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

Para un sistema linear-horizontal, esta relación está dada por:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}...(4.40)$$

En la relación anterior “ v ” es la velocidad aparente en centímetros por segundos cuadrados y es igual a q/A , donde “ q ” es el gasto volumétrico en centímetros cúbicos por segundo y “ A ” es el área de la sección transversal al flujo (donde “ A ” incluye el área de la roca y el área de los canales de poro). La viscosidad del fluido “ μ ” es expresada en centipoise, y dp/dx es el



gradiente de presiones cuyas unidades son atmosferas por centímetro. La constante de proporcionalidad " k ", es la permeabilidad de la roca en unidades Darcy.

El signo negativo de la ecuación se debe a que el gradiente de presión es negativo en la dirección del flujo, si " x " es medido en la dirección del flujo, " p " decrece cuando " x " crece, como se muestra en la Figura 4.6:

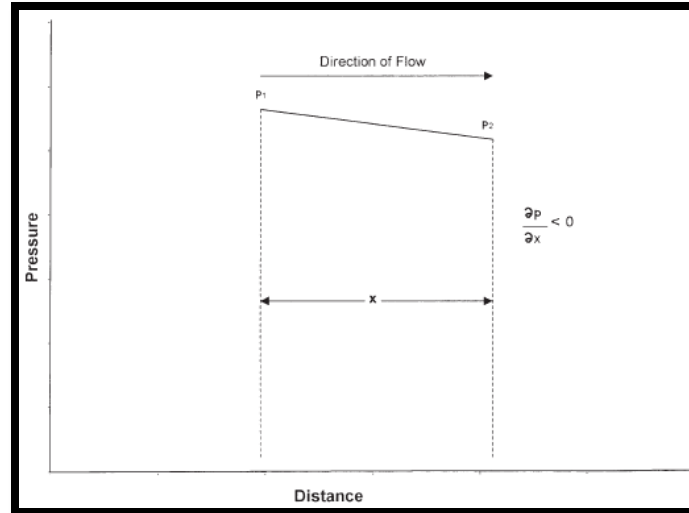


Figura 4.6. Presión vs Distancia para flujo lineal.

La ley de Darcy solo se aplica cuando existen las siguientes condiciones:

- Flujo laminar.
- Estado estacionario de presión.
- Fluidos incompresibles.
- Medio poroso homogéneo.

Para flujo turbulento, el gradiente de presiones incrementa a tal grado que se necesita realizar una modificación a la ecuación de Darcy.

IV.2.3 ECUACIÓN DE CONTINUIDAD

La ecuación de continuidad es una expresión matemática del principio de conservación de masa o balance de materia que cuenta la masa de los fluidos producidos, inyectados, o remanentes en el yacimiento.

La derivación de la ecuación de continuidad se realiza utilizando el volumen de control de la Figura 4.7, considerando coordenadas cartesianas y flujo laminar a través del medio poroso, además de representar la velocidad mediante la ecuación de Darcy.

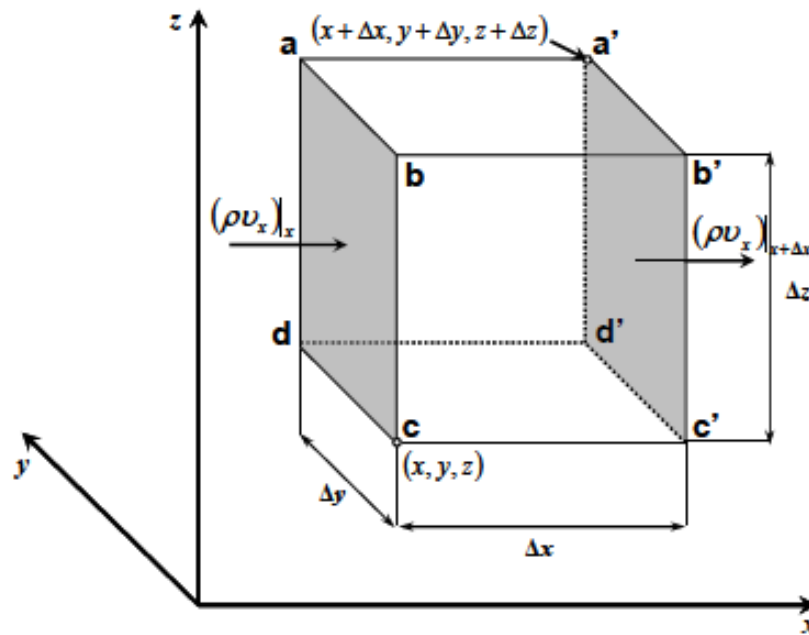


Figura 4.7. Volumen de control elemental

Si v_x , v_y y v_z son las componentes de la velocidad en sus coordenadas respectivas, y ρ_p es la densidad del fluido entrando a través del área transversal $(abcd)$ del volumen de control.

Entonces el gasto másico por unidad de área, $\tilde{m}$ esta dado por:

$$\tilde{m}_x = (\rho v)_x \dots (4.41)$$

El gasto másico a la salida por la cara $(abcd)'$ es:



$$\tilde{m}_{x+\Delta x} = (\rho v)_{x+\Delta x} \dots (4.42)$$

Si "S" es la saturación del fluido en el medio poroso, y " ϕV_b " el volumen poroso en el volumen de control, entonces la masa en el volumen de control es:

$$m = S\rho\phi V_b \dots (4.43)$$

Por lo tanto, el cambio de masa con respecto al tiempo será:

$$\frac{[(S\rho\phi)_{t+\Delta t} - (S\rho\phi)_t]V_b}{\Delta t} \dots (4.44)$$

El principio de conservación de masa se expresa como:

$$(masa \text{ en la entrada }) - (masa \text{ en la salida }) = (acumulación) \dots (4.45)$$

Substituyendo las Ec. (4.41-4.13) en la Ec. (4.45) se tiene lo siguiente:

$$(mA)_x - (\tilde{m}A)_{x+\Delta x} = \frac{[(S\rho\phi)_{t+\Delta t} - (S\rho\phi)_t]V_b}{\Delta t} \dots (4.46)$$

Considerando la masa que se puede inyectar o producir del volumen de control (elemento fuente/sumidero) por unidad de tiempo, q_m y reordenando, ej. dividiendo y multiplicando el primer término por Δx , se tiene lo siguiente:

$$\frac{[(\tilde{m}A)_x - (\tilde{m}A)_{x+\Delta x}]V_b}{\Delta x} \pm q_m = \frac{[(S\rho\phi)_{t+\Delta t} - (S\rho\phi)_t]V_b}{\Delta t} \dots (4.47)$$

Substituyendo en la Ec. (4.41) y tomando límites cuando Δx y Δt tienden a cero, se tiene la siguiente expresión:



$$\frac{\partial(\rho v)_x}{\partial x} \Delta x \pm q_m = -V_b \frac{\partial(\phi S \rho)}{\partial t} \dots (4.48)$$

Reescribiendo la Ec. (4.48) , si A_x es independiente de x , entonces $V_b = A_x \Delta x$;

$$\frac{\partial(\rho v)_x}{\partial x} \pm \frac{q_m}{V_b} = -\frac{\partial(\phi S \rho)}{\partial t} \dots (4.49)$$

La Ec. (4.49) se denomina como la ecuación de continuidad, analógicamente para las direcciones y & z :

$$\frac{\partial(\rho v)_x}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)_y}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v)_z}{\partial z} \pm \frac{q_m}{V_b} = -\frac{\partial(\phi S \rho)}{\partial t} \dots (4.50)$$

Ahora, usando la notación del operador nabla se obtiene la siguiente expresión:

$$\vec{\nabla} \cdot (\rho \vec{v}) \pm \tilde{q}_m = -\frac{\partial(\phi S \rho)}{\partial t} \dots (4.51)$$

Donde: $\tilde{q}_m = \frac{q_m}{V_b}$ representa el gasto másico de fluido extraído por unidad de volumen de roca, además la Ec (4.51) se lee como “La divergencia de ρv (flujo másico)”.

Por definición, el operador Nabla (divergencia) para diferentes geometrías es (Tabla 4.2):

Coordenadas cartesianas	$\nabla F = \left(\frac{\partial F_x}{\partial x} \right) + \left(\frac{\partial F_y}{\partial y} \right) + \left(\frac{\partial F_z}{\partial z} \right)$
Coordenadas cilíndricas	$\nabla F = \frac{1}{r} \frac{\partial r}{\partial r} (r^2 F_r) + \frac{1}{r} \frac{\partial F_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial F_z}{\partial z}$
Coordenadas esféricas	$\nabla F = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r^2 \cdot F_r) + \frac{1}{r \sin \theta} \frac{\partial}{\partial \theta} (\sin \theta \cdot F_\theta) + \frac{1}{r \sin \theta} \left(\frac{\partial F_\phi}{\partial \phi} \right)$

Tabla 4.2. Operador Nabla para diferentes geometrías.



IV.2.4 ECUACIÓN DE MOMENTO: LEY DE DARCY

Esta ecuación parte de la ley de Darcy para flujo multifásico, la cual relaciona la velocidad y el potencial de un fluido:

$$\vec{V}_p = -\frac{kk_{rf}}{\mu_f} (\vec{\nabla} p_f - \gamma_f \vec{\nabla} D) \dots (4.52)$$

Donde f significa la fase, $f = o, g, w$. Substituyendo la Ec. (4.52) en la Ec. (4.51):

$$\vec{\nabla} \cdot \left(-\frac{kk_{rf}}{\mu_f} (\vec{\nabla} p_f - \gamma_f \vec{\nabla} D) \right) \pm \tilde{q}_{mf} = -\frac{\partial(\phi S_f \rho_f)}{\partial t} \dots (4.53)$$

Donde:

$$\tilde{q}_{mf} \left[\frac{m}{tL^3} \right] = \frac{q_{mf} \left[\frac{m}{t} \right]}{V_b [L^3]} \dots (4.54)$$

Y:

$$q_{mf} \left[\frac{m}{t} \right] = q_{f,sc} \left[\frac{L^3}{t} \right] \rho_{f,sc} \left[\frac{m}{L^3} \right] \dots (4.55)$$

La Ec. (4.58) es la ecuación generalizada de flujo de fluidos a través de un medio poroso.

Si se considera solo flujo monofásico de cualquier fase " f ", $S_f = 1$ y $k_{rf} = 1.0$, entonces la Ec. (4.53) se puede reescribir como:

$$\vec{\nabla} \cdot \left(-\frac{k\rho}{\mu} (\vec{\nabla} P - \gamma \vec{\nabla} D) \right) \pm \tilde{q}_{mf} = -\frac{\partial(\phi \rho_f)}{\partial t} \dots (4.56)$$



IV.2.5 ECUACIÓN DE ESTADO

Las ecuaciones de estado (E.D.E) reflejan la relación de la densidad del fluido con respecto a la presión, volumen y temperatura del sistema. Cualquier ecuación de estado puede representarse analíticamente por una función:

$$F(PRESION, DENSIDAD, TEMPERATURA) = 0$$

Debido a esto, la ecuación de estado tendrá variaciones dependiendo del o los fluidos presentes en el sistema de estudio.

El yacimiento es considerado como un medio isotérmico, por tal motivo las ecuaciones de estado están expresadas sólo en función de la presión. Primero consideremos el caso donde el fluido es líquido, recordemos que la ecuación general de la compresibilidad se establece como:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \dots (4.57)$$

A partir de la Ec. (4.47) obtendremos una ecuación que relacione la densidad del fluido con su compresibilidad, para ello utilizaremos la definición de la densidad:

$$\rho = \frac{m}{V} \Rightarrow V = \frac{m}{\rho} \dots (4.58)$$

Derivando la Ec. (4.58) con respecto a la presión:

$$\frac{\partial V}{\partial P} = \frac{\rho \frac{\partial m}{\partial P} - m \frac{\partial \rho}{\partial P}}{\rho^2} \dots (4.59)$$

Sustituyendo las Ec.(4.58) y Ec. (4.59) en la Ec. (4.57):

$$c = -\frac{1}{\left(\frac{m}{\rho}\right)} \left(\frac{\rho \frac{\partial m}{\partial P} - m \frac{\partial \rho}{\partial P}}{\rho^2} \right) = -\frac{\rho}{m} \left(\frac{\rho \frac{\partial m}{\partial P} - m \frac{\partial \rho}{\partial P}}{\rho^2} \right) \dots (4.60)$$



Tomando en cuenta que $\frac{\partial m}{\partial p} = 0$, entonces:

$$c = -\frac{\rho}{m} \left(\frac{-m \frac{\partial \rho}{\partial P}}{\rho^2} \right) = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \dots (4.61)$$

Integrando la Ec. (4.61):

$$\int_{P_o}^P c \partial P = \int_{\rho_o}^{\rho} \frac{\partial \rho}{\rho} \dots (4.62)$$

$$c[P - P_o] = \ln[\rho - \rho_o] = \frac{\ln \rho}{\ln \rho_o} \dots (4.63)$$

$$\rho = \rho_o e^{c[P - P_o]} \dots (4.64)$$

La expresión de e^x en serie de Taylor es:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots + \frac{x^n}{n!} \dots (4.65)$$

Entonces expandiendo la Ec. (4.64) con la serie de Taylor:

$$\rho = \rho_o \left(1 + c[P - P_o] + \frac{(P - P_o)^2}{2!} + \frac{(P - P_o)^3}{3!} + \dots + \frac{(P - P_o)^n}{n!} \dots \right) (4.66)$$

Donde el subíndice “o” se refiere al nivel de referencia. Si el líquido es ligeramente compresible entonces:

$$\rho = \rho_o [1 + c(P - P_o)] \dots (4.67)$$

Si el fluido es compresible, ej. gas, la ecuación de estado que se emplea es la ley de los gases reales:

$$PV = ZnRT \Rightarrow PV = Z \frac{m}{M} RT \Rightarrow PM = Z\rho RT \Rightarrow \rho = \frac{MP}{ZRT} \dots (4.68)$$



Sustituyendo $\frac{M}{RT} = \frac{\rho_s Z_s}{P_s}$, la densidad del gas está dada por:

$$\rho = \frac{\rho_s Z_s P}{P_s Z} \dots (4.69)$$

Si la compresibilidad está dada por:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \dots (4.70)$$

Entonces:

$$\frac{\partial \rho}{\partial P} = \frac{M}{RT} \frac{\partial}{\partial P} \left(\frac{P}{Z} \right) \dots (4.71)$$

Substituyendo las Ec. (4.68) y (4.71) en la Ec. (4.70):

$$c = \frac{Z}{P} \frac{\partial}{\partial P} \left(\frac{P}{Z} \right) \dots (4.72)$$

Y desarrollándola, obtenemos:

$$c = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \dots (4.73)$$

La Ec. (4.73) es usada para un gas real, para un gas ideal, $Z=1$, por lo tanto:

$$c = \frac{1}{P} \dots (4.74)$$



IV.2.6 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

La compresibilidad de la roca se define como la variación de la porosidad con respecto a la presión, por definición la compresibilidad de la roca se representa mediante la siguiente ecuación:

$$c_r = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial P} \right)_T \dots (4.75)$$

Por lo tanto:

$$c_r \phi = \left(\frac{\partial \phi}{\partial P} \right)_T \dots (4.76)$$

La Ec. (4.76) asume que el volumen de la roca es constante.

IV.2.7 ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD

Como ya se ha mencionado anteriormente los principios físicos que permiten describir los problemas de flujo de fluidos en el yacimiento se relacionan a través de la ecuación de continuidad, ecuación de Darcy o cualquier otra ecuación de transferencia de *momentum* que describa este mecanismo, así como una ecuación de estado que permita representar el comportamiento de los fluidos en función de la presión y volumen.

Para la mayoría de los hidrocarburos el esfuerzo de corte y la velocidad de corte pueden ser representados mediante la ley de fricción de Newton la cual combinada con la ecuación de movimiento resulta en la ecuación de Navier-Stokes. La solución de dicha ecuación para las condiciones de frontera adecuadas da lugar a la distribución de velocidades del problema dado, sin embargo, la propia geometría del medio poroso dificulta la solución a las condiciones de frontera en el yacimiento, por lo tanto debería elegirse una aproximación diferente. Darcy descubrió una relación entre el gradiente de presión y las velocidades ^[33].

En la Figura 4.8 se puede observar un elemento de volumen en geometría radial. El volumen de fluido contenido el elemento radial de volumen se define como:

$$V = (2\pi r h dr) \phi \dots (4.78)$$

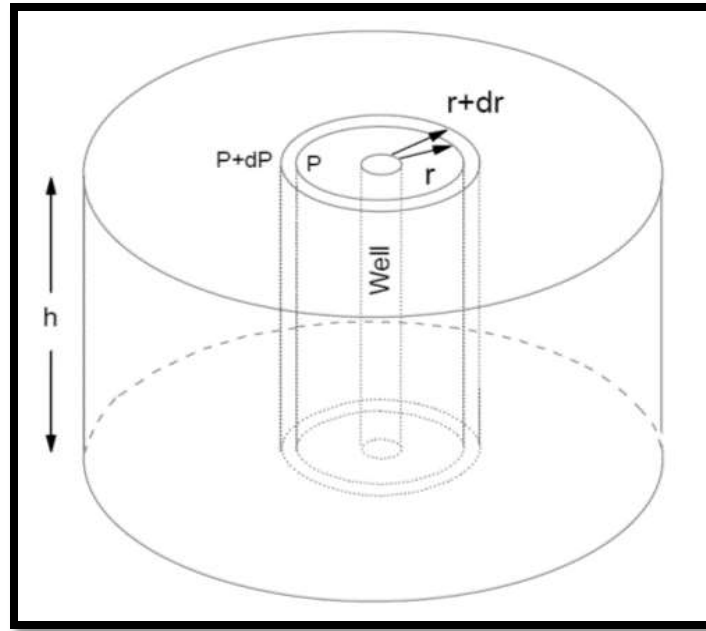


Figura 4.8. Elemento de volumen en geometría radial

Ahora incluyendo la ecuación general de la compresibilidad (Ec. 4.57):

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \dots (4.57)$$

Despejando a la diferencial ∂V de la derivada del volumen se tiene:

$$dV = -cVdP \dots (4.79)$$

Luego, igualando con la Ec. 4.78:

$$dV = -c(2\pi r h dr) \phi dP \dots (4.80)$$



Si la diferencial del gasto es igual a:

$$dq = \frac{dV}{dt} \dots (4.81)$$

Sustituyendo 4.81 en la Ec. 4.80:

$$dq = -c(2\pi r h dr) \phi \frac{dP}{dt} \dots (4.82)$$

Ó bien:

$$\frac{dq}{dr} = -c(2\pi h r) \phi \frac{dP}{dt} \dots (4.83)$$

De la ley de Darcy para flujo radial sabemos que:

$$q = -\frac{(2\pi r h) k}{\mu} \frac{dP}{dr} \dots (4.84)$$

Derivando la Ec. 4.84 con respecto a r se obtiene:

$$\frac{dq}{dr} = -(2\pi h) \frac{k}{\mu} \left[\frac{dP}{dr} + r \frac{d^2 P}{dr^2} \right] \dots (4.85)$$

Igualando las Ec. 4.85 con la ecuación 4.83:

$$-c(2\pi h r) \phi \frac{dP}{dt} = -(2\pi h) \frac{k}{\mu} \left[\frac{dP}{dr} + r \frac{d^2 P}{dr^2} \right] \dots (4.86)$$



Ó;

$$c\phi r \frac{dP}{dt} = \frac{k}{\mu} \left[\frac{dP}{dr} + r \frac{d^2 P}{dr^2} \right] \dots (4.87)$$

Reordenando la Ec. 4.87 y multiplicándola por $\frac{1}{r}$ se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{c\mu\phi}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots (4.88)$$

En coordenadas cartesianas:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{c\mu\phi}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots (4.89)$$

La Ec. 4.88 se conoce como “Ecuación de difusividad” en coordenadas radiales y 4.89 en coordenadas cartesianas, la cual describe el comportamiento de los fluidos a través del medio poroso y es la base de la teoría de las pruebas de presión. Las limitaciones de la ecuación de difusividad son:

- Medio poroso isotrópico, horizontal, homogéneo, permeabilidad y porosidad constante.
- Un solo fluido satura el medio poroso.
- Viscosidad constante, fluido incompresible o ligeramente compresible.
- La densidad del fluido es gobernada por la ecuación de estado.



IV.3 ECUACIÓN DE CONVECCIÓN-DIFUSIÓN

La ecuación general de convección-difusión describe la conservación de masa de un componente desplazándose a través de un medio. Se asume que la porosidad es constante, la ecuación en dos dimensiones del flujo convectivo-difusivo es la siguiente:

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial V_x}{\partial x} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial V_y}{\partial y} = D_L \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + D_T \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \dots (4.90)$$

Donde:

w = masa del componente desplazado expresada en volumen de poro.

Esta ecuación asume que los valores principales del tensor de dispersión son conocidos y el sistema matricial es ortogonal y se desprecia la transferencia de masa transversal.

IV.3.1 DIFERENCIAS FINITAS DE LA ECUACIÓN DE CONVECCIÓN-DIFUSIÓN

La diferencial explícita de la ecuación general de convección y difusión (4.90) se puede escribir como:

$$\Delta_t w = D_L \Delta_x^2 w + D_T \Delta_y^2 w - \frac{1}{\phi} w \Delta_x V_x + w \Delta_x V_x - \frac{1}{\phi} w \Delta_y V_y + w \Delta_y V_y \dots (4.91)$$

Expandiendo los términos de la ecuación (4.90) mediante la serie de Taylor para la derivada de primer orden con respecto al tiempo:

$$\Delta_t w = \frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\Delta t}{2!} \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + \frac{\Delta t^2}{3!} \frac{\partial^3 w}{\partial t^3} + \dots (4.92)$$

Y una aproximación a las derivadas de primer orden con respecto a las distancias:

$$\Delta_x w = \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\Delta x}{2!} \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\Delta x^2}{3!} \frac{\partial^3 w}{\partial x^3} + \dots (4.92)$$

$$\Delta_y w = \frac{\partial w}{\partial y} + \frac{\Delta y}{2!} \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\Delta y^2}{3!} \frac{\partial^3 w}{\partial y^3} + \dots (4.93)$$



$$\Delta_x V_x = \frac{\partial V_x}{\partial x} + \frac{\Delta x}{2!} \frac{\partial^2 V_x}{\partial x^2} + \frac{\Delta x^2}{3!} \frac{\partial^3 V_x}{\partial x^3} + \dots (4.94)$$

$$\Delta_y V_y = \frac{\partial V_y}{\partial y} + \frac{\Delta y}{2!} \frac{\partial^2 V_y}{\partial y^2} + \frac{\Delta y^2}{3!} \frac{\partial^3 V_y}{\partial y^3} + \dots (4.95)$$

De manera similar, las derivadas de segundo orden con respecto a las distancias se pueden aproximar con la serie de Taylor de la siguiente manera:

$$\Delta_x^2 w = \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\Delta x^4}{12} \frac{\partial^4 w}{\partial x^4} + \dots (4.96)$$

$$\Delta_y^2 w = \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\Delta y^4}{12} \frac{\partial^4 w}{\partial y^4} + \dots (4.97)$$

Sustituyendo las ecuaciones (4.92-4.97) en la ecuación (4.91) conservando únicamente hasta los términos de segundo orden en las ecuaciones diferenciales:

$$\begin{aligned} \frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\Delta t}{2!} \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} = D_L \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + D_T \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} - \frac{V_x}{\phi} \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\Delta x}{2!} \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} \right) - \frac{V_y}{\phi} \left(\frac{\partial w}{\partial y} + \frac{\Delta y}{2!} \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \right) - \frac{w}{\phi} \left(\frac{\partial V_x}{\partial x} + \right. \\ \left. \frac{\Delta x}{2!} \frac{\partial^2 V_x}{\partial x^2} \right) - \frac{w}{\phi} \left(\frac{\partial V_y}{\partial y} + \frac{\Delta y}{2!} \frac{\partial^2 V_y}{\partial y^2} \right) \dots (4.98) \end{aligned}$$

Después, las derivadas de segundo orden con respecto al tiempo en el lado izquierdo de la ecuación (4.98) son sustituidos por términos equivalentes derivando la ecuación (4.90) con respecto al tiempo:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + \frac{V_x}{\phi} \frac{\partial^2 w}{\partial t \partial x} + \frac{\partial V_x}{\partial t} \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial w}{\partial t} \frac{\partial V_x}{\partial x} + \frac{1}{\phi} w \frac{\partial^2 V_x}{\partial t \partial x} + \frac{V_y}{\phi} \frac{\partial^2 w}{\partial t \partial y} + \frac{\partial V_y}{\partial t} \frac{\partial w}{\partial y} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial w}{\partial t} \frac{\partial V_y}{\partial y} + \frac{1}{\phi} w \frac{\partial^2 V_y}{\partial t \partial y} = \\ D_L \frac{\partial^3 w}{\partial t \partial x^2} + D_T \frac{\partial^3 w}{\partial t \partial y^2} \dots (4.99) \end{aligned}$$

Ahora derivando a la ecuación (4.90) con respecto a "x":

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial t} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial V_x}{\partial x} \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{V_x}{\phi} \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{w}{\phi} \frac{\partial^2 V_x}{\partial x^2} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial V_x}{\partial x} \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial V_y}{\partial x} \frac{\partial w}{\partial y} + \frac{V_y}{\phi} \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y} + \frac{w}{\phi} \frac{\partial^2 V_y}{\partial x \partial y} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial w}{\partial x} \frac{\partial V_y}{\partial y} = \\ D_L \frac{\partial^3 w}{\partial x^3} + D_T \frac{\partial^3 w}{\partial x \partial y^2} \dots (4.100) \end{aligned}$$

Y derivando la ecuación (4.90) respecto a "y":



$$\frac{\partial^2 w}{\partial y \partial t} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial V_x}{\partial y} \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{V_x}{\phi} \frac{\partial^2 w}{\partial y \partial x} + \frac{w}{\phi} \frac{\partial^2 V_x}{\partial y \partial x} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial w}{\partial y} \frac{\partial V_x}{\partial x} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial V_y}{\partial y} \frac{\partial w}{\partial y} + \frac{V_y}{\phi} \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial w}{\partial y} \frac{\partial V_y}{\partial y} + \frac{w}{\phi} \frac{\partial^2 V_y}{\partial y} = D_L \frac{\partial^3 w}{\partial y \partial x^2} + D_T \frac{\partial^3 w}{\partial y^3} \dots (4.101)$$

Eliminando los términos $\frac{\partial^2 w}{\partial t \partial x}$ y $\frac{\partial^2 w}{\partial t \partial y}$ de las ecuaciones (4.99, 4.100 & 4.101), la derivada de segundo orden con respecto al tiempo se expresa como:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} = & -\frac{\partial w}{\partial x} \left(\frac{\partial V_x}{\partial t} - \frac{2 \partial V_x}{\phi^2} \frac{\partial V_x}{\partial x} - \frac{V_y}{\phi^2} \frac{\partial V_x}{\partial y} - \frac{V_x}{\phi^2} \frac{\partial V_y}{\partial y} \right) - \frac{\partial w}{\partial y} \left(-\frac{V_x}{\phi^2} \frac{\partial V_y}{\partial x} - 2 \frac{V_y}{\phi^2} \frac{\partial V_y}{\partial y} - \frac{V_y}{\phi^2} \frac{\partial V_x}{\partial x} + \right. \\ & \left. \frac{\partial V_y}{\partial t} \right) - \frac{\partial w}{\partial t} \left(\frac{1}{\phi} \frac{\partial V_x}{\partial x} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial V_y}{\partial y} \right) + \left(2 \frac{\partial V_y \partial V_x}{\phi^2} \right) \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y} + \left(\frac{V_y}{\phi} \right)^2 \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \left(\frac{V_x}{\phi} \right)^2 \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} - \frac{1}{\phi} w \frac{\partial^2 V_x}{\partial t \partial x} - \\ & \frac{1}{\phi} w \frac{\partial^2 V_y}{\partial t \partial y} + \frac{w V_x}{\phi^2} \frac{\partial^2 V_x}{\partial x^2} + \frac{w V_x}{\phi^2} \frac{\partial^2 V_y}{\partial x \partial y} + \frac{V_y w}{\phi^2} \frac{\partial^2 V_x}{\partial y \partial x} + \frac{w V_y}{\phi^2} \frac{\partial^2 V_y}{\partial y^2} D_L \frac{\partial^3 w}{\partial t \partial x^2} + D_T \frac{\partial^3 w}{\partial t \partial y^2} - \frac{V_x}{\phi} D_L \frac{\partial^3 w}{\partial x^2} - \\ & \frac{V_x}{\phi} D_T \frac{\partial^3 w}{\partial x \partial y^2} - \frac{V_y}{\phi} D_L \frac{\partial^3 w}{\partial y \partial x^2} - \frac{V_y}{\phi} D_T \frac{\partial^3 w}{\partial y^3} \dots (4.102) \end{aligned}$$

Sustituyendo la ecuación (4.102) en la ecuación (4.98) se obtiene la expresión para la dispersión longitudinal y transversal:

$$D_L^{Num} = \left(\frac{V_x}{\phi} \right)^2 \frac{\Delta t}{2!} + \frac{V_x}{\phi} \frac{\Delta x}{2!} \dots (4.103)$$

$$D_T^{Num} = \left(\frac{V_y}{\phi} \right)^2 \frac{\Delta t}{2!} + \frac{V_y}{\phi} \frac{\Delta y}{2!} \dots (4.104)$$

IV.3.2 SOLUCIÓN A LA ECUACIÓN GENERAL DE CONVECCIÓN-DIFUSIÓN

La forma adimensional de la ecuación general de convección y difusión en una dimensión puede ser escrita como (Lake, 1989):

$$\frac{\partial C_D}{\partial t_D} + \frac{\partial C_D}{\partial X_D} = \left[\frac{1}{N_{pe}} \right] \frac{\partial^2 C_D}{\partial X_D^2}$$

Los parámetros adimensionales de la ecuación son los siguientes:

$$C_D = \frac{C - C_{Ini}}{C_{Iny} - C_{Ini}}$$



$$t_D = \frac{vt}{\phi L}$$

$$X_D = \frac{x}{L}$$

$$N_{pe} = \frac{vL}{\phi D_L}$$

C_D es la concentración adimensional, normalizada a la concentración de inyección (C_{iny}) y concentración inicial de trazador al $t = 0$ (C_{ini}). t_D es el tiempo adimensional (volumen de poro inyectado), X_D es la distancia adimensional y N_{pe} el número de Péclet.

Asignando las siguientes condiciones de frontera y condiciones iniciales:

$$C_D(X_D, 0) = 0 \quad X_D \geq 0$$

$$C_D(\infty, t_D) = 0 \quad t_D \geq 0$$

$$C_D(0, t_D) = 0 \quad t_D \geq 0$$

La ecuación adimensional de convección y difusión se puede resolver como (Marle, 1981):

$$C_D(X_D, t_D) = \frac{1}{2} \operatorname{erfc} \left[\frac{X_D - t_D}{2 \sqrt{\frac{t_D}{N_{pe}}}} \right] + \frac{e^{X_D * N_{pe}}}{2} + \operatorname{erfc} \left[\frac{X_D + t_D}{2 \sqrt{\frac{t_D}{N_{pe}}}} \right]$$

Donde erfc es la función complementaria de error definida como:

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$$

Y

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-x^2} dx$$

De esta manera es posible calcular la dispersividad del medio, realizando un ajuste de los resultados a la ecuación general de convección-dispersión.



CAPITULO V "SIMULACIÓN EN STARS™"

V.1 MÉTODO DE SIMULACIÓN DEL TRAZADOR.

Para realizar un análisis al comportamiento de las pruebas con trazadores en el yacimiento, se utilizan herramientas tanto numéricas como estadísticas, este trabajo se basa en la simulación numérica de yacimientos, así como la interpretación de los resultados mediante el análisis del coeficiente de dispersión hidrodinámica obtenido a partir de una solución a la ecuación general de Convección-Difusión. La simulación numérica es una de las herramientas más completas y complejas para la caracterización de los yacimientos.

En Figura 5.1 se muestra la metodología para el desarrollo de los modelos de simulación mediante un esquema de trabajo:

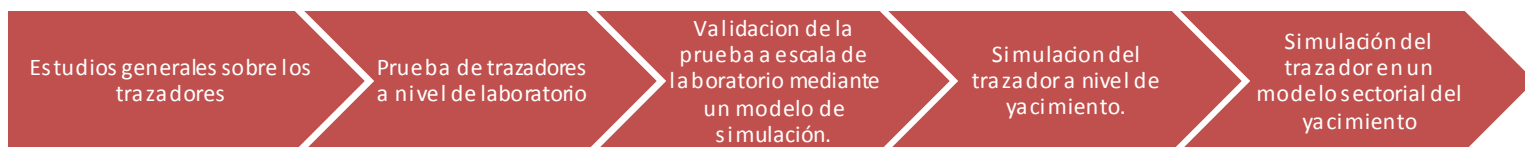


Figura 5.1. Metodología para el desarrollo de los modelos de simulación.

El proceso de evaluación para el trazador químico no reactivo se divide en cinco secuencias, las primeras dos secuencias corresponden a la definición y caracterización del trazador, esto con el propósito de obtener el rendimiento del trazador en el medio poroso (comportamiento dinámico de la inyección). La caracterización se llevó a cabo por un grupo multidisciplinario integrado por químicos orgánicos e ingenieros petroleros quienes diseñaron el trazador y evaluaron el rendimiento de este mismo mediante pruebas de desplazamiento en núcleos, tapones y columnas empacadas de material calcáreo comercial ^[35].

El tercer punto de este trabajo, es la validación de las pruebas y resultados a escala de laboratorio, el propósito fundamental de esta etapa es validar la manera en que se simula el trazador, pues STARS™ no contiene un asistente específico para este tipo de procesos. La manera en que se validan los resultados, es mediante el análisis de las curvas de concentración contra el tiempo (curvas de residencia) obtenidas con el simulador y comparándolas con las obtenidas en laboratorio.



El objetivo final de la simulación es estimar las rutas preferenciales del flujo mediante la respuesta del trazador en el modelo de simulación, de esta manera es posible mejorar el diseño de una prueba de inyección de productos químicos ASP para la recuperación mejorada de hidrocarburos.

El último punto corresponde a la simulación en un modelo sectorial, el modelo sectorial se contempla para el análisis de la prueba piloto con inyección de trazadores y para optimizar los recursos computacionales, al ser un modelo con menor demanda de memoria computacional y menor tiempo de ejecución, sin embargo contiene la limitación de no considerar todo el yacimiento por su condición de frontera de cero flujo.

Mediante la simulación también se podría diseñar un programa de muestreos en los pozos, de esta manera se contará con una mejor guía para la toma de información en el campo. En la siguiente figura se muestra el proceso seguido para el diseño de la simulación del trazador en el complejo Poza Rica.

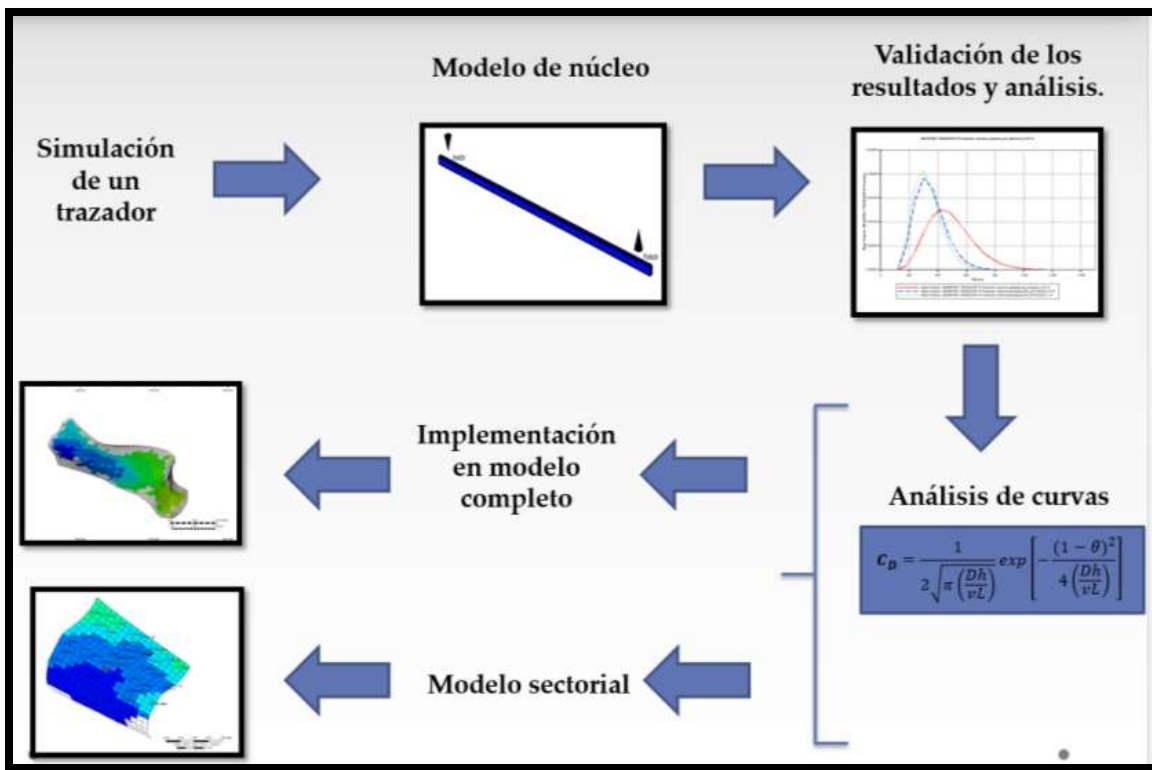


Figura 5.2. Secuencia de implementación en los modelos de simulación a diferentes escalas de estudio.



V.2 GENERALIDADES DE STARS™

STARS™ es un simulador térmico y composicional de valores K (constantes de equilibrio térmico), procesos químicos y capaz de simular procesos de geomecánica avanzada.

Este simulador se utiliza para analizar yacimientos estimulados por inyección de productos químicos y resulta ideal para modelar procesos de recuperación avanzada que implican la inyección de vapor, solventes, aire y formulaciones de ASP (álcali, surfactante y polímero). Algunos procesos que STARS™ permite simular son:

- Inyección de agua
- Inyección de ASP
- Inyección de vapor
- Reinyección de vapor
- Combustión *In situ*
- SAGD
- VAPEX
- Inyección de trazadores en fase gaseosa, oleica y acuosa.
- Inyección de polímeros.
- Espumas entre otros procesos complejos.

La metodología para implementar el trazador en un modelo de simulación realiza a través del preprocesador BUILDER™ o construyendo el modelo mediante un archivo de texto con formato ".DAT".

Las secciones fundamentales del modelo de simulación utilizando BUILDER™ son las siguientes (Figura 5.3):

1. **I/O CONTROL**
2. **RESERVOIR PROPERTIES**
3. **COMPONENTS**
4. **ROCK FLUID**
5. **INITIAL CONDITION**
6. **NUMERICAL**
7. **GEOMECHANISC**
8. **WELL AND RECURRENT**

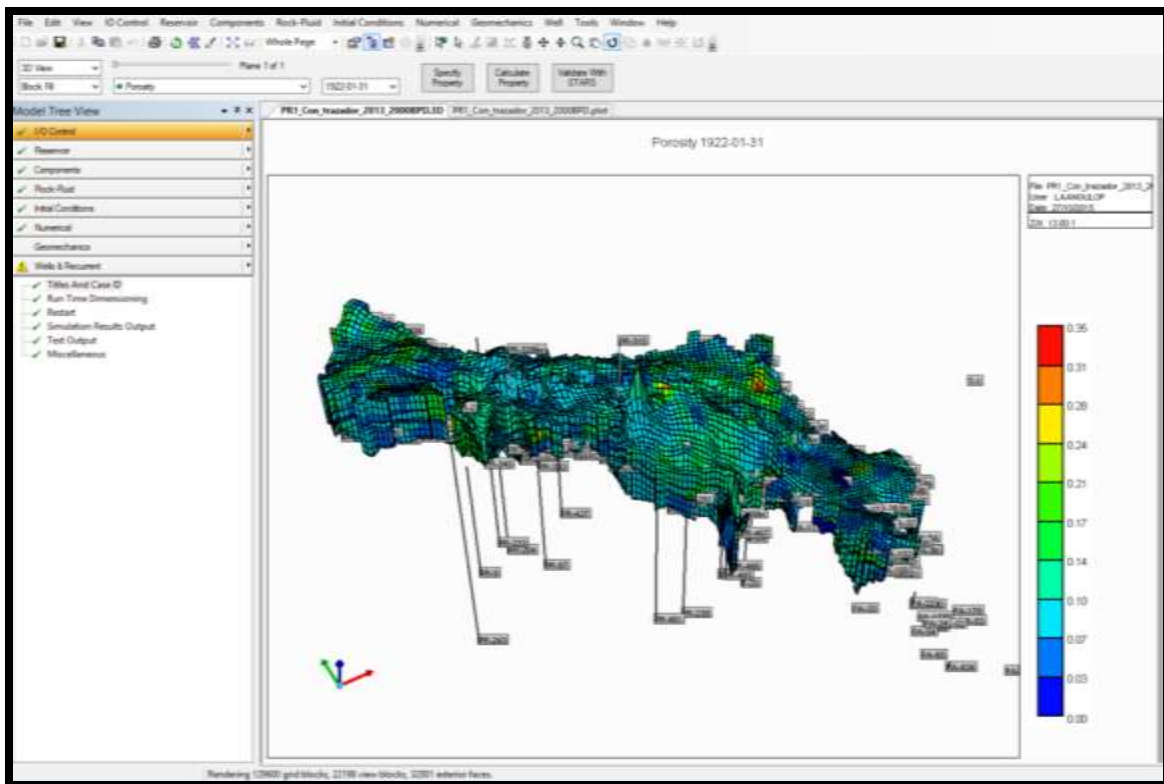


Figura 5.3. Secciones fundamentales para crear un modelo de simulación en STARS.

En la sección **I/O CONTROL** se definen los parámetros que controlan las actividades de entrada y salida del simulador, como nombres de archivos, unidades, títulos, selecciones y frecuencia con la que éstas se escriben tanto al archivo de salida como el archivo SR2, y control de reinicio (.IRF). En esta sección, definimos las variables de concentración, unidades y pozos en los que realizaremos el muestreo del trazador.

La sección de **RESERVOIR** incorpora la información que describe al medio poroso y la malla de simulación utilizada para representar al yacimiento. En esta sección se definen los siguientes parámetros, por ejemplo:

- Cimas y bases.
- Espesores.
- Porosidades.
- Permeabilidades en (i,j,k).
- Transmisibilidades.
- Presión (en caso de no inicializar el modelo con la curva de Pc y efectos gravitacionales).
- Fracciones mol de los componentes en la malla.



- Coeficientes de difusión.
- Coeficientes de dispersión.
- Dispersividad.

En la sección **COMPONENTS** se definen los datos necesarios para representar una especie química en específico. También en esta sección se puede definir los coeficientes de partición para el trazador. En el apartado **ROCK FLUID** se definen las propiedades del sistema roca fluido, como las curvas de permeabilidad relativa, presiones capilares, cambios de mojabilidad, isothermas de adsorción, absorción de una especie etc.

La sección de **INITIAL CONDITION** define las condiciones iniciales del modelo de simulación, en esta sección se puede definir si el modelo realiza o no un cálculo de equilibrio gravitacional de fluidos. Las tarjetas utilizadas para definir esta sección son las siguientes:

***VERTICAL** (*OFF | *DEPTH_AVE)
***REFPRES** ref_pres
***REFDEPTH** ref_depth o *REFBLOCK uba
***TRANZONE**

En el caso de la tarjeta *VERTICAL, la sub-tarjeta *OFF indica al simulador no realizar ningún cálculo de equilibrio gravitacional. La tarjeta *DEPTH_AVE ordena realizar el cálculo del equilibrio vertical capilar-gravitacional tomando el promedio de las profundidades, en conjunto con *DWOC y *DGOOC (profundidad de los contactos “agua-aceite” y “gas-aceite” respectivamente).

La tarjeta *REFDEPTH ref_depth indica la profundidad de referencia de *REFPRES, esta profundidad deberá caer dentro del rango de profundidades que contiene el yacimiento (de no ser así, se emite un error fatal), también se usa una profundidad de referencia al bloque mediante la tarjeta *REFBLOCK. La tarjeta *TRANZONE se utiliza si se añade la zona de transición entre las fases agua-gas, para utilizar esta tarjeta es necesario incluir la curva de presión capilar de las fases liquido-gas en la sección de **“ROCK-FLUID COMPONENTS”**.

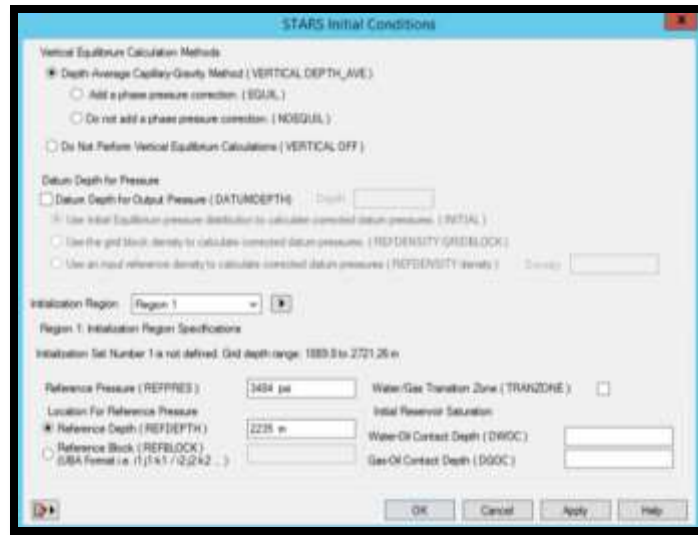


Figura 5.4. Sección de condiciones iniciales de STARS

En la sección **NUMERICAL** se definen parámetros que controlan la parte numérica del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se produce.

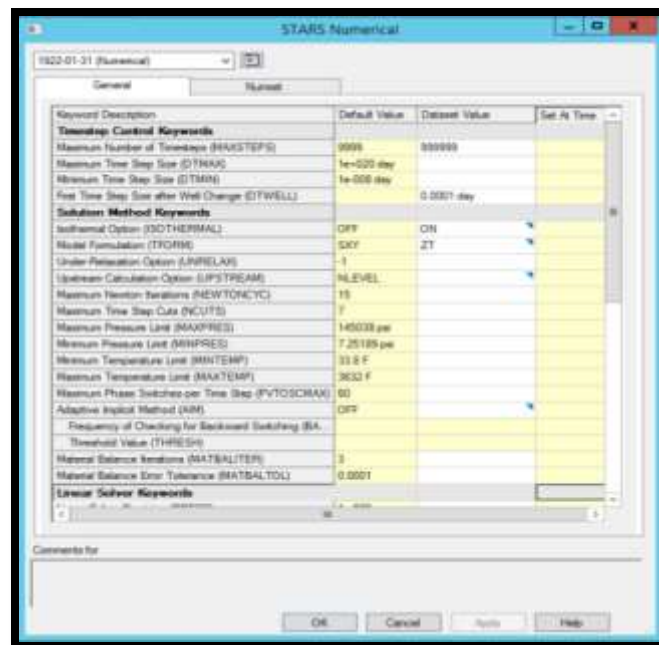


Figura 5.5. Sección de control por métodos numéricos.

En la sección de **GEOMECHANICS** se definen modelos geomecánicos para dos opciones diferentes:



1. Modelo de deformación plástica y elástico no lineal.
2. Modelo de descarga de límites de un solo pozo.

Y por último, en la sección **WELL AND RECURRENT** se incorporan los datos y especificaciones que pueden variar con el tiempo (intervalos disparados, terminaciones, eventos de reparación, etc....). La mayoría de datos cargados en esta parte corresponde a los pozos e históricos de producción para crear las restricciones en la simulación. Además en esta sección se define el tiempo de simulación y los intervalos en que se desea escribir la salida de resultados.

V.3 DEFINICIÓN DEL TRAZADOR

Antes de implementar una metodología para evaluar las pruebas de trazadores, es necesario definir los alcances de la prueba. Contestar a las siguientes preguntas sería de gran utilidad:

- ¿Qué tipo de prueba se llevará a cabo?
- ¿Cuál es el objetivo de implementar ese trazador?
- ¿Qué tipo de trazador se va implementar?
- ¿Qué cantidad de trazador es necesaria inyectar?
- ¿Qué información obtendremos de la prueba con trazadores?

Una buena planeación de la prueba conducirá a mejores resultados en la simulación matemática del trazador. En la Tabla 5.1 se muestran algunos parámetros que se podrían utilizar en esta metodología para la simulación del trazador.

Tipo de trazador	Químico
Interacción con los fluidos del yacimiento	Trazador no particionable
Nombre del trazador	TracerQ1
Fase	Agua
Peso molecular	128 [g/mol]
Gasto de inyección	1000 BPD
Concentración a inyectar	40 ppm
Masa del trazador inyectada	10 Kg
Tiempo de la inyección del trazador	2 semanas
Adsorción del trazador	Definida por isoterma o tabla de Concentración vs Adsorción



Límite de detección

5 ppb

Coefficiente de partición

5

Tabla 5.1. Ejemplo de información básica empleada en la simulación del trazador utilizando STARS™.

Debido a que en STARS™ no existe un asistente específico o tarjetas diseñadas para la simulación del trazador (Como en Eclipse™, COMSOL Multiphysics™, UTCHEM™ por ejemplo), la implementación del trazador se diseñará desde un punto de vista más teórico, es decir; definiendo al trazador como un componente más en el yacimiento y que cumpla con la definición de un trazador químico no reactivo.

El simulador permite al usuario ingresar componentes de manera libre, es decir, no está limitado únicamente a los componentes ingresados a través del PVT o definidos en su base de datos, de esta manera se ingresa el trazador como una especie química a inyectar en el medio poroso. En la Figura 5.6 se muestra el diagrama de flujo para la definición del trazador en STARS™.

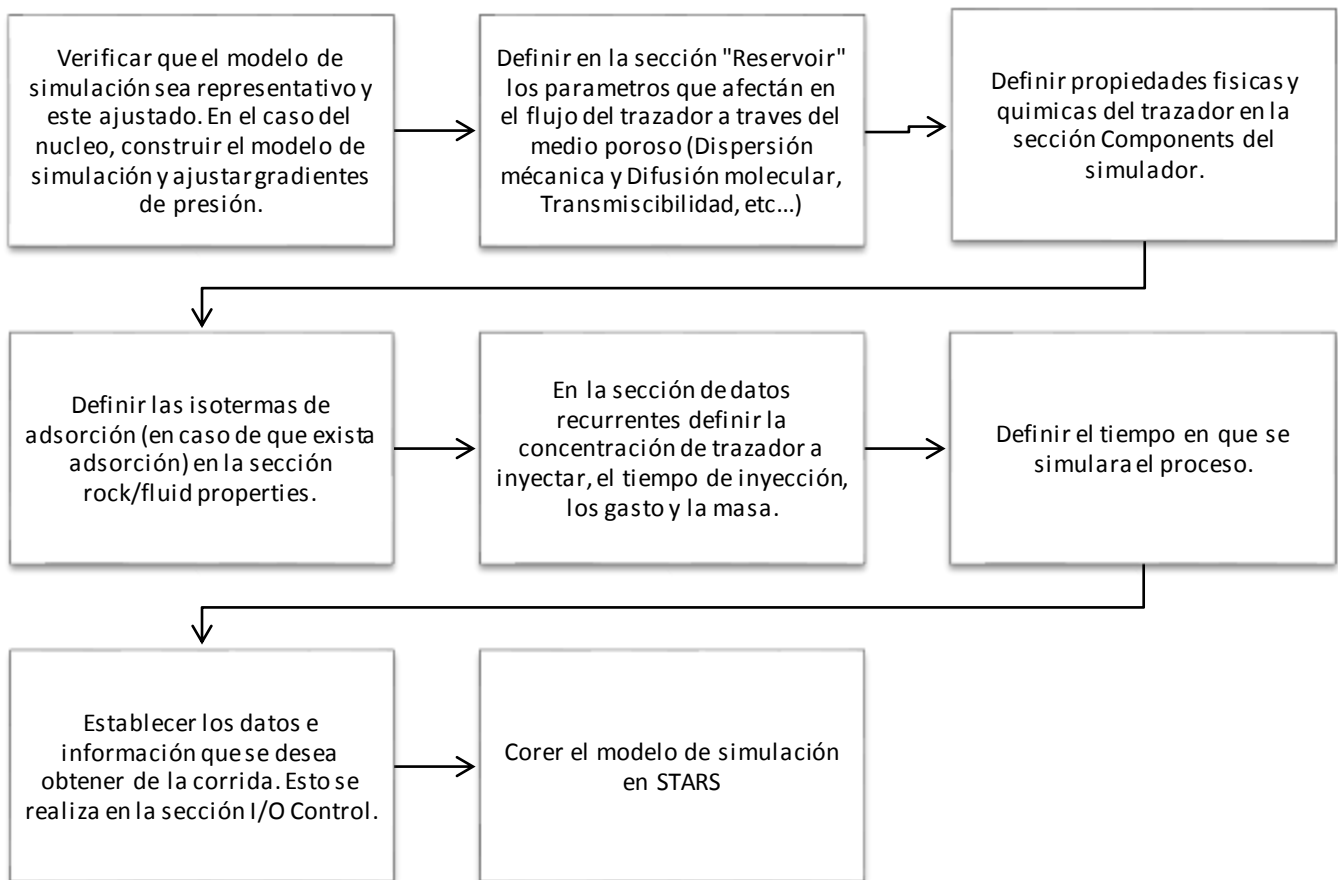


Figura 5.6. Metodología para definir un trazador en STARS™.



V.3.1 DEFINICIÓN DEL COMPONENTE

Para definir un componente mediante STARS™, se utiliza en BUILDER™ la sección de componentes o se da de alta al componente mediante las tarjetas “*comp_name*” y sus sub-tarjetas correspondientes. El trazador simulado para este caso de estudio es del tipo “ideal”, por lo tanto las propiedades son parecidas al medio continuo en el que viaja (agua).

El primer paso en este punto es definir el nombre del trazador que se desea inyectar, esto se hace a través de la opción “*add-edit component*”. En la ventana que se despliega, se definen las siguientes propiedades: Fase, Coeficiente de partición, Presión crítica, Temperatura crítica, Peso molecular y si usara algún modelo de adsorción en la sección de **ROCK FLUID**.

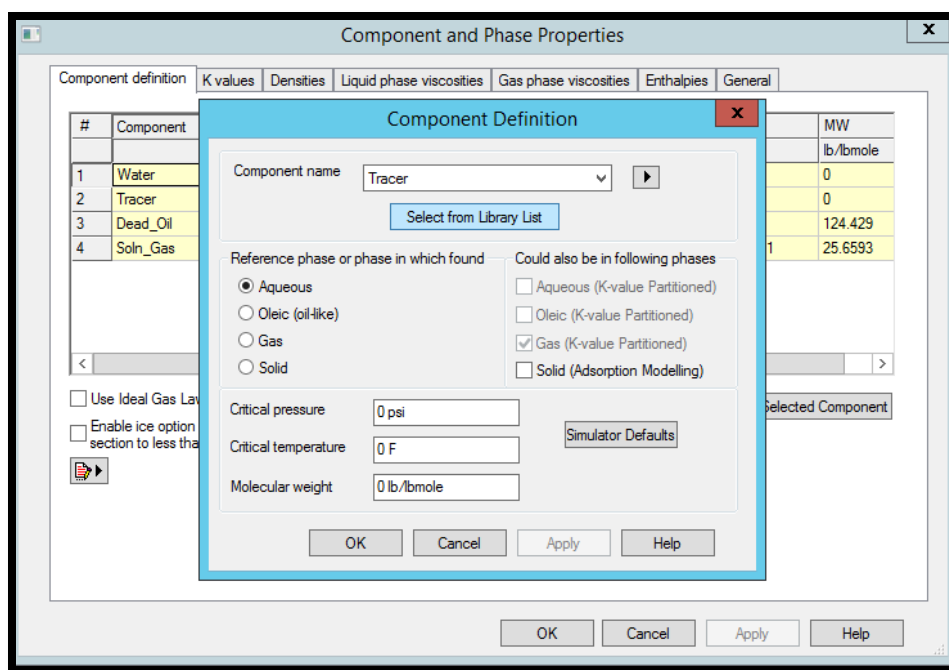


Figura 5.7. Definición del componente.

De igual manera, para crear el componente directamente del archivo de texto se requieren las siguientes palabras clave:

```
*MODEL ncomp numy numx (numw)
*COMPNAME 'namec' (1) ... 'namec' (ncomp)
```

La tarjeta *MODEL se utiliza para indicar el número total de componente, así como el número de componentes de acuerdo a su fase (2 componentes fase acuosa, 2 fase oleica, 3 fase gaseosa, etc....) Con la tarjeta *COMPNAME se nombra el compuesto que se desea crear,



STARS™ solo permite usar cadenas de 8 caracteres y no se puede repetir el nombre de un componente. Las propiedades críticas se agregan mediante las tarjetas *TCRIT y *PCRIT respectivamente, y el peso molecular es agregado mediante la tarjeta *CMM. Si se mantiene la opción por defecto, STARS™ tomara los siguientes valores para el componente “WATER”:

- Agua 0.01802 kg/gmol (18.02 lb/lbmol)
- Presión crítica: 3198 Psi
- Temperatura critica: 374.15 °C

El siguiente paso, es definir las densidades del trazador. Para asignar la densidad a las fases liquidas del modelo se utiliza la tarjeta *MASSDEN o se agrega el valor de la densidad del trazador mediante BUILDER (Figura 5.8).

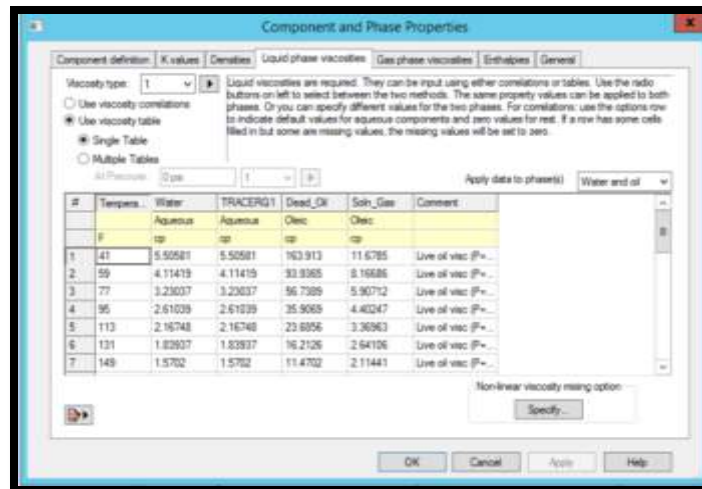


Figura 5.8. Densidad de la fase liquida en STARS. En esta opción se agrega una tabla de viscosidad [cP] dependiente de la temperatura.

Las tarjetas que se utilizan para agregar la densidad de la fase son las siguientes:

*MOLDEN	*CT1
*MASSDEN	*CT2
*MOLVOL	*CPT
*CP	*GASSYLIQ

*MOLDEN representa la densidad molar referida a una temperatura y presión, la tarjeta *MASSDEN se utiliza para definir la densidad de la masa. *MOLVOL representa el volumen molar de la fase y *CP la compresibilidad del líquida, las tarjetas *CT1, *CT2 y *CPT son utilizadas si el cálculo de la compresibilidad se hace mediante una correlación de STARS. La



manera más sencilla de dar de alta el valor de la densidad en STARS™ es a través de su preprocesador, pues no tienes que cuidar la sintaxis del archivo “.DAT”.

La viscosidad de la fase líquida se ingresa a través de una tabla de viscosidad en contra de la temperatura o utilizando las correlaciones de STARS™. Si se ingresa la viscosidad a través de tablas, podemos crear diferentes tipos de viscosidad y utilizar muchas tablas, sin embargo, la viscosidad al ser un parámetro de transporte y no termodinámico se puede incluir en una sola tabla, siempre y cuando la medición haya sido realizada de una manera correcta.

#	Tempera.	Water	TRACER01	Dead_Oil	Soln_Gas	Comment
		Aqueous	Aqueous	Oilc	Oilc	
		cp	cp	cp	cp	
1	41	5.50581	5.50581	163.913	11.6785	Use of visc (F=)
2	59	4.11419	4.11419	93.9365	8.16686	Use of visc (F=)
3	77	3.23037	3.23037	56.7389	5.90712	Use of visc (F=)
4	95	2.61039	2.61039	35.9069	4.40247	Use of visc (F=)
5	113	2.16748	2.16748	23.6956	3.36963	Use of visc (F=)
6	131	1.83937	1.83937	16.2126	2.64106	Use of visc (F=)
7	149	1.5702	1.5702	11.4702	2.14441	Use of visc (F=)

Figura 5.9. Tablas de viscosidades en STARS.

V.3.2 DEFINICIÓN DE PROPIEDADES DEL YACIMIENTO QUE AFECTAN EL FLUJO DEL TRAZADOR

El mezclado de los trazadores inyectados y productos químicos que se utilizan en los procesos de EOR son afectados por los trayectos de flujo tortuoso y la heterogeneidad de los medios porosos en que fluyen. Normalmente este aporte a la dispersión (la ampliación y el esparcimiento de los frentes de concentración) predomina por sobre aquel que se debe a la difusión molecular. Producto de esto, hay mucha información útil que se puede obtener acerca de las estructuras de medios porosos a raíz del análisis de dispersión.

En la sección de **RESERVOIR** se utilizan las tarjetas para modelar los fenómenos de dispersión, estas permiten que los coeficientes de dispersión dependan de la región, dirección y fase. Así



mismo la dispersión y difusión se ven afectada por los multiplicadores de transmisibilidad especificados por las palabras claves *TRANSI, etc. Por lo tanto, si el multiplicador de transmisibilidad para un determinado par de bloques adyacentes disminuye, entonces tanto el flujo advectivo como el flujo dispersivo disminuirán en consecuencia.

En algunos casos estos coeficientes pueden considerarse como parámetros ajustables que necesitan sintonizarse para dar resultados aceptables. De hecho, los valores de laboratorio no pueden corresponder a los valores que se necesitan para bloques grandes de la malla de simulación utilizada en el yacimiento. STARS permite modelar estos parámetros mediante arreglos en formato .DAT o a través de BUILDER™.

V.3.2.1 DISPERSIÓN MECÁNICA

El flujo dispersivo mecánico J_{ijk} del componente “i” de la fase “j” en dirección “k” es calculado por STARS mediante la siguiente ecuación:

$$J_{ijk} = -\phi S_j \alpha_{jk} |U_j| \nabla_k (\rho_j X_{i,j})$$

Donde:

ϕS_j = Porosidad y Saturación de la fase “j”

α_{jk} = Dispersividad de la fase “j” en la dirección “k”

$|U_j|$ = Magnitud de la velocidad intersticial de la fase “j”

$\nabla_k (\rho_j X_{i,j})$ = Gradiente de concentración del componente “i” de la fase “j” en la dirección “k”.

Con respecto a la dispersividad longitudinal y transversal, se debe suponer que el flujo se encuentra en una dirección dominante en la malla durante toda la simulación. En término tensoriales, el tensor de la dispersión es diagonal y el valor de dispersión longitudinal puede ser asignado a la dirección de flujo predominante (i) y el valor de dispersión transversal a las direcciones (j, k). La facilidad de los datos de entrada en BUILDER™ facilita el manejo de estas dispersiones, permitiendo simular con diferentes estrategias dichos valores.



Para el modelado de los fenómenos de dispersión y difusión molecular en STARS, el simulador tiene las siguientes opciones:

La dispersividad mecánica se puede simular para:

- Cualquier componente
- Cualquier fase
- Diferentes valores para cada bloque del modelo de simulación. Esto quiere decir, que la dispersión puede ser modelada en las direcciones (i, j, k) , de esta manera se puede discretizar el balance de dispersión longitudinal y dispersión transversal.

Cabe recordar que la suma de las dispersiones longitudinales y trasversales son correspondientes a la dispersión mecánica del medio poroso.

Para ingresar los coeficientes de dispersividad mecánica al modelo de simulación es necesario utilizar las siguientes tarjetas:

*MDSPI_WAT
*MDSPJ_WAT
*MDSPK_WAT
*MDSPI_OIL
*MDSPJ_OIL
*MDSPK_OIL
*MDSPI_GAS
*MDSPJ_GAS
*MDSPK_GAS

Las tarjetas *MDSPI_WAT, *MDSPJ_WAT & *MDSPK_WAT representan la dispersividad mecánica de la fase agua en las direcciones i, j & k correspondientemente. De manera similar *MDSPI_OIL, *MDSPJ_OIL & *MDSPK_OIL representan la dispersividad mecánica de la fase oleica en las direcciones i, j & k . Por último las tarjetas *MDSPI_GAS, *MDSPJ_GAS & *MDSPK_GAS se utilizan para representar la dispersividad mecánica de la fase gaseosa en las direcciones i, j & k . La opción de utilizar arreglos EQUALSI está permitida para las direcciones (i, k) .

Si el usuario no especifica un valor para la tarjeta de dispersividad mecánica, STARS™ tomara como valor default "0" y no considerara este parámetro para sus cálculos. Para que el usuario pueda utilizar un valor de dispersividad mecánica se deben cumplir las siguientes condiciones:



1. Se debe especificar la dispersividad mecánica por cada región de roca del yacimiento en las direcciones i, j & k .
2. Esta opción no puede ser utilizada conjuntamente con la opción de dispersividad total.

Un ejemplo de arreglo con una dispersividad para el aceite de “0.03” y para el gas de “0.05” es:

** Dispersividad mecánica

*MDSPI_OIL	*CON 0.03 **Todo componente en la fase petróleo
*MDSPJ_OIL	*CON 0.03
*MDSPK_OIL	*CON 0.03
*MDSPI_GAS	*CON 0.05 ** Todo componente en la fase gas
*MDSPJ_GAS	*CON 0.05
*MDSPK_GAS	*CON 0.05

Cabe destacar que las unidades para estos coeficientes son “ m y ft ”. La tarjeta *EQUALSI puede ser utilizada en lugar de la tarjeta *CON para especificar que ese valor corresponde a todos los bloques en dicha dirección.

V.3.2.2 DIFUSIÓN MOLECULAR EFECTIVA

El flujo “ J_{ijk} ” del componente i de la fase j en dirección k , a raíz de la difusión, se obtiene de la siguiente ecuación:

$$J_{ijk} = - \left(\phi S_j \frac{D_{ij}^*}{F_{jk}} \right) \nabla_k (\rho_j X_{i,j})$$

Donde:

ϕS_j = Porosidad y Saturación de la fase “ j ”

D_{jk}^* = Coeficiente de difusión molecular del componente i en la fase j , especificada con las palabras claves *DIFFI_WAT, etc. y *MOLDIFF_DEP

F_{kj} = Tortuosidad de la fase “ j ” en la dirección “ k ”.



$\nabla_k(\rho_j X_{i,j})$ = Gradiente de concentración del componente “i” de la fase “j” en la dirección “k”.

Los coeficientes de difusión ingresados a través de STARS™, son coeficientes moleculares efectivos debido al efecto de la tortuosidad del medio poroso y opcionalmente el efecto de la porosidad y saturación del fluido “ ϕS_j ”. La difusión molecular se puede simular para:

- Cualquier componente.
- Cualquier fase.
- Diferentes valores para cada bloque del enmallado y para cada una de las direcciones del enmallado.
- Dependencia de temperatura y viscosidad.

Los parámetros de difusión y dispersión molecular deben ser incluidos únicamente en la sección de “Reservoir Properties”, ya sea en el archivo .DAT o a través del preprocesador.

La difusión molecular únicamente depende de componente y la fase, es decir no un parámetro totalmente dinámico y dependiente del medio poroso, para poder ingresar coeficientes de difusión molecular en STARS™ es necesario utilizar el siguiente arreglo de tarjetas:

*DIFFI_WAT	<i>comp_name</i>
*DIFFJ_WAT	<i>comp_name</i>
*DIFFK_WAT	<i>comp_name</i>
*DIFFI_OIL	<i>comp_name</i>
*DIFFJ_OIL	<i>comp_name</i>
*DIFFK_OIL	<i>comp_name</i>
*DIFFI_GAS	<i>comp_name</i>
*DIFFJ_GAS	<i>comp_name</i>
*DIFFK_GAS	<i>comp_name</i>

*TORTU (*INCPORSAT | *NOPORSAT)

La tarjeta *DIFF nos permite ingresar el valor del coeficiente de difusión molecular especificando la fase del componente (_WAT para fase acuosa, _OIL para fase oleica y _GAS para la fase gaseosa) y “*comp_name*” para el nombre del componente. Las unidades permitidas para el coeficiente de difusión son $m^2/día$ | $ft^3/día$.



La tarjeta *TORTU (*INCPORSAT | *NOPORSAT) se utiliza para escoger la tortuosidad que definen los coeficientes de difusión molecular ingresados como datos. Si se escoge la palabra clave *INCPORSAT (la opción por defecto), entonces el coeficiente incluye el factor “ ϕS_j ”, es decir, los datos ingresados corresponderán a la relación “ $\phi S_j \frac{D_{ij}^*}{F_{jk}}$ ” para el cálculo del flujo difusivo. Si escogemos la palabra clave *NOPORSAT, entonces, no se incluyen el factor “ ϕS_j ”, por lo tanto los datos ingresados corresponderán solo a “ D_{ij}^*/F_{jk} ”, al cual se aplica el valor actual de ϕS_j cuando se calcula el monto o flujo por difusión.

Un ejemplo de arreglo para ingresar la difusión molecular en la simulación es:

*DIFFI_OIL	'TRAZADOR'	*CON 0.00003	** TRAZADOR en fase aceite
*DIFFJ_OIL	'TRAZADOR'	*CON 0.00003	
*DIFFK_OIL	'TRAZADOR'	*CON 0.00003	
*DIFFI_OIL	'TRAZADOR'	*CON 0.00002	** TRAZADOR en fase aceite
*DIFFJ_OIL	'TRAZADOR'	*CON 0.00002	
*DIFFK_OIL	'TRAZADOR'	*CON 0.00002	
*DIFFI_GAS	'TRAZADOR'	*CON 5e-6	** TRAZADOR en fase gas
*DIFFJ_GAS	'TRAZADOR'	*CON 5e-6	
*DIFFK_GAS	'TRAZADOR'	*CON 5e-6	

Este tipo de arreglos nos permite utilizar la tarjeta *EQUALSI para las direcciones j & k . Si no se incorpora un coeficiente de difusión al componente y fase, STARS™ considerara como valor “0”, dicho de otra manera, no habrá difusión molecular para ese componente en esa fase. De igual manera, si no se especifica la tarjeta TORTU, STARS supondrá la opción *TORTU (*INCPORSAT).

Para poder simular la difusión molecular en STARS™ deben cumplirse las siguientes condiciones:

1. Para cada una de las combinaciones de componente/fase especificada, se deberá especificar las tres direcciones.
2. La opción de difusión molecular no se puede usar en conjunto con la opción de dispersión total (palabras claves *DISPI_WAT, etc.).
3. La dependencia de difusión molecular de la temperatura y viscosidad depende del uso de la palabra clave * MOLDIFF_DEP.



V.3.2.3 DISPERSIÓN TOTAL (DISPERSIÓN HIDRODINÁMICA)

El flujo dispersivo total J_{ijk} del componente i de la fase j en dirección k se obtiene mediante:

$$J_{ijk} = -D_{ijk} \nabla_k (\rho_j X_{i,j})$$

Donde:

D_{ijk} = Coeficiente de dispersión hidrodinámica del componente “ i ” de la fase “ j ” en la dirección “ k ”

$\nabla_k (\rho_j X_{i,j})$ = Gradiente de concentración de componente “ i ” de la fase “ j ” en dirección “ k ”

Arreglo de coeficiente de dispersión total o hidrodinámica.

La dispersión total (o hidrodinámica) representa la suma de la dispersión mecánica más la difusión molecular efectiva. Para ingresar el valor de este coeficiente en STARS™ es necesario utilizar el siguiente arreglo:

ARREGLO:

*DISPI_WAT	comp_name
*DISPJ_WAT	comp_name
*DISPK_WAT	comp_name
*DISPI_OIL	comp_name
*DISPJ_OIL	comp_name
*DISPK_OIL	comp_name
*DISPI_GAS	comp_name
*DISPJ_GAS	comp_name
*DISPK_GAS	comp_name

La tarjeta *DISP se utiliza para especificar a STARS™ que se ingresa un coeficiente de dispersión total en el modelo de simulación. Para ingresar la fase del componente solo es necesario indicar con _WAT, _OIL o _GAS para fase acuosa, oleosa o gaseosa



correspondiente. De igual manera, la dirección de la dispersión total es indicada mediante los caracteres “*i, j & k*” y el nombre del componente en la sección “*comp_name*”.

Las unidades de la dispersión total son $m^2/día$ | $ft^3/día$. En caso de que no se ingrese este coeficiente, STARS™ calculará por default la dispersión total como la suma de la dispersión mecánica más la difusión molecular efectiva.

Un ejemplo de arreglo de dispersión hidrodinámica es:

```
** Dispersión total con opción de la malla de fractura natural
** Componente “COMB WAT” en fase agua
*DISPI_WAT 'COMB WAT'      *MATRIX *CON 1e-4
*DISPJ_WAT 'COMB WAT'      *MATRIX *EQUALSI
*DISPK_WAT 'COMB WAT'      *MATRIX *EQUALSI
*DISPI_WAT 'COMB WAT'      *FRACTURE *CON 1e-2
*DISPJ_WAT 'COMB WAT'      *FRACTURE *EQUALSI
*DISPK_WAT 'COMB WAT'      *FRACTURE *EQUALSI

** COMPONENT “OXYGEN” IN GAS PHASE
*DISPI_GAS 'OXYGEN'      *MATRIX *CON 3e-4
*DISPJ_GAS 'OXYGEN'      *MATRIX *EQUALSI
*DISPK_GAS 'OXYGEN'      *MATRIX *EQUALSI
*DISPI_GAS 'OXYGEN'      *FRACTURE *CON 3e-2
*DISPJ_GAS 'OXYGEN'      *FRACTURE *EQUALSI
*DISPK_GAS 'OXYGEN'      *FRACTURE *EQUALSI
```

Si se desea simular el flujo dispersivo en un medio de doble porosidad, es necesario especificar la transferencia de masa en los sistemas matriz-fractura o viceversa. Una buena aproximación previa a la simulación sería mediante el uso de un modelo analítico de capacitancia como los de Coats.



V.3.3 ADSORCIÓN DEL TRAZADOR

La adsorción del componente se añade en la sección de **ROCK FLUID**, STARS™ cuenta con las siguientes opciones para modelar la adsorción de un componente:

- Cualquier componente en cualquier fase.
- Dependencia de la composición a partir de la tabla o modelo isotérmico de Langmuir.
- Dependencia de la temperatura.
- Múltiples tipos de roca adsorbentes.
- Reversible e irreversible.
- Factor de resistencia residual.

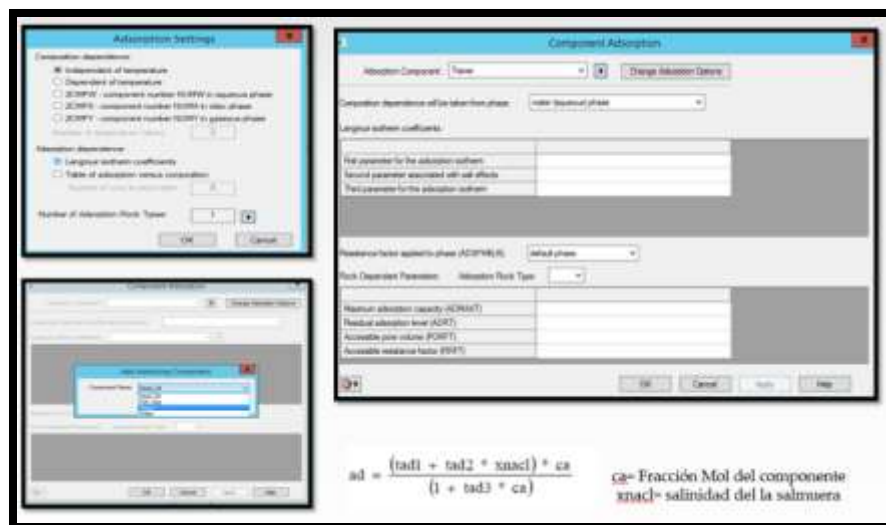


Figura 5.10. Ventanas de STARS™ para incluir el modelado de adsorción de un componente en el medio poroso.

La isoterma de Langmuir calcula los moles adsorbidos del componente por volumen de poro unitario de la siguiente manera:

$$ad = \frac{(tad1 + tad2 * xnacl) * ca}{1 + tad3 * ca}$$

Donde:

- “xnacl” corresponde a la salinidad de la salmuera.



- “*ca*” corresponde a la fracción molecular de “*comp_des*” (nombre del componente) en la “*phase_des*” (fase del componente).

A concentraciones elevadas (“*ca*” grande) la adsorción máxima se expresaría como (*tad1* + *tad2* * *xnaci*)/*tad3*. La sub-tarjeta “*phase_des*” indica una fase única (AGUA, GAS O ACEITE).

Los parámetros de la isoterma de Langmuir son los siguientes:

- ✓ *tad1* es el primer parámetro de la expresión de Langmuir para la isoterma de adsorción. Este valor deberá ser negativo y sus unidades son (gmol/m^3 | lbmol/pies^3 | gmol/cm^3).
- ✓ *tad2* es el segundo parámetro de la expresión de Langmuir para la isoterma de adsorción relacionada con los efectos de la sal (gmol/m^3 | lbmol/pies^3 | gmol/cm^3). Este valor deberá ser positivo, sin embargo en la actualidad STARS no lo utiliza, por lo que se usa el valor de defecto 0.
- ✓ *tad3* es el tercer parámetro de la expresión de Langmuir para la isoterma de adsorción, este parámetro no deberá valer menos de 1×10^{-15} .

De igual manera, STARS™ permite al usuario ingresar tablas de adsorción del componente contra la concentración mediante arreglos de Concentración de trazador vs Lbmol adsorbido por volumen de poro unitario.

Para este caso de estudio, el trazador cuenta con baja adsorción del medio poroso sin embargo si se incorpora su isoterma de adsorción en el modelo de simulación. Este químico se diseñó justamente para este tipo de formaciones (presentando adsorción del orden de 0.1 μg por g de roca adsorbida) en comparación a los trazadores comerciales.

V.3.4 INYECCIÓN DEL TRAZADOR

Una vez definido el componente “trazador” y sus interacciones con los fluidos del yacimiento así como la interacción con el medio poroso, el siguiente paso es definir la inyección del compuesto en uno o varios pozos. La inyección puede realizarse en forma de pulso (baches) o de manera continua, y el tipo de prueba que se puede realizar dependiendo el objetivo del proceso. Para este caso de estudio, en las diferentes escalas de simulación, el material trazador se inyecta en forma de un bache desplazado continuamente por agua de inyección, bajo estos supuestos el tipo de prueba que se está simulando es Inter Well.



En la sección **WELL AND RECURRENT** se define el pozo inyector, así como el arreglo de pozos productores, también se cargan las terminaciones y eventos de pozo, histórico de presión y producción por pozo e histórico de inyección.

Para el caso de las pruebas Inter Well, es necesario definir en la sección del pozo las restricciones primarias. El pozo inyector se controla en la simulación a través del gasto de inyección diario como variable primaria y como restricción secundaria la presión de fondo necesaria para que exista admisión en el yacimiento, esto puede ser agregado de esta manera o mediante tablas hidráulicas de pozo. Los gastos y presiones están calculados por medio del análisis nodal realizado por ingenieros del área de productividad, además del equipo de inyección disponible para la prueba piloto, es decir, no es factible inyectar en el modelo de simulación 4000 BPD cuando el equipo disponible en campo solo permite inyectar 2000 BPD para fines prácticos, sin embargo para estudio de sensibilidad se tiene la libertad de manipular como variable de ajuste el gasto de inyección y la presión de fondo.

El gasto de inyección no es tan arbitrario, para el desarrollo de una prueba piloto se deben involucrar todas las áreas que intervengan en el proceso (yacimientos, productividad de pozos, terminación de pozos, química orgánica, ingeniería química e instalaciones superficiales, normatividad, etc....) sin embargo, es posible hacer sensibilidades a través del gasto de inyección para evaluar las condiciones de operación y poder hacer una mejor planeación de la prueba.

En el caso de la simulación a escala de laboratorio, el pozo se agrega a través del BUILDER o mediante las tarjetas definidas en la sección **WELL AND RECURRENT DATA** del manual de STARS™.

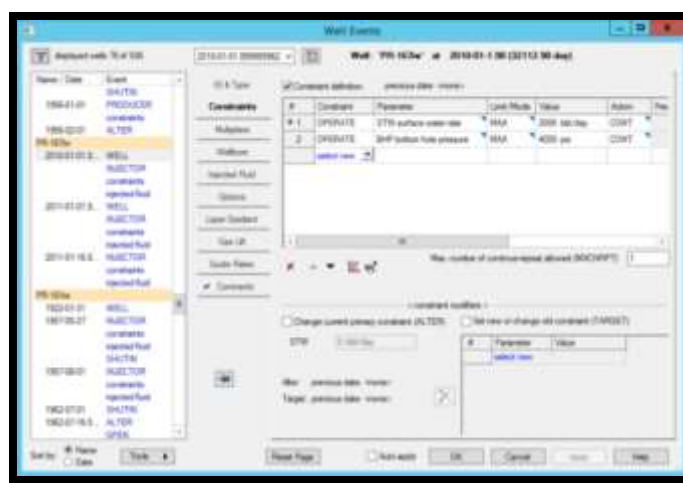


Figura 5.11. Sección de eventos históricos en la producción de los pozos.



En la pestaña *ID & Tipe* se selecciona el tipo de pozo que se desea crear. En la pestaña de *Constraint* se definen las condiciones de operación y monitoreo de pozos. La sección *Multipliers* se utiliza en etapa de predicción o si el usuario desea agregar un multiplicador a las restricciones definidas. En la pestaña de *Time* se ingresan los tiempos para diferentes eventos en el pozo, por ejemplo: cambios en la producción, estimulaciones, gastos de inyección, etc

Para la simulación de modelos a escala megascópica se tiene que ingresar los eventos mediante un archivo de texto de tipo *.FHF* el cual contiene las producciones de agua, gas y aceite además de la historia de presiones de fondo estáticas, las terminaciones y perforaciones de los pozos se añaden mediante el archivo con extensión *.wbd* el cual contiene las coordenadas de la perforación y de las terminaciones.

Para inyectar el trazador se necesita especificar la fase inyectada, para ello es necesario utilizar la tarjeta **INCOMP* seguido de la fase (**GAS*, **WATER*, **OIL*) y la fracción del componente que se desea inyectar. Por ejemplo para el caso de un trazador inyectado a 40 ppm, el arreglo de tarjetas sería de la siguiente manera:

<i>*WELL 1 'UNAM_1'</i>	**Nombre del pozo
<i>*INJECTOR 'UNWEIGHT' 'UNAM_1'</i>	**Definición de pozo inyector
<i>*OPERATE MAX STW 109.233 CONTREPEAT</i>	** Primer restricción (Gasto de inyección)
<i>*OPERATE MIN BHP 1422.0 CONTREPEAT</i>	** Restricción secundaria (Presión de fondo)
<i>*INCOMP WATER 2 0 0 0.99996 0.00004</i>	** Componente inyectado, en este caso Agua líquida (componente #1) y trazador (componente #2)
<i>*QUAL 0.0</i>	** Calidad del agua. Esta opción solo se activa para procesos térmicos.
<i>*TINJW 27.8</i>	** Temperatura de inyección (Para el caso de procesos térmicos)
<i>*PINJW 0</i>	** Atributo de inyección (Solo para casos térmicos)

Si el usuario desea modelar procesos térmicos es necesario agregar la calidad del vapor, la temperatura de inyección y la presión correspondiente. Para el caso del trazador, se desactiva la opción de simulador térmico en la sección de **NUMERICAL**.

Debido a la flexibilidad del preprocesador **BUILDER**, se puede crear la inyección del trazador a través de su interfaz gráfica. En la siguiente figura se muestra la ventana para agregar el compuesto que se desea inyectar.

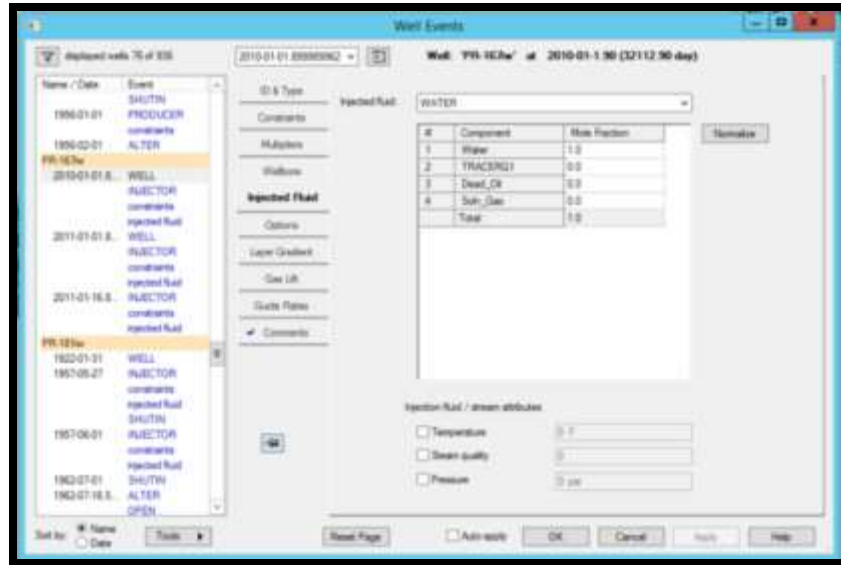


Figura 5.12. Sección de inyección en STARS™. En esta sección es posible definir los componentes que se desean inyectar en el modelo de simulación.

V.3.5 DATOS DE SALIDA

El análisis de las pruebas de trazadores se fundamenta a través de la curva de respuesta del trazador (Concentración Vs Tiempo), para poder generar estas curvas, así como las líneas de corriente y graficas de avance en el simulador, se implementan frecuencias de escritura en la malla (WRSF) con incrementos de 15 días. Es importante generar variables de tipo “Special” y activar en la simulación la opción “MASSBASIS” para tener resultados en fracción masa. El arreglo de tarjetas utilizadas para pedir las variables de salida en el simulador es el siguiente:

OUTSRF GRID FLUXRC PRES SG SO STRMLN SW TEMP VELOCRC Z **Variables de salida impresas en 3D

OUTSRF WELL LAYER ALL **Variables de salida en GRAPH

OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'PR-77' 'TRACERQ1' **concentración del componente en el pozo PR77

MASSFRAC 'M-24' 'TRACERQ1'

MASSFRAC 'PR-26' 'TRACERQ1'

MASSFRAC 'M-45' 'TRACERQ1'

MASSFRAC 'PR-175' 'TRACERQ1'

MASSFRAC 'M-9' 'TRACERQ1'



MASSFRAC 'M-10' 'TRACERQ1'
MASSFRAC 'PR-168' 'TRACERQ1'
MASSFRAC 'PR-116' 'TRACERQ1'

WPRN GRID 0 **Indica la frecuencia de escritura de resultados en la malla
REWIND 3 **Reescribir los resultados cada 3 intervalos de tiempo

Para la impresión en 3D de las líneas de corriente e ISO superficies es necesario pedir variables de tipo "Grid" y activar los vectores de velocidad y Flux.

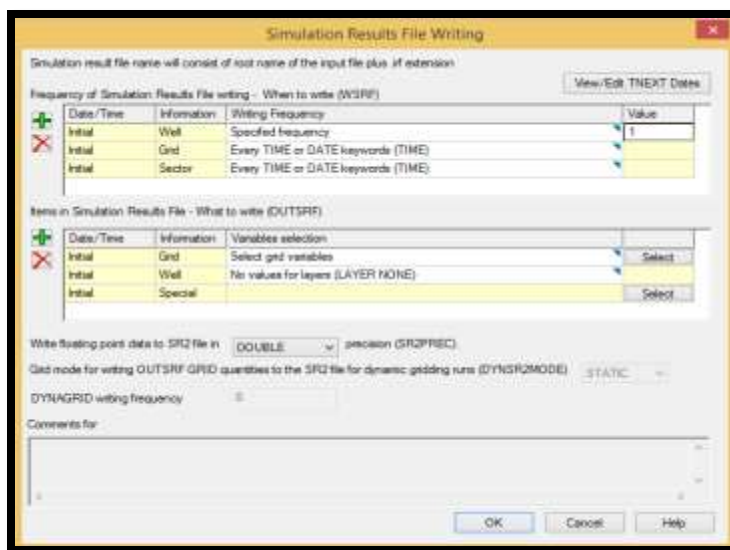


Figura 5.13. Menú para escritura de datos de salida en STARS.

V.4 CANTIDAD DE MASA A INYECTAR

Las pruebas con trazadores dependen en gran parte de la cantidad de masa inyectada en el yacimiento, para determinar la cantidad de trazador necesaria a inyectar en la prueba se pueden seguir diversos criterios, la mayoría fundamentada en los históricos de producción de agua por pozo y global, además del volumen poroso efectivo, límite de detección del equipo de medición etcétera. Siguiendo este planteamiento podemos definir tres criterios fundamentales basados en el método de dilución total, debido a que el trazador se diluye totalmente en el agua, viaja en la fase acuosa y no presenta interacción con los fluidos presentes en el yacimiento debido a su bajo coeficiente de partición con el aceite y gas.



V.4.1 CRITERIO #1

Establecemos que la masa inyectada debe garantizar una concentración del trazador equivalente a diez veces el límite de detección, suponiendo que éste se diluye en el volumen de poro que se pretende trazar. Es decir:

$$m = 10 * L.D * VP_{af}$$

Donde:

$L.D$ = Límite de detección del trazador (p. ej. 5×10^{-6} ppm)

VP_{af} = Volumen de poro afectado.

V.4.1 CRITERIO #2

Se considera que el aporte de agua en la malla puede provenir externamente, es decir fuera del límite de la malla, generando una dilución adicional no contemplada en el cálculo inicial de la masa. Este criterio se basa en establecer un periodo estimado de extensión para la producción total del trazador (p. ej. 2 – 3 años).

La masa inyectada debería garantizar una concentración del trazador equivalente a diez veces el límite de detección en los gasto de agua producida durante el plazo estimado de muestreo. Es decir:

$$m = 10 * Qw_{(malla)} * L.D * \Delta t_{muestreo}$$

Donde:

$Qw_{(malla)}$ = el gasto de agua producida en los pozos de la malla.

$\Delta t_{muestreo}$ = tiempo estimado de la duración del muestreo.



V.4.1 CRITERIO #3

Este criterio se establece a partir de las curvas de respuesta del trazador para esquemas de inyección regulares y sistemas balanceados (p.ej. “seven spot”). De estas curvas se puede medir la máxima concentración con respecto a la concentración inicial o de referencia (C_o):

$$C_o = \frac{m_{traz}}{0.05 VP_{af}}$$

Se supone un grado intermedio de heterogeneidad medido mediante el coeficiente de Lorenz ($\mathcal{L} = 0.5$) y proponiendo alcanzar límites de concentración 50 veces mayores al límite de detección, debería cumplirse:

$$\frac{C_{pico}}{C_o} = \frac{50 L.D}{C_o} = 0.09$$

De esta manera se calcula la masa de trazador como:

$$m = 14 * L.D * VP_{af}$$

Esta ecuación resulta similar y conservativa a la establecida en el *criterio 1*. El carácter conservativo podría acentuarse más si se contempla un mayor grado de heterogeneidad en el yacimiento.

En resumen la cantidad de masa a inyectar dependerá del grado de incertidumbre del yacimiento, existencia de aportes externos de agua y otros factores eventuales, analizar estos criterios puede constituir una buena práctica en operaciones reales.



V.5 OBJETIVO DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN

La simulación del trazador se llevó a cabo diferentes escalas de caracterización. La primera simulación se realizó en una columna de desplazamiento tipo *Bondpark* a escala de laboratorio, la segunda simulación fue considerando todo el complejo poza rica y en la tercera extrayendo un modelo sectorial con el área de interés para la prueba piloto en el complejo Poza Rica.

V.5.1 MODELO A ESCALA DE LABORATORIO

Este modelo se diseñó con el objetivo de reproducir pruebas de desplazamiento en una columna empacada con material calcáreo (Figura 5.14). Las dimensiones de la columna donde se llevaron a cabo los experimentos de desplazamiento por el laboratorio son las siguientes ^[36]:

- Longitud (x): 30 [cm]
- Diámetro (y): 3.9 [mm]

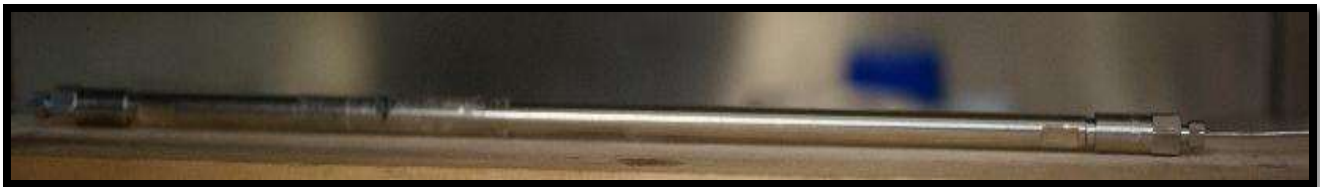


Figura 5.14. Columna *Bondpark* donde se llevó a cabo las pruebas de desplazamiento de un trazador químico por parte del laboratorio.

El modelo a escala de laboratorio tiene fundamentalmente dos objetivos principales:

1. Validar con STARS el experimento de desplazamiento a escala de laboratorio.
2. Establecer una metodología general para simular el proceso de inyección de trazadores, y posteriormente escalarlo a nivel sectorial y de yacimiento.



V.5.2 MODELO DEL YACIMIENTO

El modelo de simulación del complejo Poza Rica, está integrado por los campos Petronac, Mecatepec, Ávila Camacho, Talaxca, Escolín, Presidente Alemán y Poza Rica los cuales se encuentran localizados en la cuenca de Tampico-Tuxpan.

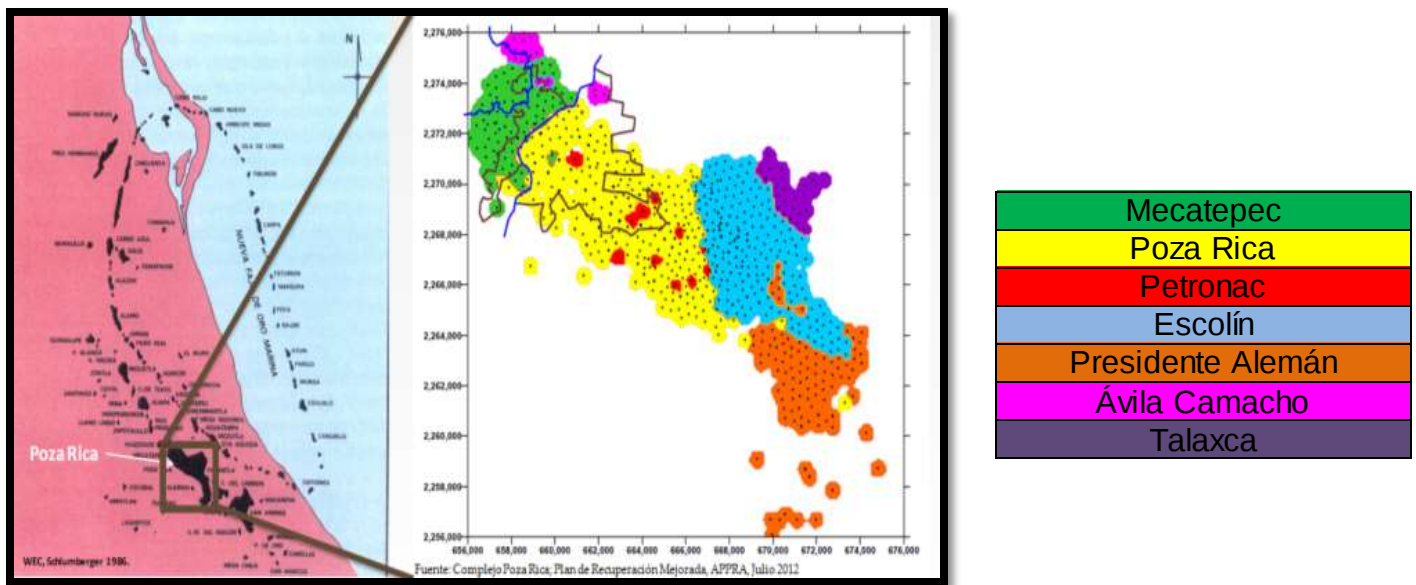


Figura 5.15. Campos localizados en la cuenca Tampico-Tuxpan.

El objetivo de la simulación del complejo Poza Rica es a predecir los tiempos de irrupción del trazador inyectado en forma de pulso en el pozo PR-167 tomando en cuenta a todo el complejo Poza Rica y de esta manera predecir los posibles canales de alta conductividad entre los pozos seleccionados en el área de la prueba piloto y realizar un análisis previo a las pruebas de recuperación en el área de interés.

Para este caso de estudio, se parte de un modelo de simulación parcialmente ajustado. La simulación del trazador junto con los resultados de la prueba de campo nos brindará importantes ventajas en un futuro, al tomar el comportamiento en campo del trazador como un parámetro más de ajuste en la simulación.

Un modelo de simulación mal ajustado conlleva resultados erróneos y alejados del comportamiento coherente de la física del yacimiento, esto se verá reflejado en históricos de



presión y cortes de agua optimistas, irrupciones de productos químicos (EOR e IMTT) tempranas, etc.... lo cual llevaría a toma de decisiones demasiado optimistas y lejanas a la realidad del fenómeno físico que se estudia, desde este punto de vista, los resultados de la prueba de trazadores en el campo nos servirán como un parámetro de restricción más en el ajuste de la simulación de yacimientos permitiendo mejorar el comportamiento del movimiento del agua eficazmente.

Un ejemplo de esto fue reportado por *Huseby y colaboradores (2008)* en un modelo de simulación de un yacimiento en el Mar del Norte, en el cual, con los datos obtenidos de una prueba de trazadores, contrastaron el ajuste de agua de su modelo de simulación que hasta ese punto parecía bueno. Para este caso, el trazador 2-FBA que se simuló predecía un tiempo de irrupción mucho más largo así como concentraciones muy pequeñas con respecto a las mediciones de la prueba realizadas en campo. El resultado de utilizar la irrupción del trazador como un parámetro de ajuste en el modelo de simulación del Mar del Norte fue un mejor ajuste de los cortes de agua y de presión, lo que conlleva a un modelo de simulación más consistente.

Otro punto de interés de este modelo, es realizar un análisis de sensibilidad sobre el gasto de inyección de agua para predecir la ruptura del trazador en los pozos a diferentes gastos de inyección asegurando un gasto óptimo.

V.5.3 MODELO SECTORIAL

El modelo sectorial se define de un área extraída del modelo de simulación del complejo Poza Rica, tomando como referencia el pozo PR-167. El objetivo de utilizar un modelo sectorial es poder reproducir el fenómeno que se requiere estudiar en un área de interés más delimitada y disminuir los tiempos de cómputo. Los modelos completos generalmente poseen celdas muy grandes, lo que conlleva a espesores y extensiones de área con mayor magnitud.

Algunos puntos a favor de los modelos sectoriales son:

- Permiten modelar con mayor facilidad las canalizaciones de agua y gas.
- Fácil modelado de conificaciones de agua.
- Ajuste histórico de presión y producción más fácil.
- Ahorro en memoria computacional.
- Mejor representación de las heterogeneidades del yacimiento en el área de interés.



Sin embargo las premisas que se deben considerar para la simulación en modelos sectoriales son:

1. Mayor número de celdas en el área de interés.
2. Facilidad en el ajuste histórico de producción y presión.
3. Tiempo útil del modelo sectorial.
4. Disminución considerable de requerimiento computacional.
5. Flujo en la frontera:
 - a. Frontera abierta.
 - b. Frontera cerrada.

Con respecto al flujo de fluidos en la frontera, se pueden considerar los dos casos:

- Frontera abierta: se tomaría en cuenta el flujo existente en las fronteras del sector, es decir por fuera de dicho modelo. De esta manera se obtiene un mejor resultado numérico, sin embargo se contemplan diferentes escenarios de flujo en las fronteras y cada escenario sería replanteado lo que llevaría a complicaciones en la simulación.
- Frontera cerrada: implicaría la falta de comunicación con la parte restante del yacimiento, lo cual podría ser una limitación. Pero para respuestas a tiempo corto, este tipo de fronteras es más fácil de manejar y con resultados muy similares a la frontera abierta. Dependiendo de la comunicación que exista entre el sector y el yacimiento, serán los tiempos de respuesta en el modelo de frontera cerrada como solución.

Para este caso de estudio, el sector extraído del modelo original se simulará con frontera cerrada, tomando un área de 3 [km²] aproximadamente, con la finalidad de que los efectos de simular con frontera cerrada no sean tan representativos y puedan desviar la interpretación de los resultados.



V.6 DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN

V.6.1 MODELO A ESCALA DE LABORATORIO.

El modelo a escala de laboratorio se construyó en una malla en coordenadas cartesianas, con un volumen equivalente a la columna Bondpark, las dimensiones del modelo son las siguientes:

X	30 [cm]
Y	3.9 [mm]
Z	3.9 [mm]

La columna empacada está saturada por agua únicamente, por lo tanto no es necesario ingresar un PVT al modelo de simulación a escala de laboratorio debido a que en las pruebas de desplazamiento no se desplazó con saturación de aceite alguna.

Los datos del experimento y del medio poroso utilizado en el experimento se muestran en la Tabla 5.2:

Datos	Experimento	Modelo de simulación
Área [mm²]	3.9	3.9
Longitud [mm]	300	300
Porosidad [%]	0.3145	0.3145
Permeabilidad [mD]	159.27	159.27
Gasto de inyección [cm³/min]	1	1
Coefficiente de difusión molecular [cm²/seg]	5.57e-006	5.57e-006

Tabla 5.2. Datos de entrada para el modelo de simulación de la columna Bondpark.

El número de celdas utilizadas en el modelo son 10 en las direcciones y representa en flujo en solo una dirección (Modelo 1D). La malla de simulación en vista isométrica se puede observar en la Figura 5.16:

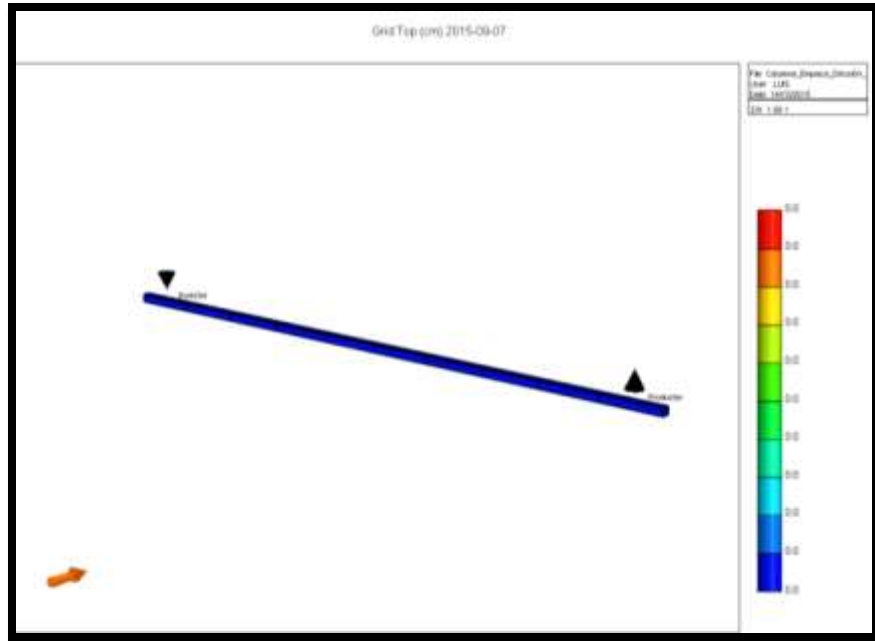


Figura 5.16. Elemento isométrico del modelo de simulación a escala de laboratorio. La malla se construyó de acuerdo a las dimensiones de una columna del tipo Bondpark donde se llevó a cabo el desplazamiento de un trazador.

El modelo de simulación a escala de laboratorio, únicamente contiene definido a los componentes “Water” y “Tracer”, ambos en la fase acuosa. Las propiedades asignadas al modelo son las que trae por *default* STARS debido a que el experimento de desplazamiento se llevó con agua a condiciones estándar.

La interacción del sistema roca-fluido en la simulación se representa mediante las curvas de permeabilidad relativa, STARS requiere de dos curvas de permeabilidad relativa, para la fase agua-aceite y la fase aceite-gas respectivamente sin embargo en el experimento no se tiene caracterizada ninguna curva de permeabilidad relativa pues la única fase que se mueve en el medio poroso es el agua. Por lo tanto se añade una curva de permeabilidad relativa en forma de X ($k_{rw} = 1$).

Donde la S_{wir} tiene un valor de “0” y la S_{or} un valor de “0”, la curva de permeabilidad relativa se muestra en la figura 5.17:

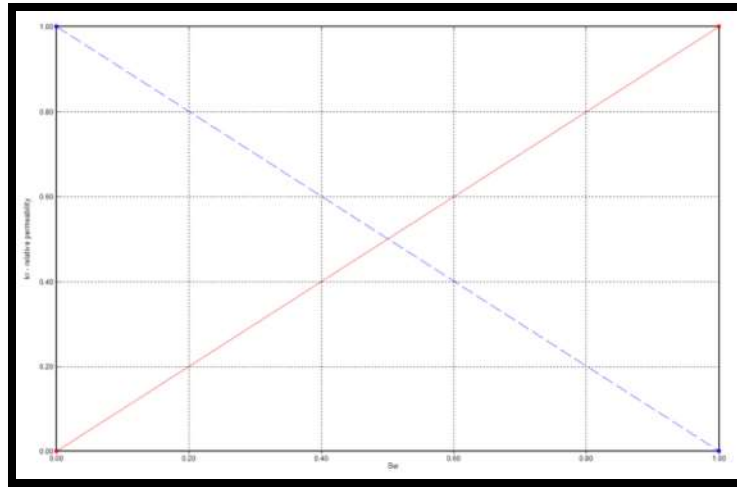


Figura 5.17. Curva de permeabilidad relativa del sistema agua-aceite. La línea roja representa la permeabilidad relativa al agua y la azul la permeabilidad relativa al aceite.

De la misma manera, se ingresó una curva de permeabilidad relativa para el sistema aceite-gas con la misma forma de la figura 5.17 debido a que no se puede inicializar un modelo de simulación en STARS sin estas dos curvas presentes pese a que solo exista definida una sola fase.

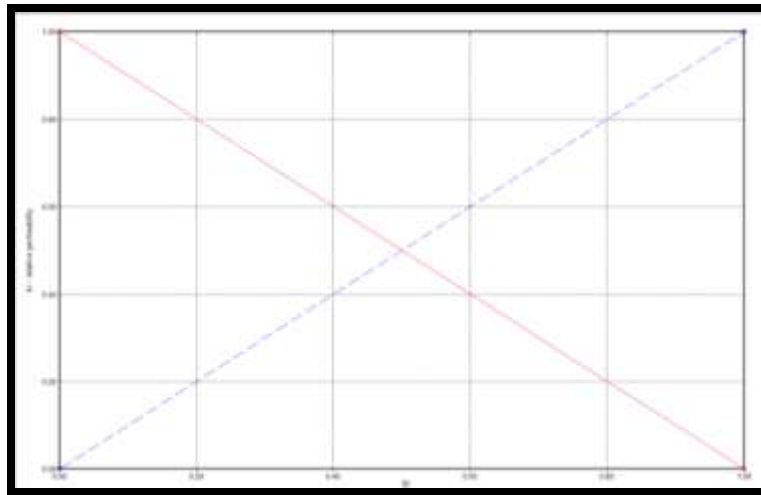


Figura 5.18. Curva de permeabilidad relativa del sistema liquido-gas. La línea azul representa la permeabilidad relativa al líquido y la curva roja al gas.

Con respecto a las curvas de presión capilar (P_c), el modelo de simulación a escala de laboratorio desprecia los efectos gravitacionales y capilares, por lo tanto no es necesario añadir el par de curvas de presión capilar para los sistemas agua-aceite y liquido-gas.



La isoterma de adsorción utilizada para el modelo de simulación se presenta en la figura 5.1:

Composition dependence will be taken from phase: water (aqueous) phase

Isothermal adsorption table

	Mole Fraction	Adsorbed moles per unit pore volume	Comment
		lbmole/ft ³	
1	2.00E-05	1.10132E-06	
2	4.00E-05	2.20264E-06	
3	6.00E-05	3.30396E-06	
4	8.00E-05	4.40529E-06	
5	1.00E-04	5.50661E-06	

Figura 5.1. Isotherma de adsorción del trazador en el medio poroso obtenida de mediciones de laboratorio. La adsorción máxima del trazador a 100 ppm es de 0.4 μg por gramo de roca.

Las condiciones iniciales de este modelo son ingresadas sin realizar equilibrio vertical de los fluidos. De esta manera, la única condición de referencia en el modelo es la presión que existe en la columna empacada, equivalente a 1000 Psi presión a la cual se estabiliza el sistema antes de la experimentación y la saturación inicial de los fluidos la definimos como "100" de agua por lo que no existen fuerzas capilares en el medio.

STARS Initial Conditions

Vertical Equilibrium Calculation Methods

☐ Depth-Average Capillary-Gravity Method (VERTICAL_DEPTH_AVE)

☒ Do Not Perform Vertical Equilibrium Calculations (VERTICAL OFF)

Initialization Region: Region 1

Region 1: Initialization Region Specifications

Initialization Set Number 1 is not defined. Grid depth range: 0 to 0.35 cm

Reference Pressure (REFPRES):

Location For Reference Pressure

☒ Reference Depth (REFDEPTH)

☐ Reference Block (REFBLOCK)
(UBA Format i.e. i1 j1 k1 / i2 j2 k2 ...)

Initial Reservoir Saturation

Water-Oil Contact Depth (DWOC)

Gas-Oil Contact Depth (DGOC)

OK Cancel Apply Help

Figura 5.20. Condiciones iniciales del modelo de simulación. No se necesita realizar cálculos de equilibrio vertical debido a que se simula flujo monofásico en el medio poroso y se desprecian los efectos de capilaridad.



Los pozos se añaden en la sección de *Wells*, en las celdas (1, 1, 1) para el pozo inyector y la celda (10, 1, 1) para el pozo productor (Figura 5.19).

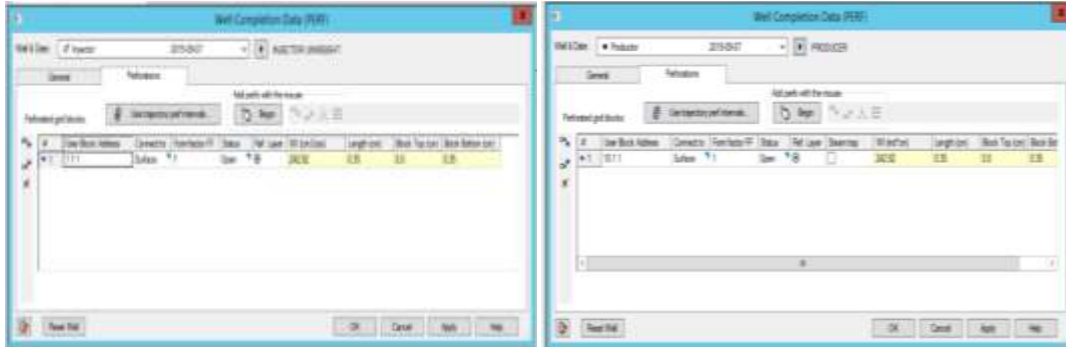


Figura 5.21. Localización de los pozos en el modelo de simulación con un radio de 0.1 cm de tubing.

Los eventos del pozo inyector se pueden resumir en la Tabla 5.3:

t [min]	Gasto de inyección [cc/min]	Agua [%w]	Trazador[%w]
2	1	1	0
4	1	0.996	0.004
6	1	1	0

Tabla 5.3. Inyección del trazador en forma de pulso.

El pozo productor se controló mediante una restricción de presión de 1000 [psi]. La última parte del modelo de simulación consiste en incluir los tiempos de escritura para los resultados. Se eligieron intervalos de 30 segundos con un tiempo total de simulación de 30 minutos.

La escritura de los archivos de salida es la siguiente:

```
INUNIT LAB EXCEPT 3 1
WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME
OUTSRF GRID MASS ADSORP PPM ADSPCMP PRES WATFRFL WATMOB Z
OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'Productor' 'TRAZADOR'
MOLEFRAC 'Productor' 'TRAZADOR'
OUTSRF WELL MASS COMPONENT ALL
WPRN GRID 0
```



OUTPRN GRID NONE

OUTPRN RES NONE

INUIT LAB indica que las unidades utilizadas sean a escala de laboratorio, excepto la presión (EXCEPT 3 1).

De la misma manera se agregan las variables en términos de masa y de concentración para todos los componentes (Agua y Trazador).

V.6.2 MODELO DEL YACIMIENTO

El modelo de simulación se construye a partir del archivo **“.RESCUE”** o bien a través de los mapas de isopropiedades que contienen la siguiente información sobre el campo:

- Porosidad
- Permeabilidad I
- Permeabilidad J
- Permeabilidad K
- Cimas y Bases
- Espesores
- Malla de simulación construida y localización de los pozos. (RESCUE)

La diferencia entre usar el archivo .RESCUE y los mapas de isopropiedades es la libertad del usuario para crear la malla de simulación. En el caso particular del formato .RESCUE se incluye la malla de simulación (número de celdas y geometría) junto a las propiedades ya mencionadas. Si se desea crear un modelo de simulación con un número mayor o menor de celdas, así como definir la geometría de la malla es recomendable crear la malla manualmente a través de BUILDER. Para este caso de estudio se utilizó el formato .RESCUE el cual es cargado en la sección de **RESERVOIR** del preprocesador.

El campo Poza Rica ^[38] produce en un medio calcáreo de transición constituido por sedimentos alóctonos de plataforma (Fm. El Abra) y sedimentos autóctonos de cuenca (Fm. Tamaulipas Superior) depositados durante el Cretácico medio. Los sedimentos autóctonos, representados por secuencias de mudstone y wackestone, y los sedimentos alóctonos, conformados por secuencias de packstone y grainstone provenientes de zonas relativamente más altas y someras, se hallan intercalados. Entre los sedimentos alóctonos, tres estilos de depositación son identificables ^[39]:

- Brechas calcáreas transportadas por mecanismos gravitacionales de flujos de escombros
- Turbiditas calcáreas depositadas por gravedad y suspensión
- Pliegues sinsedimentarios producidos por deslizamiento de masas.

Barnette e Illing (1956) describen la litología de la formación tamabra en los alrededores del campo Poza Rica como una secuencia de calizas y dolomías bioclásticas que subyacen a las calizas, margas y lutitas de la Formación San Felipe y Agua Nueva, además sobreyacen y cambian lateralmente, hacia el Sur a calcilutitas impermeables.

El modelo de simulación está compuesto 24 capas que representan a los 4 cuerpos que conforman al complejo Poza Rica y representan las diferentes litologías que van de calizas clásticas principalmente con intercalaciones de lutitas a dolomías y brechas calcáreas (Cuerpo A) las cuales complican de gran manera la fenomenología de estudio.

Cuerpo ab-D	Celdas en el MNS 1 - 9
BC	10 - 15
f	16 - 17
A	18 - 24

Figura 5.22. Celdas correspondientes a los cuerpos del complejo Poza Rica. Las celdas de color amarillo representan capas de baja permeabilidad y porosidad (intercalaciones de lutitas).

El modelo de SNY cuenta con un total de 129600 celdas de las cuales 120 son en la dirección "i", 45 en la dirección "j" y 24 en la dirección "k". Como resumen, este modelo se construyó en



una malla no ortogonal del tipo "*corner point*" para poder representar los acúñamientos y discordancias del complejo Poza Rica.

Con respecto a la distribución de las propiedades de porosidad y permeabilidad en el modelo de simulación se tienen los siguientes histogramas:

La porosidad se encuentra en un rango de [0.13-0.07] con un porcentaje de alrededor del 93 [%] en el modelo de simulación, los porcentajes restantes equivalen a un 2 % de porosidad en un intervalo de [0.10-0.20] y 1.7 (%) con un porosidad del rango de [0-0.03]. La Figura 5.23 presenta el histograma de distribución de la porosidad para el modelo de simulación:

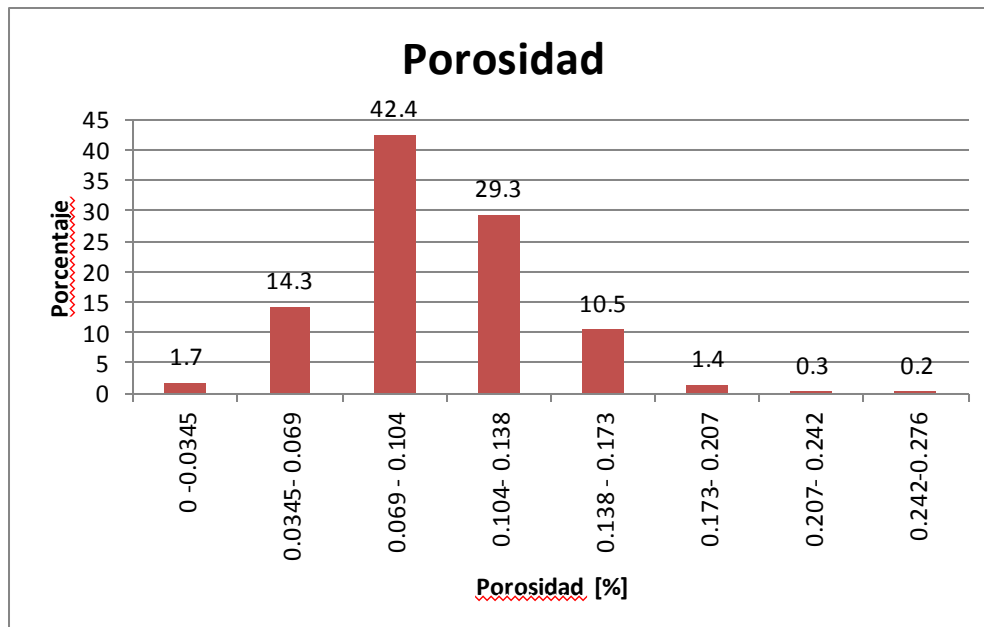


Figura 5.23. Histograma de porosidad del modelo de simulación. El modelo tiene una porosidad promedio de 10 [%] aproximadamente.

La permeabilidad areal del modelo de simulación es muy alta, con magnitudes del orden de 150-500 mD en un 60 % del modelo aproximadamente y permeabilidades del orden de 560-1770 mD cerca del 40%.

La permeabilidad vertical del modelo de simulación se asignó mediante un multiplicador de 0.25 en toda la malla, por ende, el modelo de SNY si presenta comunicación vertical con los cuerpos que conforman columna litológica a excepción de las intercalaciones de lutita que sirven como sellos de baja permeabilidad.

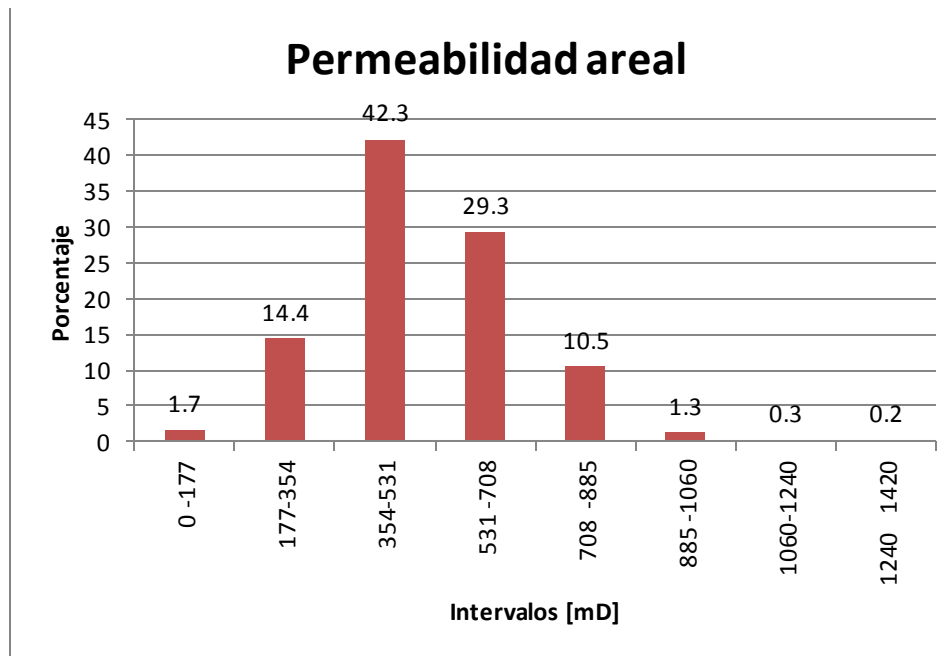


Figura 5.24. Histograma de permeabilidad areal.

V.6.2.1 PROPIEADES DE LOS FLUIDOS DEL MODELO DE SIMULACIÓN

El PVT utilizado para el modelo del complejo Poza Rica se incluyó en STARS mediante una salida del simulador de PVT “Winprop”. STARS al ser un simulador composicional, calcula las propiedades de PVT mediante el uso de constantes de equilibrio y densidades molares de las fases.

En el anexo **“D.18 Conversion of Black Oil PVT to STARS”** del manual de simulación de STARS se encuentra más información sobre la conversión de un modelo de aceite negro a composicional. En los anexos **“D.4”** y **“D.19”** del manual de STARS se encuentra el algoritmo que utiliza el simulador para el cálculo de las densidades y viscosidades de los fluidos.

Las propiedades termodinámicas (PVT) y de transporte principales del agua, aceite y gas se resumen en la Tabla 5.4:



Fluido	Viscosidad [cP] @c.y	Densidad [lb/ft ³] @c.s	FVF @c.y	RGA [ft ³ /bbt]
Aceite	4.01	53.4	1.4333	786
Agua	1	62.01	1	-
Gas	.016	0.96	0.0048	-

Tabla 5.4. Propiedades termodinámicas y de transporte utilizadas en el modelo de SNY.

El factor volumétrico del agua " B_w " (Figura 5.25) se calcula con la relación de densidades de la fase a condiciones de yacimiento y en superficie. Generalmente STARS calcula los valores de B_w utilizando ecuaciones reportadas en el paper "J. Phys. Chem. Ref. data, Vol. 16, No. 4, 1987".

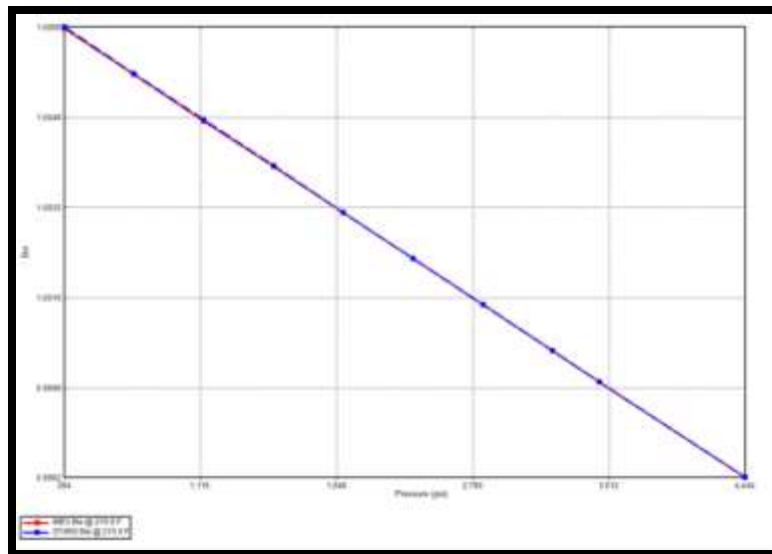


Figura 5.25. Factor volumétrico del agua calculado por STARS a través de la salida en IMEX.

En la Figura 5.26 se muestra la densidad del agua utilizada en el modelo de simulación del complejo Poza Rica.

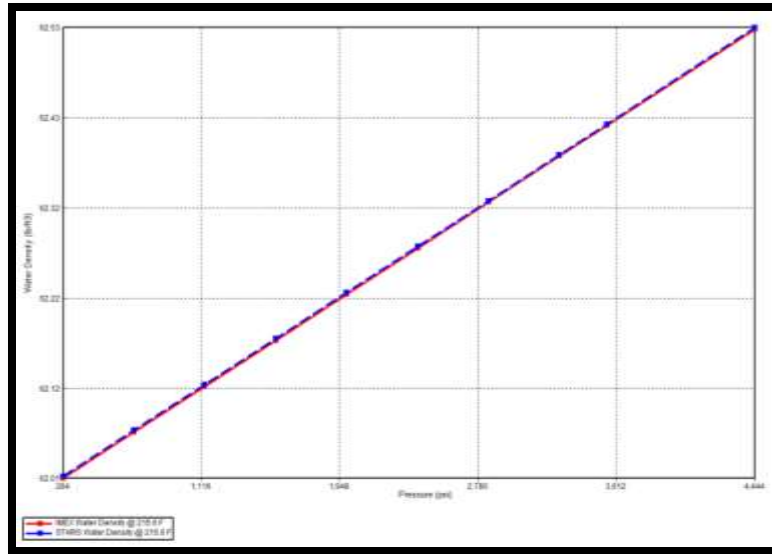


Figura 5.26. Densidad del agua del modelo de simulación en STARS. La curva roja pertenece a la densidad del agua calculada por IMEX y la curva azul la curva calculada por STARS.

La viscosidad del agua se muestra en la Figura 5.27, STARS puede calcular estas viscosidades a partir de los datos de salida en IMEX, sin embargo se puede ingresar esta información en forma de tabla en la sección “**Components/Liquid Viscosities/WaterPhase**”.

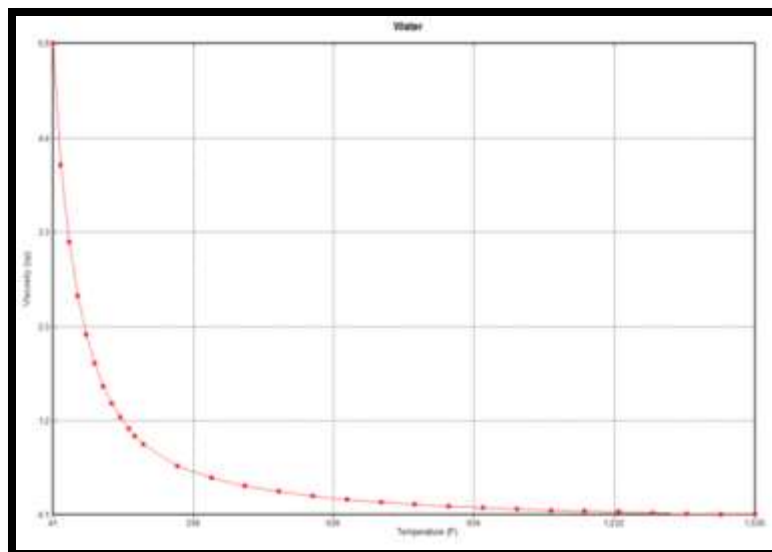




Figura 5.27. Viscosidad del agua a diferentes presiones. Valores leídos de la tabla de propiedades en la sección de componentes.

En la figura 5.28 se muestra el factor volumétrico del aceite, el yacimiento tiene una presión de saturación de 3555.5 Psi de acuerdo a la curva de Bo.

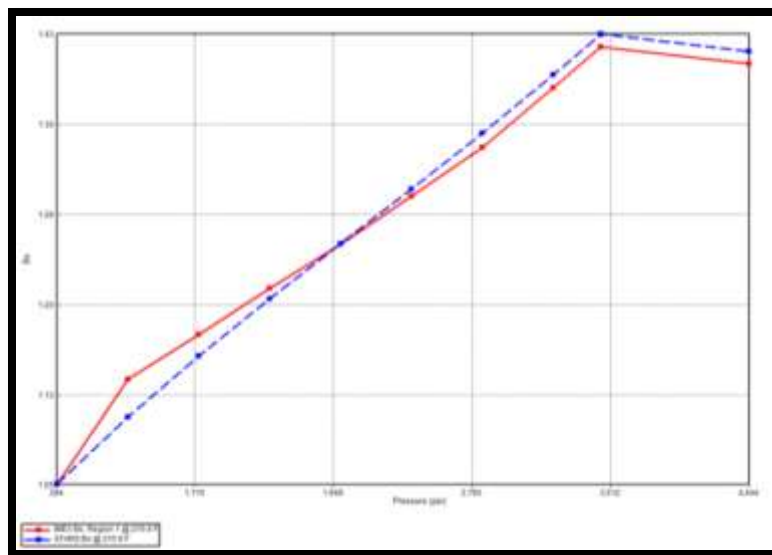


Figura 5.28. Factor volumétrico del aceite (B_o).

En la figura 5.28 se observan dos curvas:

- La curva azul es el valor de B_o ajustado mediante IMEX
- La curva color rojo es la calculada mediante STARS.

La viscosidad del aceite sin gas disuelto (Dead_Oil) se muestra en la figura 5.29 y la viscosidad del gas disuelto en el aceite en la figura 5.30. STARS divide el cálculo de la viscosidad para los componentes en fase oleica en dos componentes:

- Dead_Oil
- Sol_Gas

Donde Dead_Oil representa el gas sin gas disuelto y la variable Sol_Gas a las propiedades del gas disuelto en el aceite.

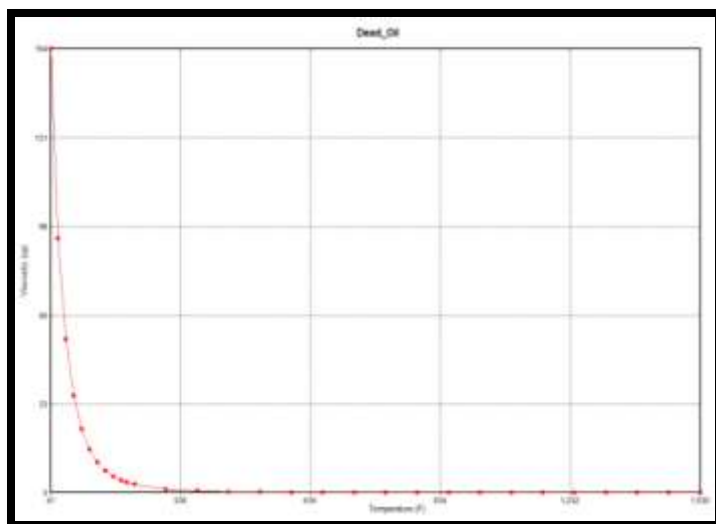


Figura 5.29. Viscosidad del aceite muerto utilizada en el modelo de simulación. Esta viscosidad fue ingresada a través de una tabla en la sección de **COMPONENTS**.

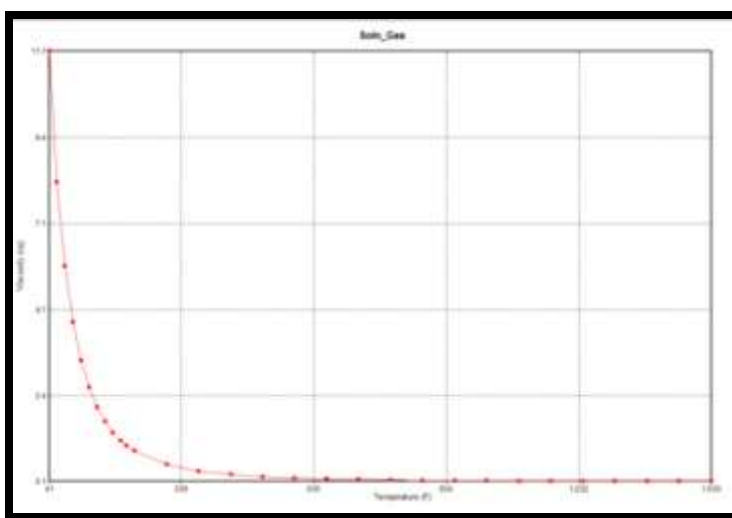


Figura 5.30. Viscosidad del gas en solución en la fase oleica.

En la figura 5.31 se observa la RGA del modelo de simulación. Para este caso, el cálculo que realiza STARS a partir de la salida en IMEX no presenta mucha desviación.

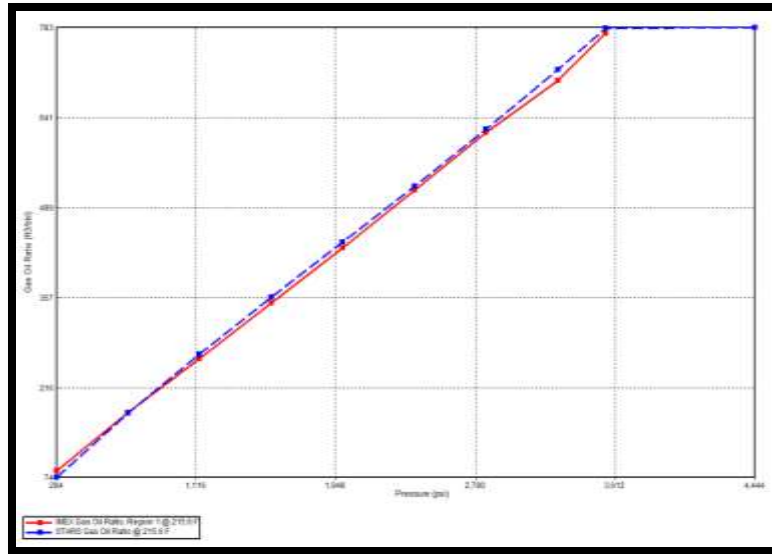


Figura 5.31. Relación Gas-Aceite del modelo de simulación.

Las propiedades del gas que se observan en la interfaz gráfica del preprocesador son las siguientes:

El factor volumétrico del gas se muestra en la siguiente figura:

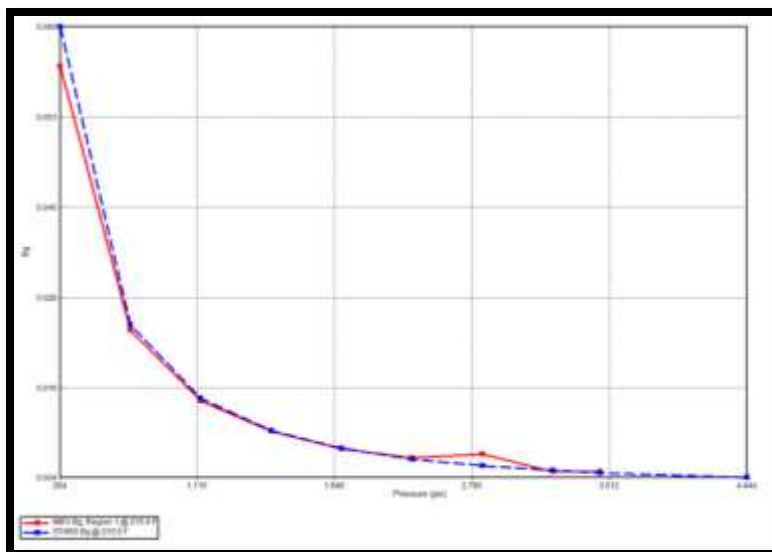


Figura 5.32. Factor volumétrico de gas (B_g) utilizado en el modelo de simulación.



V.6.2.2 PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO

Las interacciones del sistema roca-fluido son representadas mediante las curvas de permeabilidad relativa, de esta manera se obtienen los cambios en la saturación en el yacimiento en función a la historia de producción, por otra lado, estas curvas representan la velocidad de las fases en el medio poroso. Dentro de estas interacciones del sistema roca fluido es necesario incluir las curvas de presión capilar, las cuales permiten definir las zonas de transición entre las fases agua-aceite y gas-aceite, además de contener de manera implícita a la distribución de la porosidad del yacimiento.

Las propiedades del sistema roca-fluido pueden ser ingresadas en STARS mediante correlaciones o a través de tablas de $S_{wvs}(K_r \text{ o } P_c)$. En la sección “**ROCK-FLUID**” se pueden definir las permeabilidades relativas, las presiones capilares y la adsorción, difusión y dispersión de los componentes.

La permeabilidad relativa y la presión capilar cuentan con las siguientes opciones:

- Múltiples tipos de roca
- Dependencia de la temperatura
- Anulación flexible de los puntos extremos por tipo de roca y por bloque
- Modelos de Stone de la fase intermedia
- Modelo de la fase intermedia de interpolación lineal
- Interpolación entre conjuntos según la composición o el número capilar
- Opción humectante en base a agua, o de petróleo o de una de tres opciones.
- Mojabilidades intermedias
- Permeabilidades relativas en dirección vertical son diferentes de las mismas en dirección horizontal
- La presión capilar puede determinar las distribuciones de saturación inicial
- Histéresis de la permeabilidad relativa para la fase tanto mojante como no mojante, e histéresis de la presión capilar.

En el modelo de simulación estas curvas de K_r y P_c son ingresadas a partir de datos obtenidos en reportes petrofísicos con pruebas de desplazamiento, sin embargo STARS™ permite crear las curvas a partir de rocas tipo o modelos como el de Corey para sistemas mojados por agua o Hirasaki para sistemas mojados por aceite.



Para el sistema agua-aceite, la curva de permeabilidad y su curva de presión capilar son las siguientes:

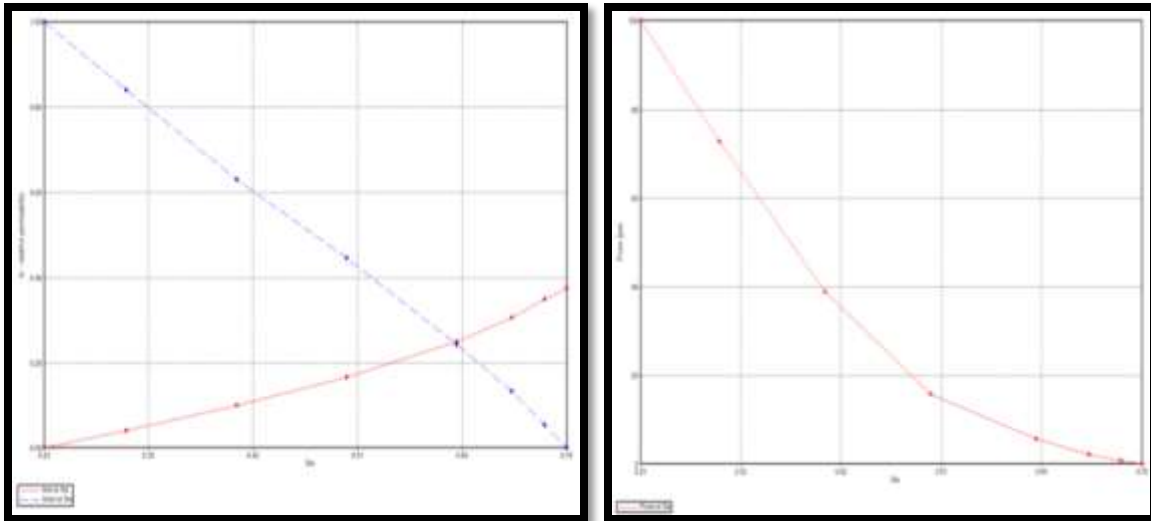


Figura 5.33. Curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar en el modelo de simulación original.

Para el sistema aceite-gas, la curva de permeabilidad relativa y la curva de presión capilar es la siguiente:

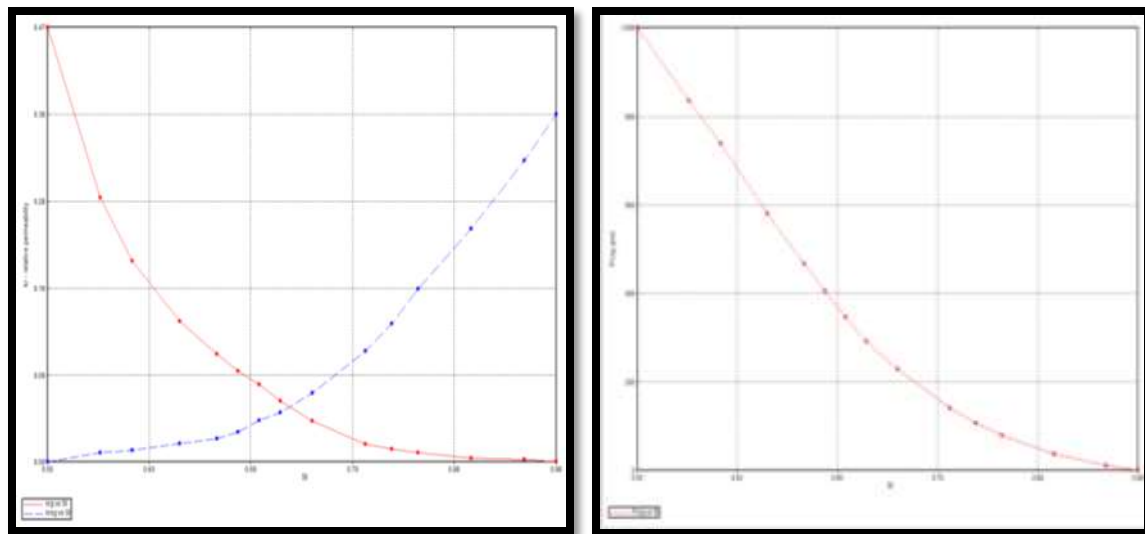


Figura 5.34. Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar para el sistema Aceite-Gas.



Dentro de esta misma sección se definen la adsorción de los componentes en el medio poroso, para el caso del trazador inyectado se utiliza la siguiente isoterma de adsorción:

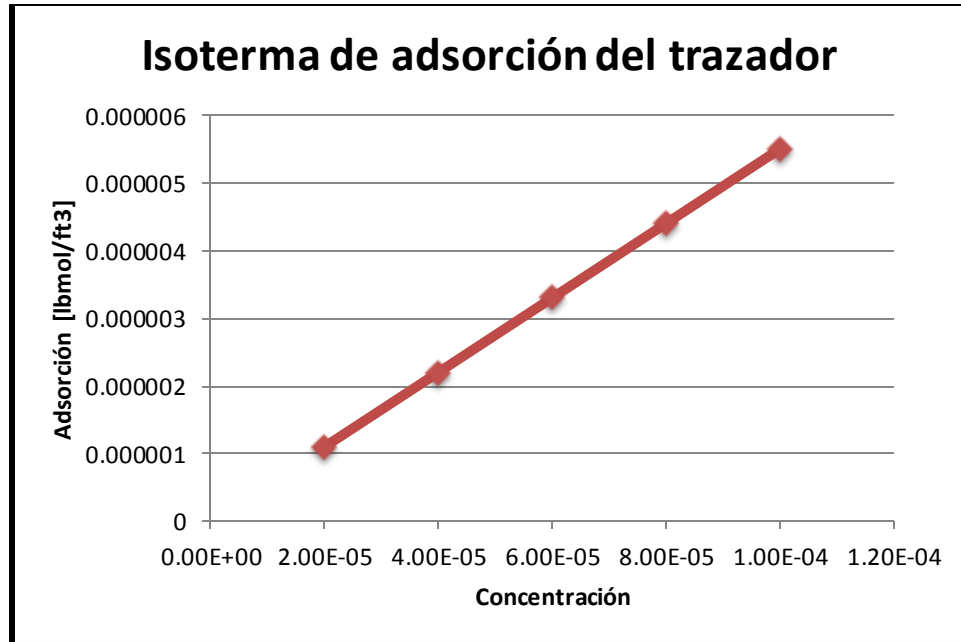


Figura 5.35. Isoterma de adsorción del trazador.

Cabe resaltar que el modelado numérico de la adsorción es irreversible e independiente de la temperatura.

V.6.2.3 DATOS RECURRENTES Y POZOS

El complejo Poza Rica cuenta con más de mil pozos perforados, de los cuales, actualmente 9 operan como pozos inyectoros y 237 como pozos productores. En el caso de los pozos productores 35 son fluyentes y 202 funcionan con sistemas de producción artificial (mecánico, neumático, hidráulico y de cavidades progresivas).

Los históricos de producción de agua, gas y aceite; así como el histórico de inyección de agua en el complejo Poza Rica son importados mediante el preprocesador BUILDER™ utilizando archivos con extensión “.FHF” que contienen la información de los históricos de producción y de presión por pozo. En cuanto a las trayectorias y terminaciones para localizar los pozos en la malla, se utilizaron archivos con extensión “.WBD” los cuales contienen las coordenadas UTM de los pozos, intervalos disparados, profundidad vertical y desarrollada así como los eventos de terminación y reparación de pozos.



El proceso para cargar estas restricciones en el modelo de simulación es relativamente simple si se cuenta con esta información, sin embargo, si no existe el archivo es necesario crearlo en un archivo de texto con el siguiente formato:

```
! ** Rate values (e.g. oil rate) apply to the previous period. Non-Rate values (e.g. pressure) are instantaneous.
2015-10-01
'Production Data Field History File'
2010 1 1
'ISO_DATE_FORMAT'
4
'Gas Rate SC' 'Liquid Rate SC' 'Oil Rate SC' 'Water Rate SC'
'ft3/day' 'bbl/day' 'bbl/day' 'bbl/day'
59
'M-15'
2010-01-01T00:00:00 0 0 0
0
'M-43'
2010-01-01T00:00:00 0 0 0
0
'M-67'
2010-01-01T00:00:00 0 0 0
0
'M-106'
2010-01-01T00:00:00 0 0 0
0
'M-107'
2010-01-01T00:00:00 72343.29688 335.8280029 52.27700043
283.5509949
2010-02-01T00:00:00 72343.29688 335.8280029 52.27700043
283.5509949
2010-03-01T00:00:00 57439.69922 281.072998 43.80899811
237.2640076
2010-04-01T00:00:00 54973.19922 333.2539970 48.7120018
284.5419922
2010-05-01T00:00:00 59305.80078 367.7669983 54.47800122
313.2969971
2010-06-01T00:00:00 48275.5 360.9760132 53.93700027
307.0390015
2010-07-01T00:00:00 42432.89844 360.4060059 53.67300034
306.7330017
2010-08-01T00:00:00 38176.60156 343.3000183 49.8030014
293.4970093
```

Figura 5.36. Archivo histórico de producción.

El formato utilizado .FHF se construye a partir de columnas, la primera relacionada siempre al tiempo siguiendo el formato AA/MM/DD/TT y las siguientes columnas con la información de gastos, presiones, etc.

Es importante mencionar que éste no es el único formato de archivos históricos, sin embargo fue este fue utilizado para este modelo.

En este caso de estudio se inyecta el trazador el pozo PR167iw, el cual era un pozo productor (2009) que se convirtió a inyector para la simulación y la prueba piloto (2015). La figura 5.37 muestra el estado mecánico real del pozo PR167iw y el estado mecánico utilizado en la SNY.

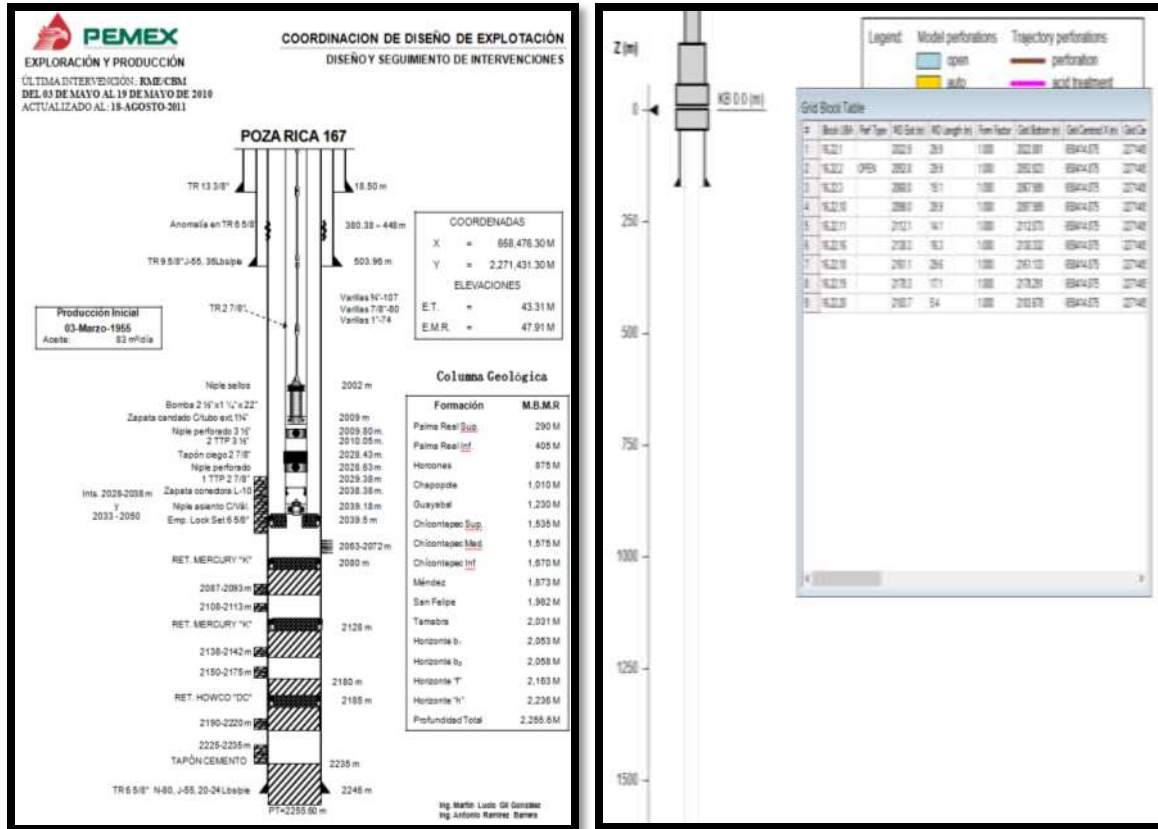


Figura 5.37. Estado mecánico del pozo PR167.

En el estado mecánico del pozo PR167 se incluye un aparejo con Bombeo Mecánico, sin embargo en diciembre del año 2014 se hizo cambio de aparejo a tubing de 2 7/8". El intervalo disparado se conserva (2053-2064 m) y es el que se utiliza en el modelo de Simulación Numérica de Yacimientos (SNY).

V.6.2.4 INYECCIÓN DEL TRAZADOR

Para la inyección del trazador en el modelo de SNY se manejan diferentes gastos (1000, 2000 y 4000 BPD) mediante un estudio de sensibilidad, se inyecta una cantidad de 50 kg de trazador durante una semana a diferentes concentraciones. Posteriormente se desplaza el trazador a los gastos mencionados anteriormente durante la simulación. Con respecto a los pozos productores, se decidió tomar un arreglo no balanceado de pozos monitores en la SNY contemplando el monitoreo del trazador en los siguientes pozos (Tabla 5.4):



Pozos monitores					
'PR-26'	'M-10'	'PR-166'	'M-14'	'M-110'	'PR-26'
'PR-79'	'PR-168'	'PR-48'	'PR-170'	'M-45'	'M-9'
'M-11'	'PR-116'	'PR-168'	'M-106'	'PR-175'	'M-44'
'M-30'	'M-97'	'PR-77'	'M-56'	'M-13'	'M-76'
'M-36'	'M-29'	'M-24'	'M-77'	'PR-10'	

Tabla 5.4. - Pozos monitores de trazador. Se eligieron estos pozos debido a que cubren un área de 3 km² aproximadamente con respecto al pozo inyector.

Se inyectó una masa de 100 kg de trazador durante dos semanas, en la siguiente tabla se presentan los eventos relacionados con la inyección del trazador:

Evento	Gasto de inyección [BPD]	Concentración de trazador [PPM]
2010/1/1 Inicia inyección de trazador durante 2 horas	2000	22.4618995 [PPM] de trazador.
2010/1/1 Termina inyección de trazador, continúa desplazamiento con inyección de agua.	2000	-

Tabla 5.5. Inyección del trazador en el modelo original del PR1.

Sin embargo los pozos que serán utilizados como monitores para la prueba piloto con inyección del trazador en el pozo PR167iw son los que se observan en la Figura 5.38:

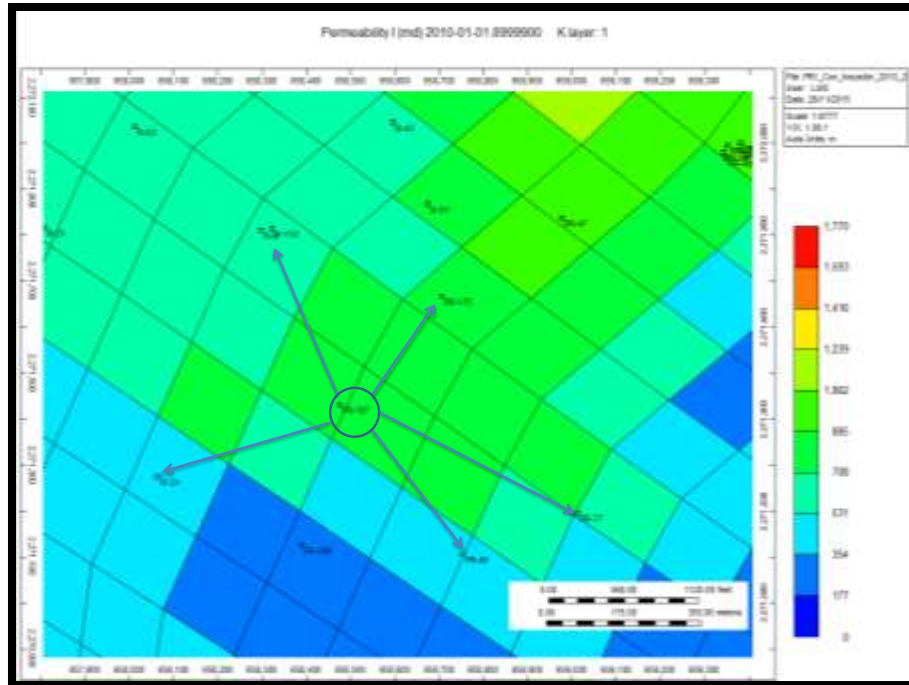


Figura 5.38. - Vista en planta del pozo PR167 (encerrado) y los pozos que se utilizarán como monitores "M110, PR48, M24, PR77 y PR175".

En la imagen se observa el mapa de permeabilidad areal, para contrastar las zonas de alta y baja permeabilidad en el modelo de SNY.

V.6.2.5 INICIALIZACIÓN DEL MODELO DE SNY

La inicialización del modelo permite establecer la saturación inicial de fluidos y la distribución de presiones dentro del yacimiento. La primera corrida de inicialización se realiza para comprobar que no haya inconsistencias con los datos de entrada y archivos de lectura, además de verificar las condiciones de equilibrio de presiones y saturaciones en la malla y la profundidad de los contactos en las zonas de transición.

En la sección **INITIAL CONDITION** de STARS se lleva a cabo esta operación, pero antes debe realizarse una corrida habilitando la modalidad de barrido para la verificación de los datos de entrada. Para realizar esta acción es necesario ingresar la tarjeta *CHECKONLY en la primera parte del data. Una vez que se verificó que el barrido del archivo .DAT es consistente y sin errores de escritura, se procede a inicializar el modelo eligiendo la opción *DEPTH_AVE la cual permite realizar el cálculo del equilibrio vertical capilar-gravitacional tomando el promedio de las profundidades en conjunto con *DWOC y *DGOC (CAA y CGA).



Para esto hay que indicar la presión de referencia y la profundidad de referencia con la cual el simulador realizará los cálculos de distribución de los fluidos y presión, además de la asignación de las zonas de transición mediante las Pc. En la Figura 5.39 se observan las condiciones iniciales utilizadas para el modelo de simulación.

Figura 5.39. Condiciones iniciales utilizadas en el modelo de SNY.

La presión de referencia para el cálculo de equilibrio es de 3484 Psi y la profundidad de referencia de 2235 m, cabe resaltar que la presión se eligió como el promedio de la presión global en el complejo a la profundidad de referencia, que es la profundidad media de los intervalos disparados. Con respecto a los contactos, este modelo no contiene definido los contactos CAA y CGA, sin embargo existe evidencia en la literatura de un contacto de gas inicial a los 2030 [m] de profundidad reportados en el artículo "The Poza Rica Oilfield" de José. P .Colomo.

El cálculo del volumen original *in situ* (OOIP) del modelo de simulación es de 7555.503 MMBLS el cual es muy cercano a los 7500 MMBLS que se reporta en el balance de materia para el complejo Poza Rica.



V.6.2.6 AJUSTE HISTORICO DEL MODELO

El desarrollo de un modelo de simulación que represente la física del yacimiento se valida a través de la etapa de ajuste histórico de producciones o presiones.

En esta etapa se utilizan los datos del sistema fluido y sistema roca-fluidos derivados de pruebas de laboratorio, sin embargo la parte geológica está más sujeta a discusión debido a que este es producto de la interpretación subjetiva del geoestadista y geofísico encargado del modelado estático, a través de información obtenida de manera indirecta (sísmica, registros geofísicos, p. ej).

En la Figura 5.40 se presenta el flujo de trabajo común para el proceso de ajuste histórico.

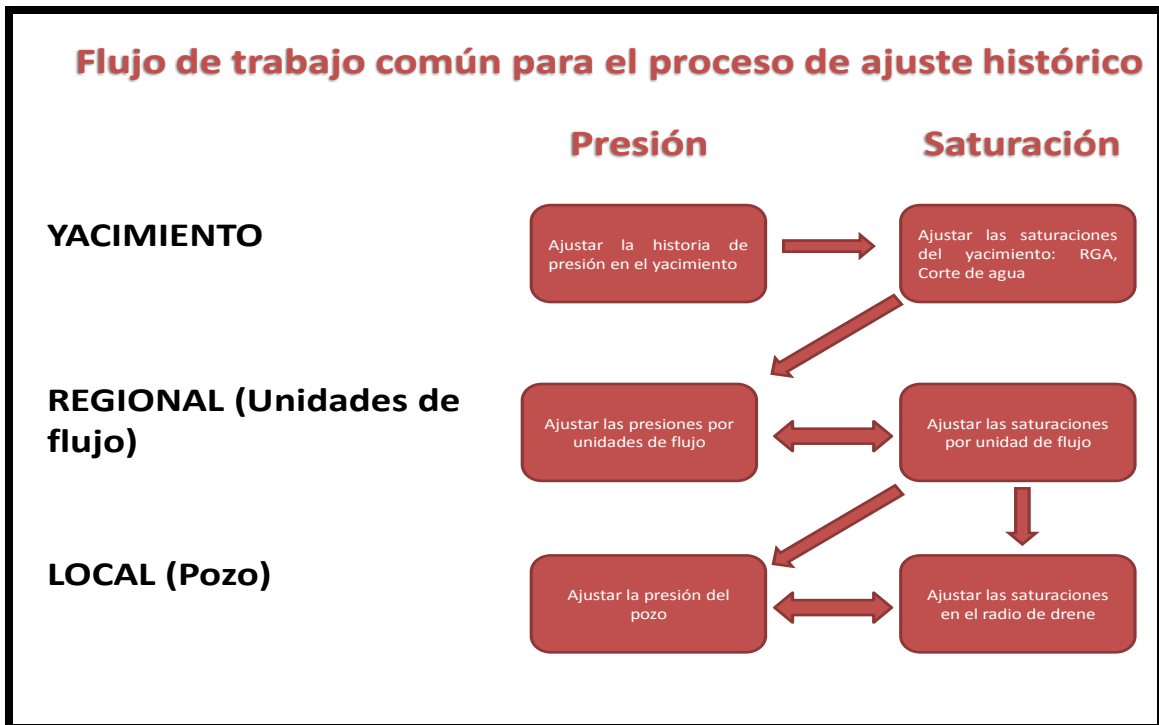


Figura 5.40. Flujo de trabajo común para el ajuste histórico de yacimientos.

Existen diversas técnicas para lograr el ajuste sin embargo el propósito de este trabajo no es ajustar el modelo de simulación, por lo tanto solo se mostraran los ajustes del modelo original.

El modelo de simulación PR1 se encuentra parcialmente ajustado, presentando un muy buen ajuste de aceite y de gas, sin embargo un bajo ajuste de producción de agua. La Figura 5.41 presenta los ajustes históricos de producción y de presión para el modelo PR1.



Implementación en STARS™ y validación a escala de laboratorio de la inyección de un trazador químico no reactivo para la determinación de la heterogeneidad de medios porosos

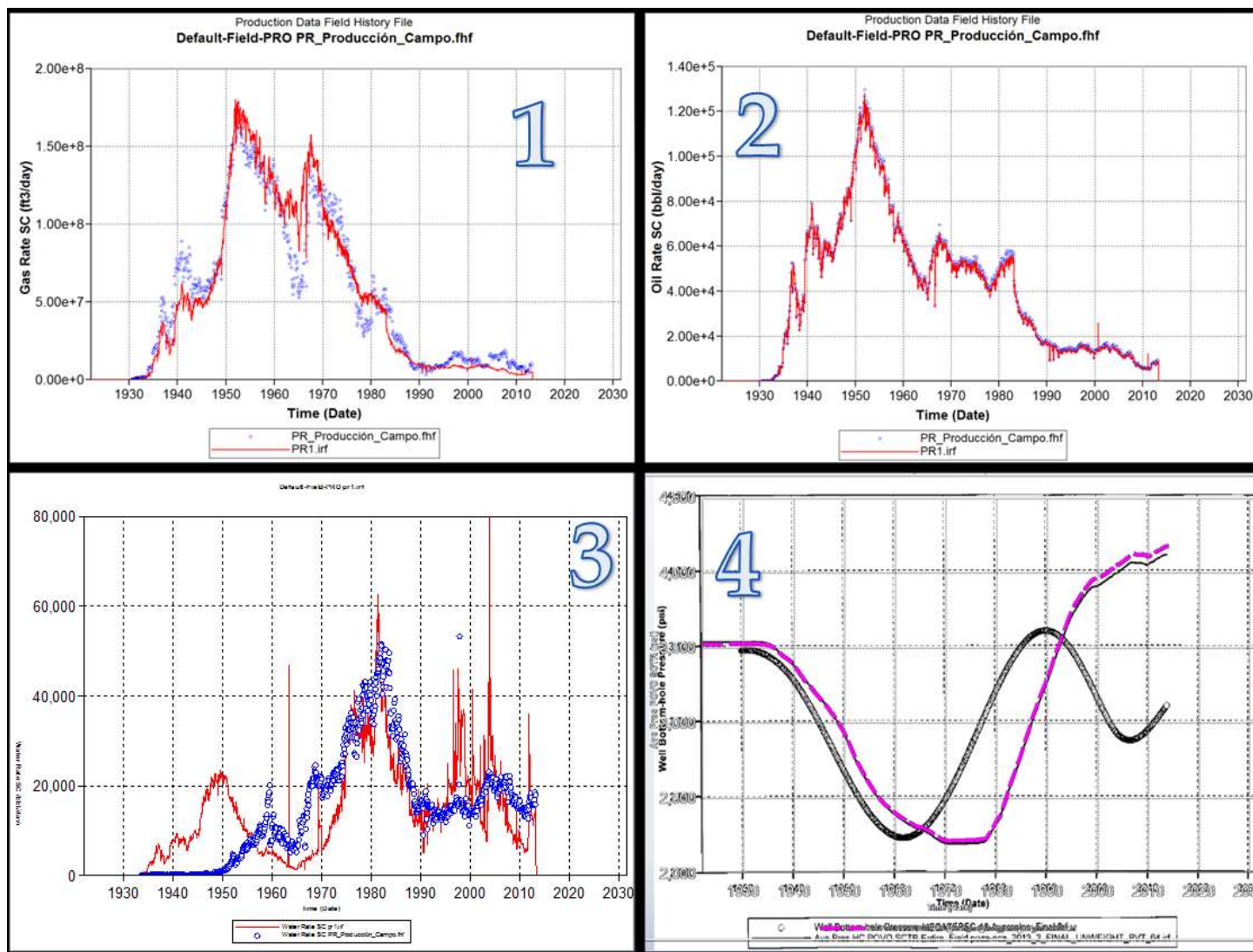


Figura 5.41. Ajustes históricos de producción y de presión del modelo PR1.



De la figura 5.41 se describe lo siguiente:

- Ajuste histórico de producción de gas: el modelo presenta ligeras tendencias de error en la producción de gas del modelo de SNY, sobre todo en las últimas etapas de producción se observa incremento en la presión por lo que no se libera el gas con facilidad.
- Ajuste histórico de la producción de aceite: el modelo es capaz de reproducir satisfactoriamente la producción de aceite en el complejo poza rica con una desviación menor al 1.2% de error.
- Ajuste histórico de la producción de agua: se observa errores en las primeras etapas de producción de agua, a partir del año 1955 se inicia con la recuperación mejorada en el complejo Poza Rica. Ajuste malo al inicio de la simulación y al final de la historia de producción se observa un ajuste regular de la producción de agua.
- Historia de presión: Se observa un comportamiento similar al de la presión en el complejo Poza Rica y por lo tanto una buena aproximación.

En resumen, se considera que el modelo de SNY del complejo Poza Rica presenta un buen ajuste histórico de presión y producción por lo tanto es posible utilizarlo para etapas de predicción y es factible realizar la inyección del trazador y obtener resultados con una menor desviación de la realidad.

El sector se generó a partir de la malla de simulación contenidos en el archivo original del modelo de simulación del complejo (Figura 5.26). El área está definida tomando como referencia al pozo candidato a inyector de la prueba piloto (PR-164), de esta manera el número de celdas (sin refinar) del modelo sectorial es 7776 celdas en total de las cuales 18 son en la dirección (i), 18 más en la dirección (j), y finalmente 24 en la dirección (k). La superficie es equivalente a 3 km² aproximadamente.

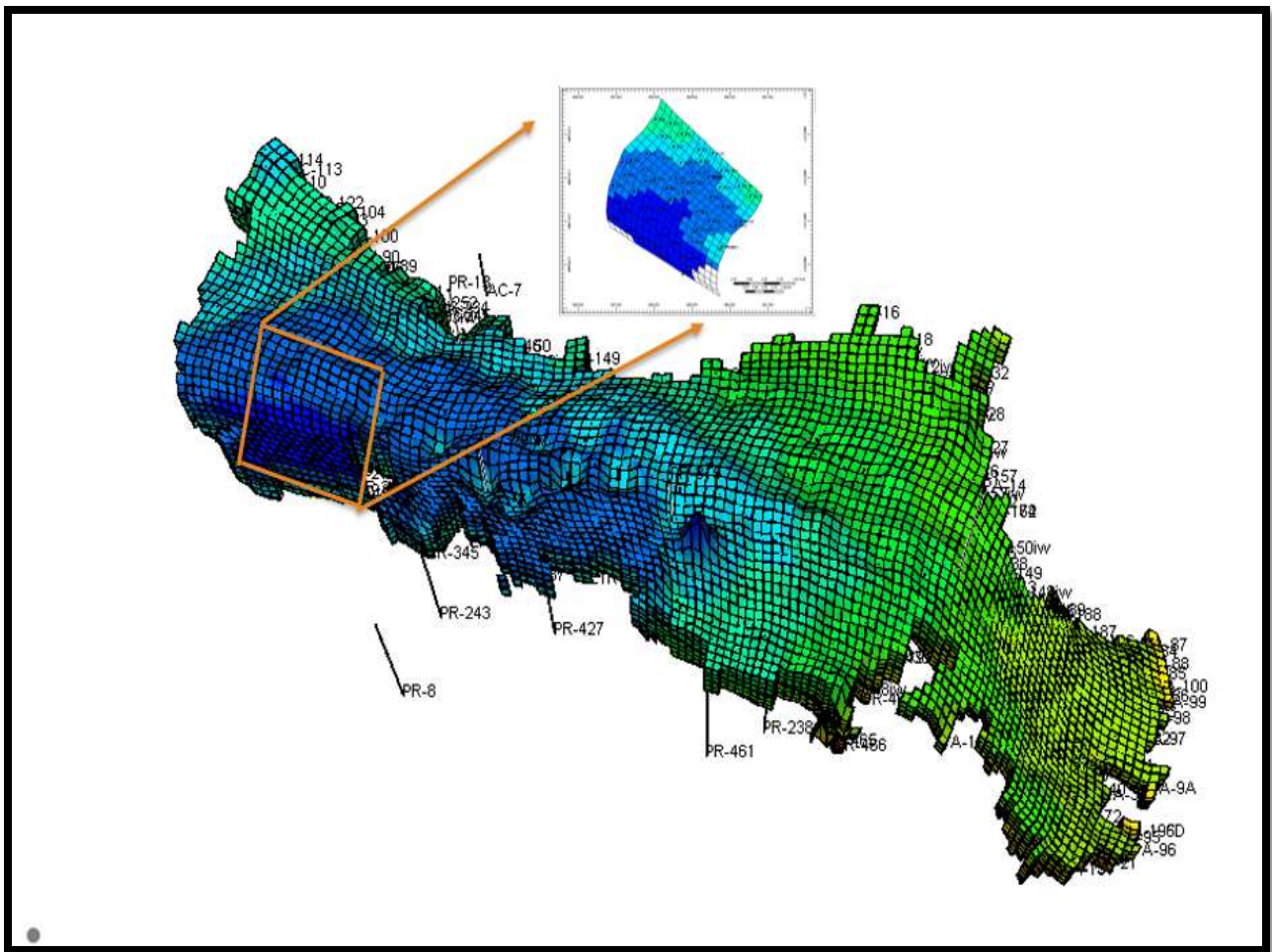


Figura 5.42. Modelo se simulación Poza Rica en vista de planta. Señalado el modelo de SNY a escala de sector.

Para el caso de estudio se simuló utilizando fronteras de cero flujo o cerrada, por lo tanto se asume que no existe comunicación con el área del yacimiento o aportes externos a la malla de simulación

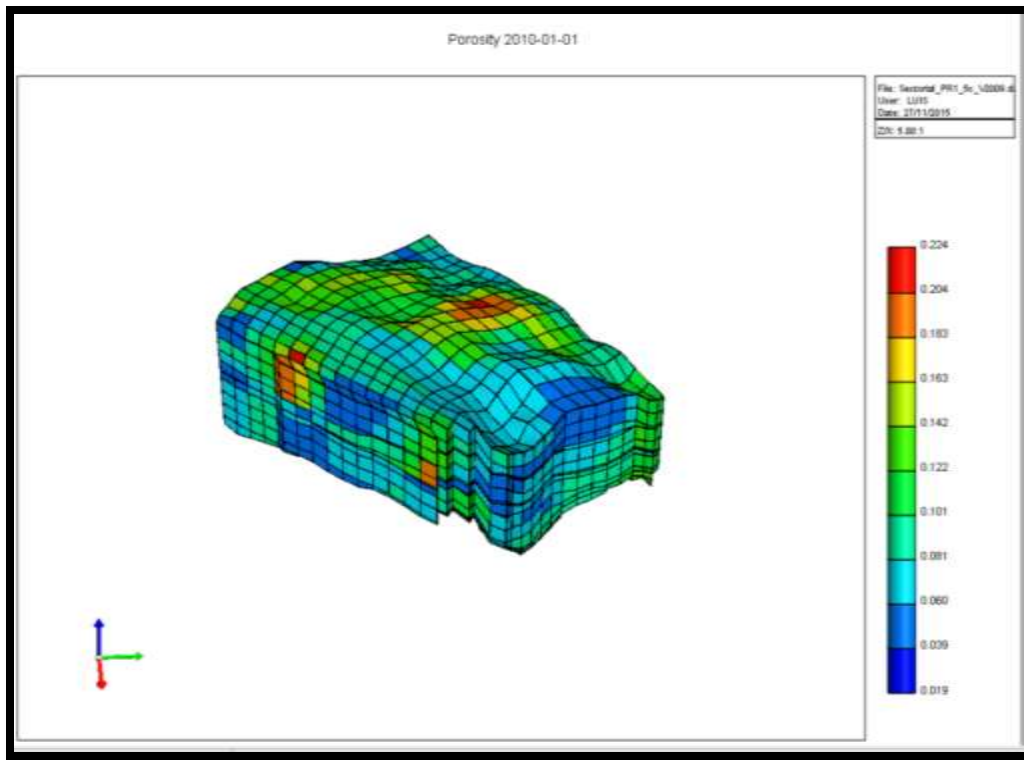


Figura 5.43. Vista en perspectiva de la porosidad en el modelo sectorial.

Las condiciones iniciales del modelo sectorial se asignaron a partir del 01 de enero del 2010 cargando los mapas de propiedades extraídos mediante en el post-procesador “**Results 3D Graph**” de los resultados de la simulación del modelo original (archivo **.irf**).

Las propiedades utilizadas para la inicialización del modelo sectorial son las siguientes:

- Saturación de agua.
- Saturación de aceite.
- Saturación de gas.
- Presión.

Estos parámetros se extraen del modelo original corrido hasta el 1 de enero del 2010, por lo tanto solo se realizó un ajuste en la producción de 5 años en el modelo sectorial hasta junio del 2015. De esta manera se puede inicializar el modelo para la etapa predictiva desde septiembre del 2015. En cuanto a la información de los datos recurrentes, se conservó la última información con respecto a la productividad y terminación de cada pozo reportada en los archivos originales y datos de campo.



Incluir la inicialización mediante los mapas de propiedades permite un arranque más rápido del modelo (sin necesidad de utilizar la distribución inicial de los fluidos mediante curvas capilares y métodos gravitacionales) y reducir el tiempo en la simulación. Otra opción es agregando el comando "RESTART" a la fecha 31 de diciembre de 2013 en el modelo de simulación original y a partir de ahí extraer el área de interés, o de igual manera, definir las condiciones iniciales en la sección de "**INITIALIZATION**" del archivo que contiene el archivo .DAT del modelo.

Las propiedades termodinámicas "PVT" y de transporte se conservan igual que las del modelo de simulación original además de las propiedades del sistema roca-fluido.

El área del sector cuenta con un total de 65 pozos perforados, de los cuales 20 permanecen cerrados debido a diversos factores y 6 pozos letrina, sin embargo algunos pozos son de bajo gasto de inyección.

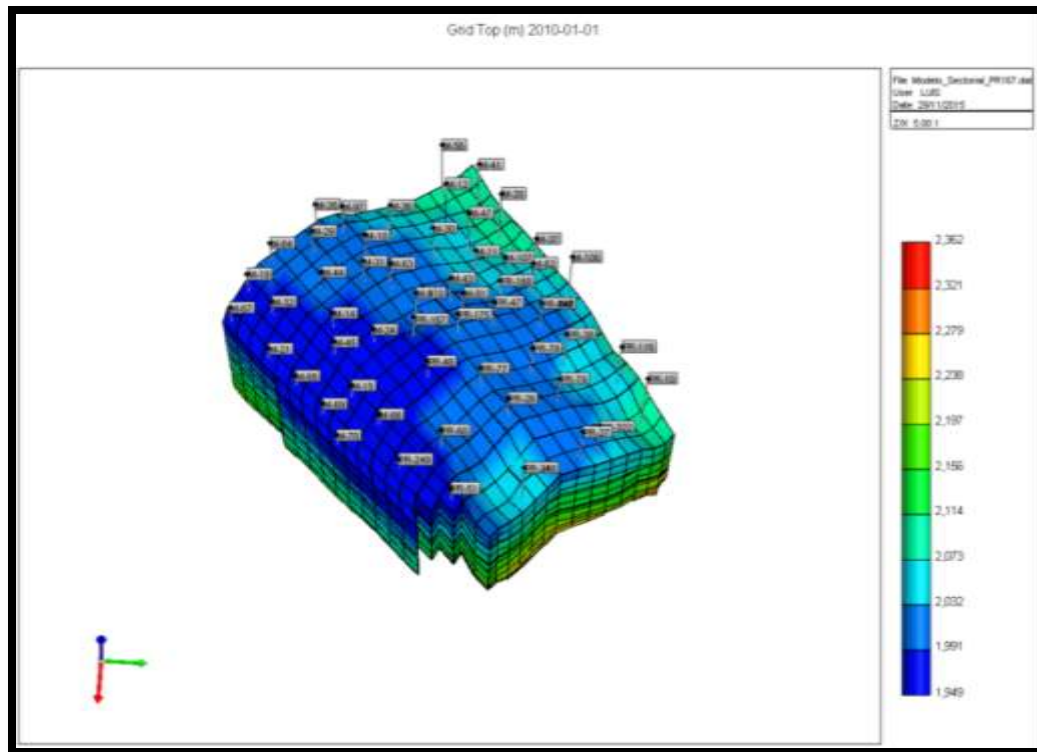


Figura 5.44- Elemento isométrico con la ubicación de los pozos del sector PR167.

El ajuste histórico se realizó 5 años atrás, sin embargo para validar el modelo de simulación y utilizarlo en etapa de predicción es necesario solo ajustar históricamente dos años de la producción.

En este caso de estudio, se alcanzaron ajustes en el aceite y gas sin embargo el agua no se logró ajustar completamente con la malla original del PR1.



Para mejorar el ajuste en la producción del agua se implementó una malla con refinamiento local convencional en los pozos que se tomaran como monitores para la prueba de inyección con el trazador, el criterio fundamental para definir la dirección del refinamiento local de la zona de interés fue la variación de la permeabilidad en el sentido areal y vertical.

En la Figura 5.45 se observa la malla de simulación localmente refinada.

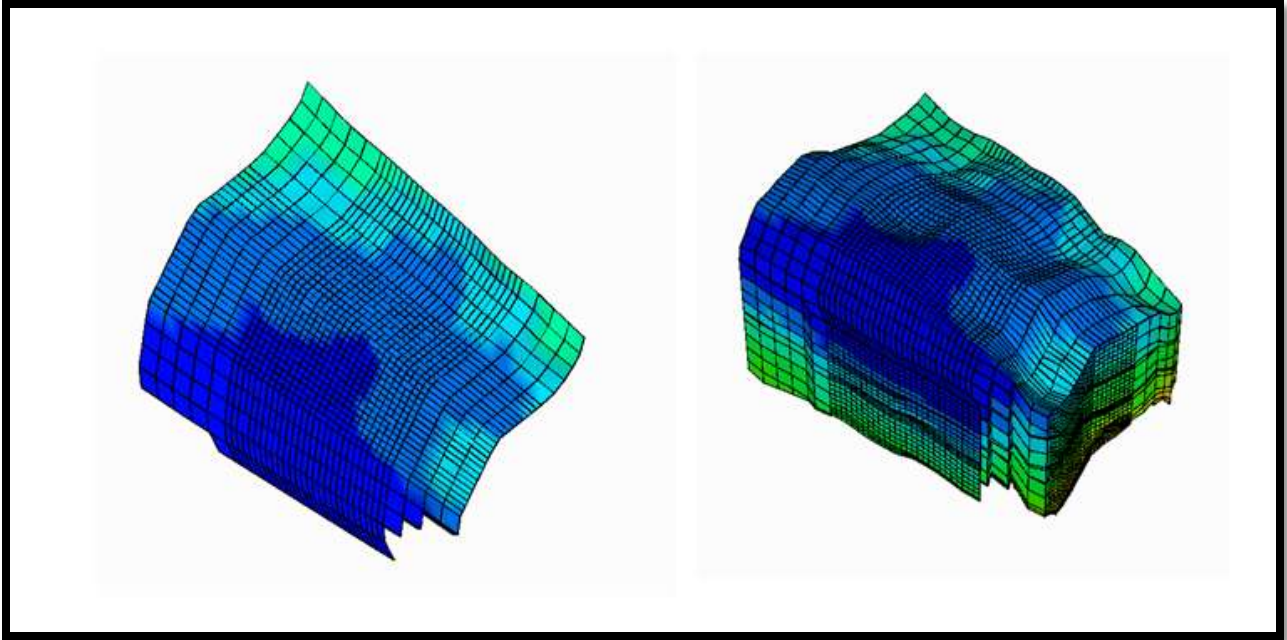


Figura 5.45. Vista de planta (i,j) y vista en perspectiva del refinamiento local para el sector PR167.

El número total de celdas del modelo sectorial original es de 7776 de las cuales se cuentan con un número de 500 celdas inactivas, de igual manera el modelo con refinamiento local presenta un número de 53172 celdas de las cuales 2575 celdas permanecen inactivas y 3929 celdas forman acunamientos (*Picnh out-array*).

En las figuras 5.46 y 5.47 se presentan los ajustes históricos de producción, además del ajuste de corte de agua para el modelo sectorial original y el modelo refinado localmente.

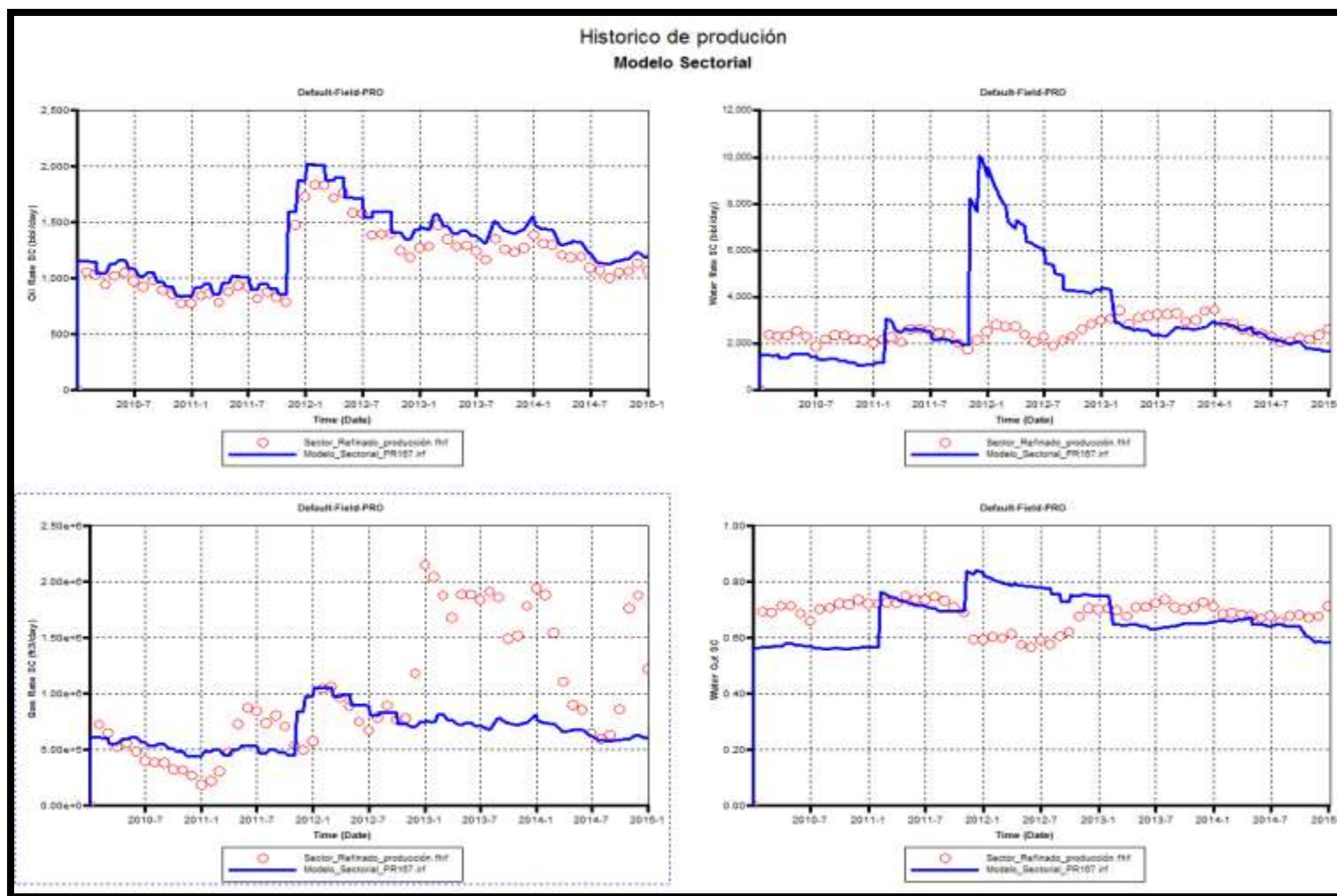


Figura 5.46. Ajuste histórico de producción del modelo sectorial con la malla original.



Implementación en STARS™ y validación a escala de laboratorio de la inyección de un trazador químico no reactivo para la determinación de la heterogeneidad de medios porosos

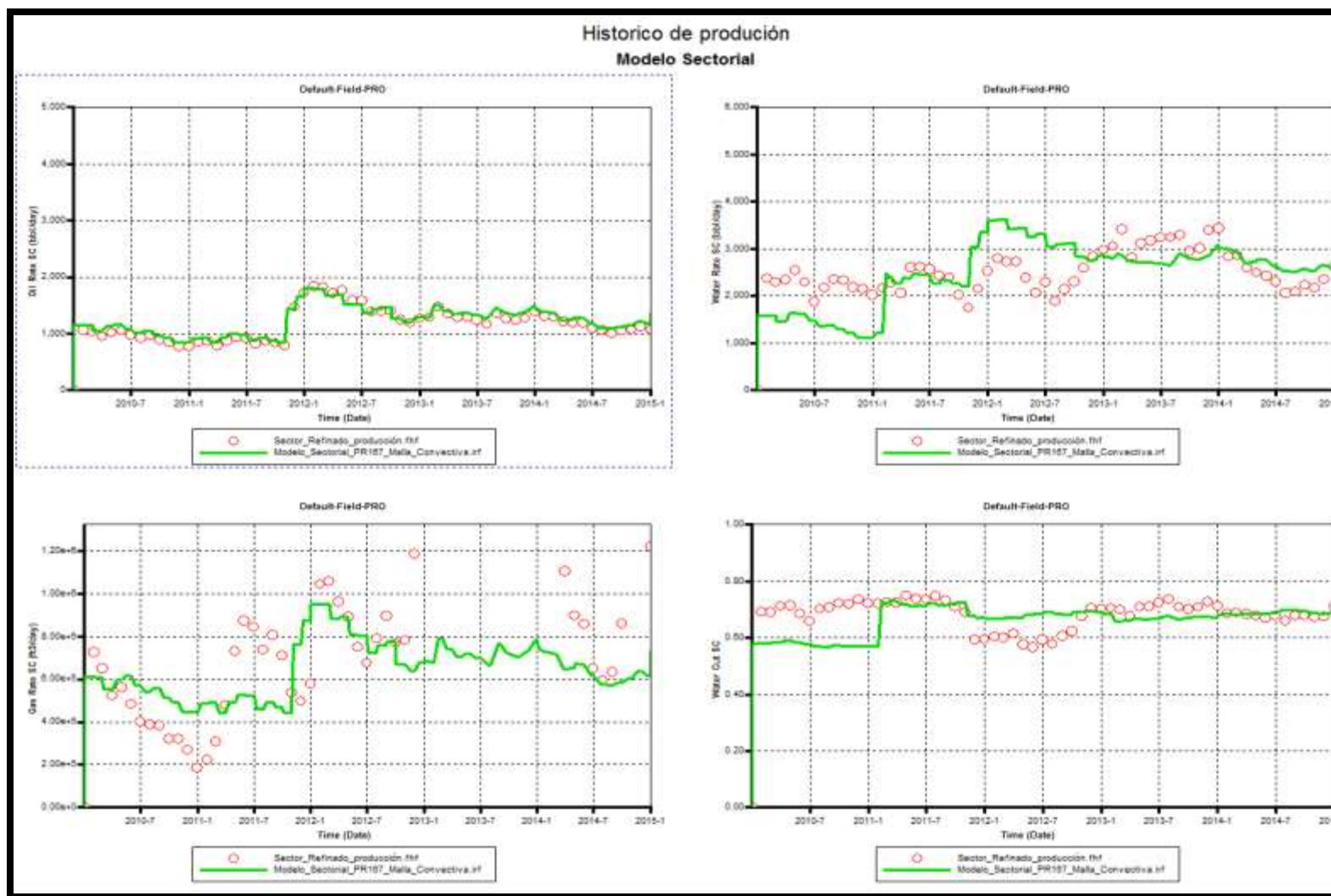


Figura 5.47. Ajuste histórico de producción del modelo sectorial utilizando un refinamiento distribuido en la zona de interés.



De las figuras 5.46 y 5.47 se resumen los resultados en la Tabla 5.5:

Tabla 5.5. Comparación de históricos del modelo sectorial original y con refinamiento local

Parámetro	Sectorial Malla Original	Sectorial con Ref. Local
Q_o	Buen ajuste de la producción de aceite, sobre estimación pequeña.	Ajuste completo de la producción de aceite
Q_w	Pobre ajuste de agua y picos de alta producción.	Se mejora ajuste de agua parcialmente.
Q_g	Buen ajuste de la producción de gas.	Buen ajuste de la producción de gas
W_c [%]	Altos cortes de agua en la simulación.	Ajuste parcial de corte de agua, zonas de bajo corte de agua al inicio de la simulación.
Presión	Mantenimiento de la presión con una DP de 100 PSI durante 15 años de simulación.	Caída de presión de 300 PSI durante 15 años.
Tiempo de simulación	8 minutos 30 segundos	24 minutos 16 segundos

Para finalizar, la inyección del trazador en el modelo sectorial se realizó a 2000 BPD y utilizando los mismos tiempos del modelo PR1. Los tiempos de inyección se muestran en la Tabla 5.6:

Tabla 5.6. Resumen de las restricciones del pozo PR167iw utilizados en la simulación.

Evento	Gasto de inyección (BPD)	Concentración de trazador (PPM)
2010/1/1 Inicia inyección de trazador durante 2 horas	2000	22.46 [PPM] de trazador.
2010/1/1 Termina inyección de trazador, continúa desplazamiento con inyección de agua.	2000	-

La presión de inyección del pozo PR167iw se controla mediante la restricción de BHP, ya que no se generó la tabla hidráulica para el pozo inyector.



CAPITULO VI “RESULTADOS”

VI.1 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS

La validación de resultados de la simulación de trazadores en STARS™ a escala de laboratorio se realizó mediante el análisis de las curvas de concentración Vs tiempo utilizando herramientas estadísticas y una solución analítica a la ecuación general de advección y dispersión, considerando en la inyección del trazador en forma de un impulso que consiste en la inyección “impulsiva” de solución trazadora.

De esta manera, la curva resultante en el pozo productor, se define como la curva de residencia del trazador o “**C**”; la cual representara el comportamiento del trazador con respecto al tiempo en un flujo continuo del fluido principal.

Para obtener un comportamiento normalizado de las curvas se debe considerar que [36, 9,10]:

$$\int_0^{\infty} C_D \Delta\theta = \frac{C}{Q} dt = 1$$

Donde:

C_D = Concentración adimensional.

C = Concentración.

$\Delta\theta$ = Tiempo adimensional

Q = Gasto de inyección

La concentración adimensional se define como:

$$C_D = \frac{C}{Q_D}$$

Además se sabe que:



$$Q = \int_0^{\infty} C dt$$

ó

$$Q = \sum C_i \Delta t$$

Y adimensional

$$Q_D = \sum C_i \Delta \theta$$

Es importante mencionar que al formarse una distribución normalizada, se incluyen en el análisis dos herramientas estadísticas importantes:

Tiempo promedio (primer momento absoluto de la distribución):

$$\bar{t} = \frac{\int_0^{\infty} t C dt}{\int_0^{\infty} C dt}$$

O bien

$$\bar{t} = \frac{\sum t_i C_i \Delta t_i}{\sum C_i \Delta t_i}$$

A su vez, el tiempo adimensional se define como:

$$\theta = \frac{t}{\bar{t}}$$

Y el tiempo promedio adimensional:

$$\bar{\theta} = \frac{\int_0^{\infty} \theta * C_i * d\theta}{\int_0^{\infty} C_i * d\theta}$$

O

$$\bar{\theta} = \frac{\sum \theta_i C_i \Delta \theta_i}{\sum C_i \Delta \theta_i}$$



La varianza adimensional de los datos se calcula mediante la ecuación:

$$\sigma_{\theta}^2 = \frac{\int_0^{\infty} (\theta_i - \bar{\theta})^2 C_D * d\theta}{\int_0^{\infty} C_D * d\theta}$$

O bien:

$$\sigma_D^2 = \frac{\sum (\theta_i - \bar{\theta})^2 C_D * \Delta\theta_i}{\sum C_D * \Delta\theta_i}$$

Como $\sum C_D * \Delta\theta_i = 1$, la varianza adimensional se puede calcular mediante

$$\sigma_{\theta}^2 = \sum (\theta_i - \bar{\theta})^2 C_D * \Delta\theta_i$$

La solución a la ecuación diferencial (1), se obtiene mediante la curva simétrica **C**:

$$C_D = \frac{1}{2\sqrt{\pi\left(\frac{D_H}{vL}\right)}} \exp\left[-\frac{(1-\theta)^2}{4\left(\frac{D_H}{vL}\right)}\right]$$

La varianza adimensional se puede definir como:

$$\sigma_{\theta}^2 = 2\left(\frac{D_H}{vL}\right)$$

Y el módulo de dispersión:

$$\left(\frac{D_H}{vL}\right) = \frac{\sigma_{\theta}^2}{2}$$

Con esto se validan los módulos de dispersión obtenidos de la prueba de desplazamiento en el laboratorio y los resultados obtenidos del modelo de simulación numérica correspondiente. Cabe recalcar que este módulo de dispersión es inversamente proporcional al número de Péclet para la transferencia de masa.



VI.2 MODELO A ESCALA DE NUCLEO

La función objetivo de la simulación en la columna Bondpark es la concentración del trazador, representada por la curva de residencia “ C Vs t ”.

En la Figura 6.1 se presenta la curva de residencia obtenida por el laboratorio ^[36] y el ajuste realizado a partir del modelo de simulación para el caso de inyección de un pulso de trazador a un gasto de $1 \text{ cm}^3/\text{min}$.

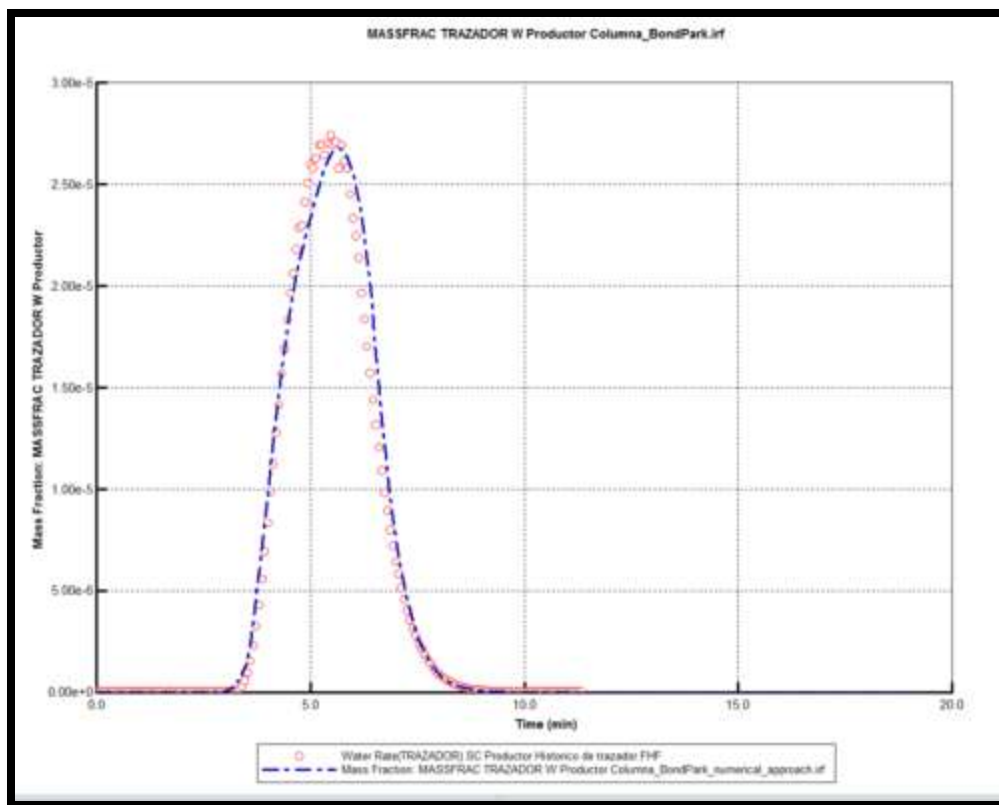


Figura 6.1. Ajuste final de la concentración del trazador para el experimento de desplazamiento a $1 \text{ cc}/\text{min}$.

La curva de puntos rojos representa los datos obtenidos en el laboratorio (archivo histórico - FHF) y la curva de color azul a los resultados obtenidos del modelo de simulación numérica. Se logró un buen ajuste de la concentración del trazador con el modelo de simulación.



El siguiente paso es realizar el análisis de la concentración Vs tiempo con la solución a la ecuación general de convección y dispersión. En Figura 6.2 se presenta el análisis de los resultados de la curva de residencia obtenida por el modelo de simulación:

$t_i[\text{seg}]$	C_i	Δt_i	$t_i^2 \Delta t_i^2 C_i$	$\Delta t_i^2 C_i$	θ	$\Delta \theta$	$\theta_i \times \Delta \theta \times C_i$	$\Delta \theta \times C_i$	σ^2	$C_i \times \Delta \theta$	$\sum [(\theta_{i-1} - \bar{\theta})^2 \times C_i \times \Delta \theta_i]$
0.00E+00	0.00E+00	6.00E+01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1.82E-01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
6.00E+01	0.00E+00	6.00E+01	0.00E+00	0.00E+00	1.82E-01	1.82E-01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
1.20E+02	0.00E+00	6.00E+01	0.00E+00	0.00E+00	3.64E-01	1.82E-01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
1.80E+02	3.04E-08	6.00E+01	3.28E-04	1.82E-06	5.45E-01	1.82E-01	2.47E-04	5.52E-09	2.49E-03	4.52E-04	9.34E-05
2.40E+02	9.81E-06	6.00E+01	1.41E-01	5.89E-04	7.27E-01	1.82E-01	1.06E-01	1.78E-06	8.03E-01	1.46E-01	1.09E-02
3.00E+02	2.34E-05	6.00E+01	4.22E-01	1.41E-03	9.09E-01	1.82E-01	3.17E-01	4.26E-06	1.92E+00	3.49E-01	2.88E-03
3.60E+02	2.54E-05	6.00E+01	5.50E-01	1.53E-03	1.09E+00	1.82E-01	4.13E-01	4.63E-06	2.08E+00	3.79E-01	3.13E-03
4.20E+02	7.49E-06	6.00E+01	1.89E-01	4.50E-04	1.27E+00	1.82E-01	1.42E-01	1.36E-06	6.13E-01	1.11E-01	8.29E-03
4.80E+02	9.08E-07	6.00E+01	2.62E-02	5.45E-05	1.45E+00	1.82E-01	1.97E-02	1.65E-07	7.44E-02	1.35E-02	2.79E-03
5.40E+02	7.45E-08	6.00E+01	2.42E-03	4.47E-06	1.64E+00	1.82E-01	1.82E-03	1.36E-08	6.10E-03	1.11E-03	4.49E-04
6.00E+02	4.69E-09	6.00E+01	1.69E-04	2.82E-07	1.82E+00	1.82E-01	1.27E-04	8.53E-10	3.84E-04	6.99E-05	4.68E-05
6.60E+02	3.04E-10	6.00E+01	1.20E-05	1.82E-08	2.00E+00	1.82E-01	9.04E-06	5.52E-11	2.49E-05	4.52E-06	4.52E-06
7.20E+02	1.38E-11	6.00E+01	5.97E-07	8.29E-10	2.18E+00	1.82E-01	4.49E-07	2.51E-12	1.13E-06	2.06E-07	2.87E-07
7.80E+02	0.00E+00	6.00E+01	0.00E+00	0.00E+00	2.36E+00	1.82E-01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
8.40E+02	0.00E+00	6.00E+01	0.00E+00	0.00E+00	2.55E+00	1.82E-01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
9.00E+02	0.00E+00	6.00E+01	0.00E+00	0.00E+00	2.73E+00	1.82E-01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Q	f	f^2	Q.θ	θ	θ^2	σ^2					
0.00403176	330.009907	108906.539	1.2217E-05	1	1	0.02855076					

Figura 6.2. Análisis de datos de la curva de concentración vs tiempo del modelo de simulación.

Como resultado del análisis del comportamiento de la curva de concentración vs tiempo, se calcula el coeficiente de dispersión el cual es proporcional a la varianza de la distribución gaussiana.

En la Tabla 6.1 se compara el módulo de dispersión obtenido del modelo de simulación con el modulo reportado a partir de los datos experimentales:

Gasto de inyección	Prueba de laboratorio	Modelo de simulación
1 cc/min	0.01457	0.01428



Tabla 6.1. Módulo de dispersión obtenido a partir de la solución a la ecuación general de convección-dispersión.

Para validar los resultados, se calculó el error absoluto del coeficiente de dispersión obtenido con el modelo de simulación y el valor de los resultados experimentales:

$$Error = \frac{ABS(0.01457 - 0.01428)}{0.01457} * 100 = 1.9\%$$

El error absoluto de la simulación es menor de 2% por lo que los resultados son válidos. Esta desviación se puede atribuir al método utilizado para la solución de las ecuaciones no lineales en el simulador, bajo este supuesto, se recomienda modelar el flujo dispersivo en modalidad completamente implícita (*AIM *OFF de la sección Control por Métodos Numéricos).

Esto se fundamenta en el manejo de las no linealidades de las ecuaciones, por ejemplo el método IMPES es el menos implícito, permite reducir los tiempos computacionales y el uso de pasos de tiempo menores sin embargo aumenta el número de iteraciones y conduce a soluciones inestables. El método totalmente implícito (TI) el más utilizado debido a que genera una mayor estabilidad numérica en los modelos de simulación, sin embargo requiere mayor tiempo computacional.

Para los modelos a escala de núcleo, sectorial y a nivel de yacimiento, el método totalmente implícito es recomendado para asegurar una solución estable en todos los timesteps (este método es el preferido en simulación ya que en general el número de iteraciones newtonianas y lineales es bajo y la solución es estable). En el supuesto que el modelo no fuera estable utilizando la solución TI se utilizaría un esquema de solución utilizando el método auto adaptativo para mejorar la solución numérica de las ecuaciones no lineales.

El comportamiento del coeficiente de difusión molecular da una idea de cuál proceso está impactando más en la transferencia de masa del trazador (convección o dispersión). Los resultados de laboratorio y la simulación a diferentes gastos de inyección indican un comportamiento donde dominan los esfuerzos convectivos y no los difusivos. Sin embargo en un proceso a escala de campo, predominarían los efectos dispersivos debido a la alta dispersividad del medio poroso.



VI.3 MODELO DEL YACIMIENTO

En el modelo de simulación a escala de yacimiento (PR1) se inyectó el trazador a diferentes gastos para determinar el gasto al cual irrumpiera el trazador en menor tiempo. De estos resultados, se concluye que un gasto superior a 2000 BPD es suficiente para determinar la ruptura a un tiempo menor a 2 meses, a mayor gasto menor tiempo de irrupción sin embargo, inyectar gastos mayores a 4000 BPD requiere de mayor infraestructura y por ende, mayores costos.

En la Figura 6.3 se presenta el tiempo de irrupción del trazador para diferentes gastos de inyección:

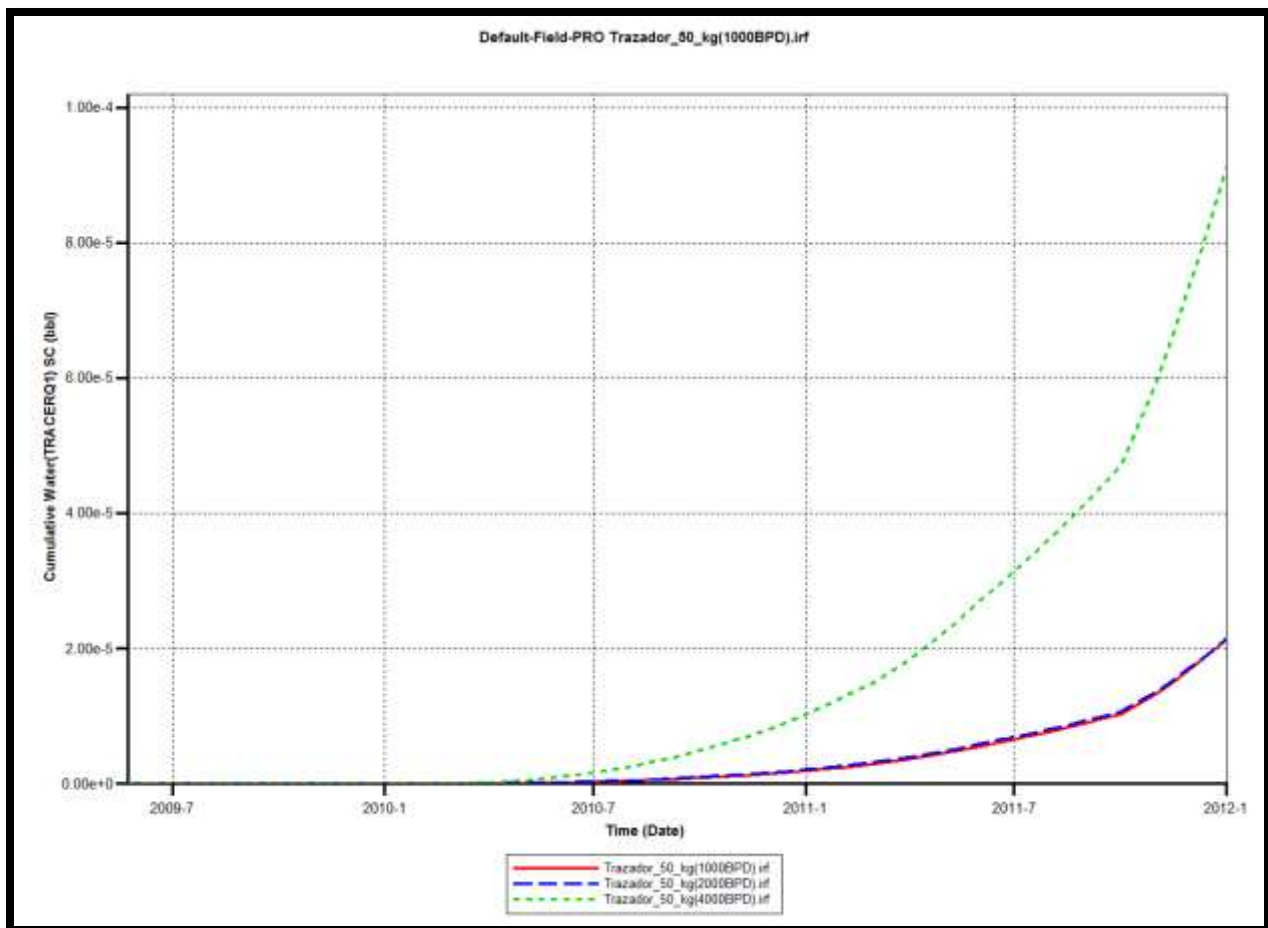


Figura 6.3. Producción de trazador en el complejo Poza Rica a diferentes gastos de inyección.



Como se observa en la figura 6.3, el tiempo de irrupción del trazador disminuye considerablemente al inyectar 4000 BPD, sin embargo por motivos de operación en campo, el gasto máximo de inyección es de 2000 BPD, esto se debe diversos factores como; dimensionamiento de los equipos, abastecimiento del agua, costos de operación, entre otros.

Debido a esto, los resultados que se presentan en esta sección estarán referidos a un gasto de inyección diseñado para la prueba piloto de 2000 BPD.

En la Figura 6.4 se presenta un perfil de concentración del trazador en vista de planta al año 2016 después de 6 años de simulación a un gasto de 2000 BPD. Estos resultados se presentan para la capa más somera del complejo Poza Rica, se observa que el frente de concentración toca frontera de los pozos M110, PR-65, PR-48 y M-24. Es importante resaltar que los pozos M-24 y PR-48 fueron seleccionados como pozos monitores para la prueba piloto con inyección de tensoactivo y trazadores químicos.

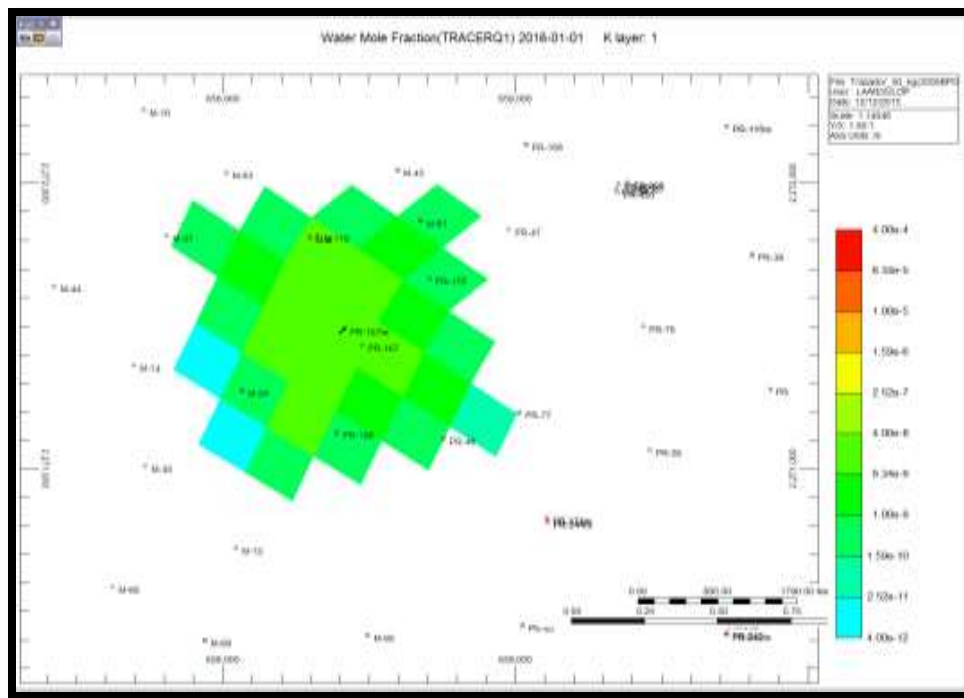


Figura 6.4. Concentración del trazador en vista de planta, capa K=1.

La adsorción del trazador en el medio poroso es muy baja, del orden de 0.0001 ppm adsorbidas en el medio poroso. En la Figura 6.5 se presenta la adsorción del trazador al año 2016.

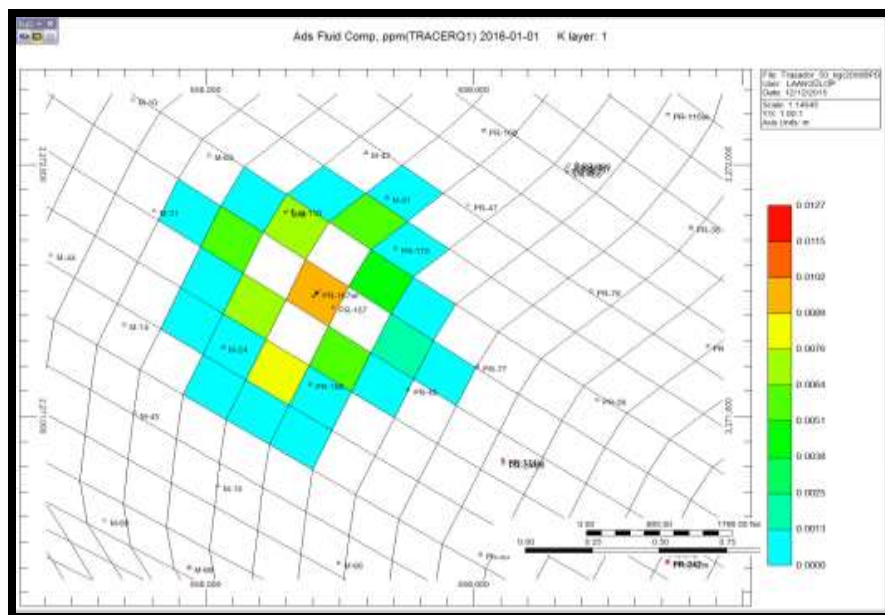


Figura 6.5. Adsorción del trazador en vista de planta.

No obstante, de los pozos operando durante la simulación, el único que detectó la irrupción del trazador fue el pozo M-110, mismo que cuenta con un sistema de bombeo mecánico y se encuentra localizado a 300 m del pozo inyector PR-167. En la figura 6.6 se presenta la gráfica de tiempo de residencia del trazador químico en el pozo M-110.

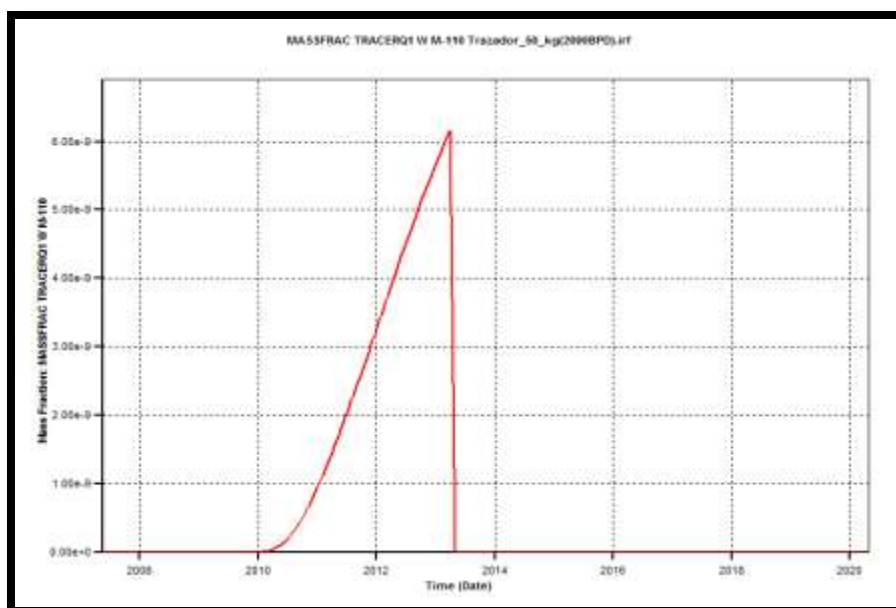


Figura 6.6. Gráfica de Concentración Vs Tiempo del trazador en el pozo M-110.



En las figuras 6.7-6.12 se presentan los perfiles de concentración en corte transversal para los pozos M-110, M-24, PR-77, PR-165 y M-31.

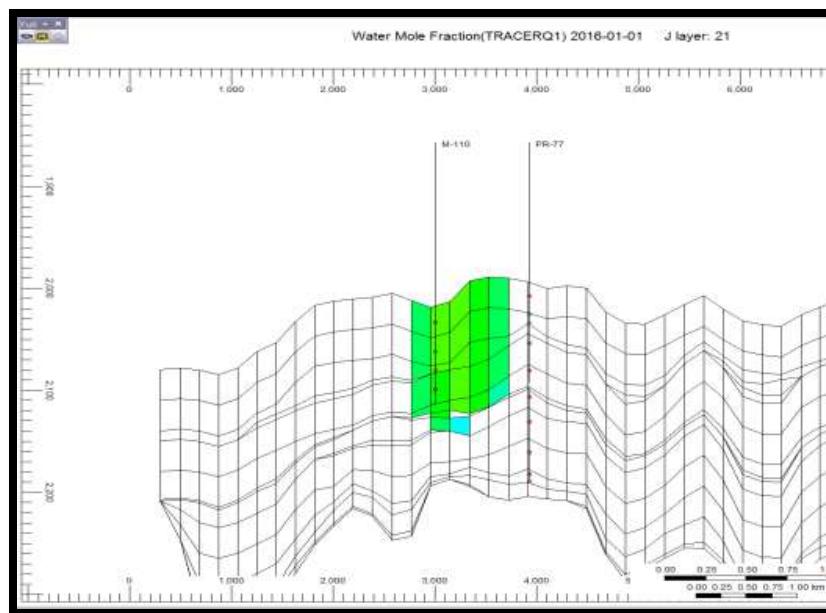


Figura 6.7. Perfil de concentración del trazador en corte trasversal del pozo M-110 y PR-77 al final de la simulación.

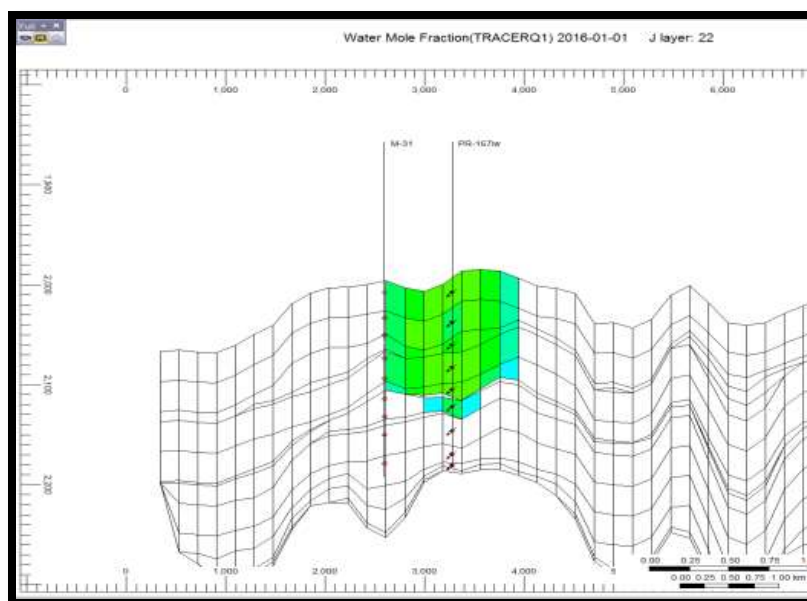


Figura 6.8. Perfil de concentración del trazador en corte transversal para el pozo M-31. El pozo M-31 no detecta concentración del trazador en la simulación.

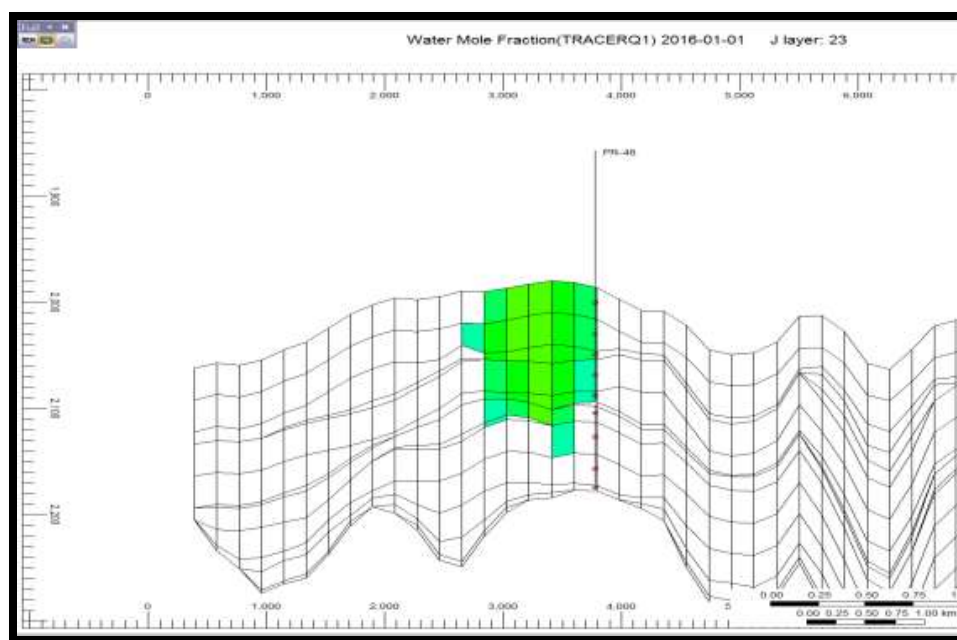


Figura 6.9. Corte transversal del perfil de concentración del trazador en el pozo PR-48.

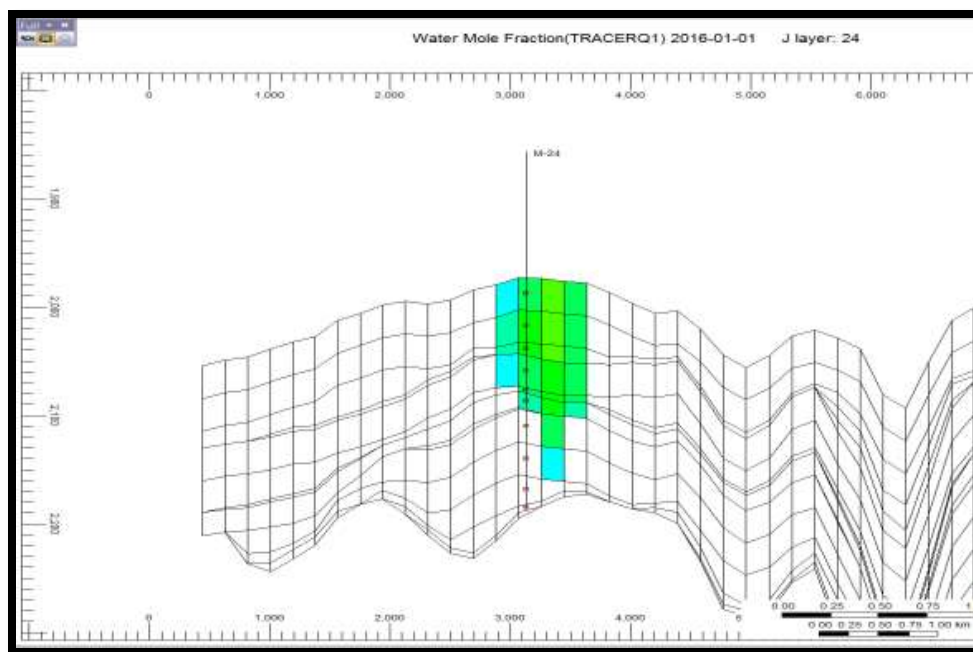


Figura 6.10. Corte transversal de la concentración del trazador en el pozo M-24.

Para el pozo M-24 se detecta el perfil de concentración, sin embargo en la realidad este pozo se encuentra cerrado, en la figura 6.11 se presenta la curva de concentración del trazador para



la celda en la que se localiza el último disparo del pozo M-24, este intervalo será abierto para monitorear el trazador durante la prueba piloto.

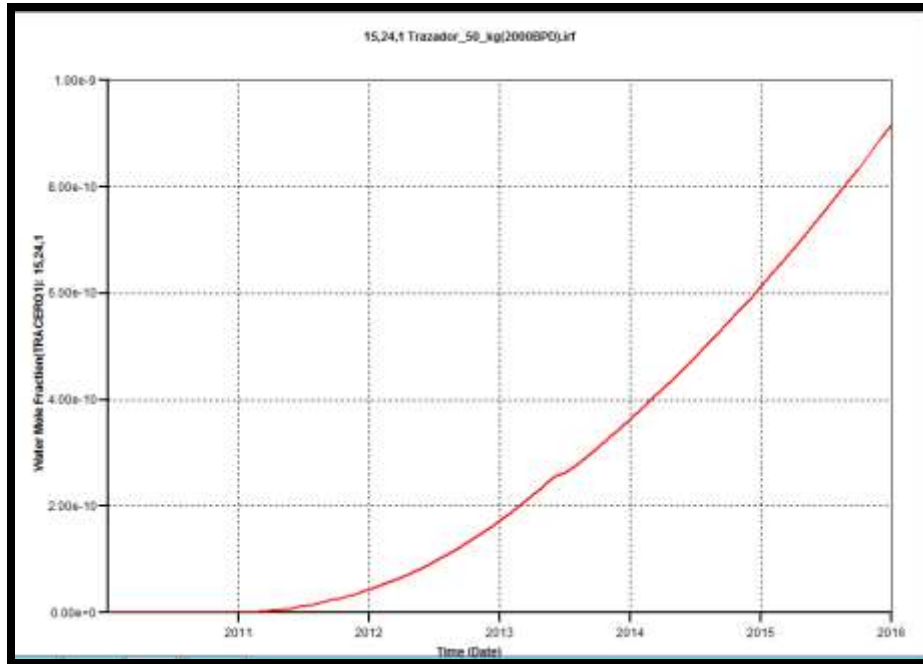


Figura 6.11. Concentración en el pozo M-110. La irrupción del trazador es a los 15 meses después de la inyección en el pozo PR-167.

Se observa que los perfiles de concentración de trazador no se desplazan totalmente, esto se debe al tamaño de las celdas que componen el modelo de simulación PR1. Cada celda tiene un tamaño de 38000 m²aproximadamente.

Una manera de visualizar el avance del frente de concentración del trazador es mediante el uso de iso-superficies generadas a través del post procesador de CMG. En la figura 6.12 se presentan las iso-superficies de la concentración del trazador y la adsorción del mismo en el medio poroso obtenidas a cada año.

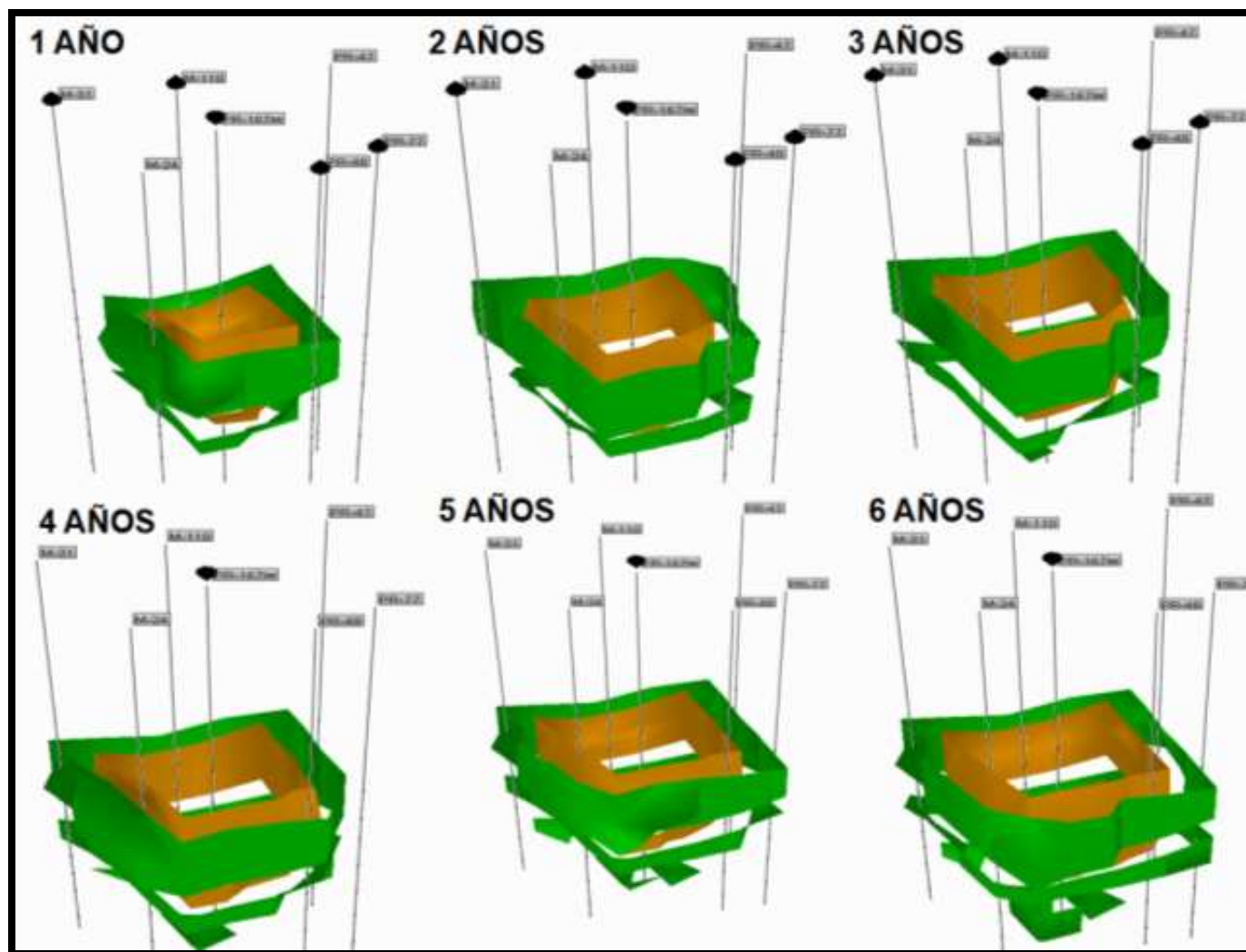


Figura 6.12. Vista isométrica de los perfiles de concentración (verde) y adsorción (dorado) del trazador en el modelo del yacimiento.



VI.4 MODELO SECTORIAL

El modelo de simulación sectorial con frontera cerrada se corrió inyectando un pulso de solución trazadora durante dos horas y se continuó desplazando a 2000 BPD. Los tiempos de irrupción en el modelo sectorial fueron similares a los obtenidos mediante el modelo del complejo Poza Rica, sin embargo, el modelo sectorial detectó la concentración del trazador en el pozo PR-48 a diferencia del modelo que incluye todo el complejo del yacimiento, esto puede ser asociado a un efecto de la frontera cerrada o incluso a la mejora en el ajuste del corte de agua para este sector.

En la Figura 6.12 (Pag- 184) se presenta el perfil de concentración en vista de planta par la capa 1 del cuerpo AB-D. Si se compara este perfil con el de la figura 6.4, se encontrará mucha similitud en las concentraciones y los avances del trazador.

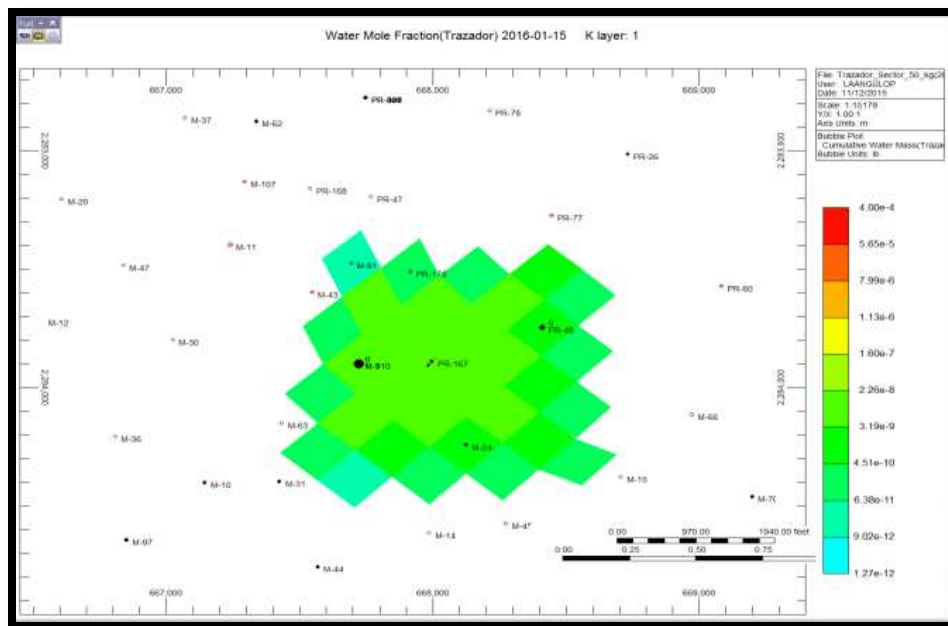


Figura 6.12. Perfil de concentración en vista de planta del modelo de simulación sectorial con frontera cerrada.

De igual forma, en la Figura 6.13 se presenta el mapa de adsorción del trazador en el medio poroso, se observan zonas cercanas al pozo donde no se presenta adsorción debido a la velocidad intersticial cercana a la vecindad del inyector.

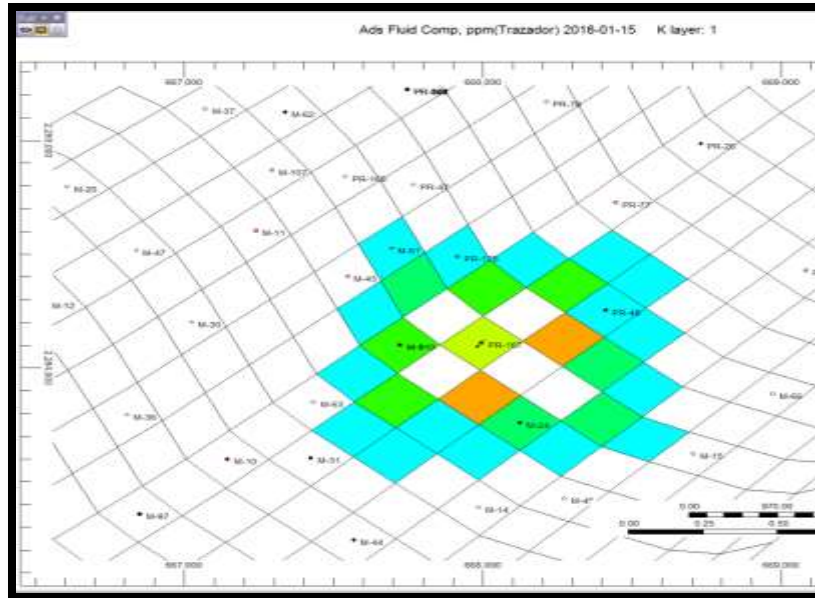


Figura 6.13. Adsorción del trazador en el medio poroso.

En las Figuras 6.14-6.19 se presentan los perfiles de concentración del trazador para los pozos M-110, PR-48, PR-77, M-31 y M-24.

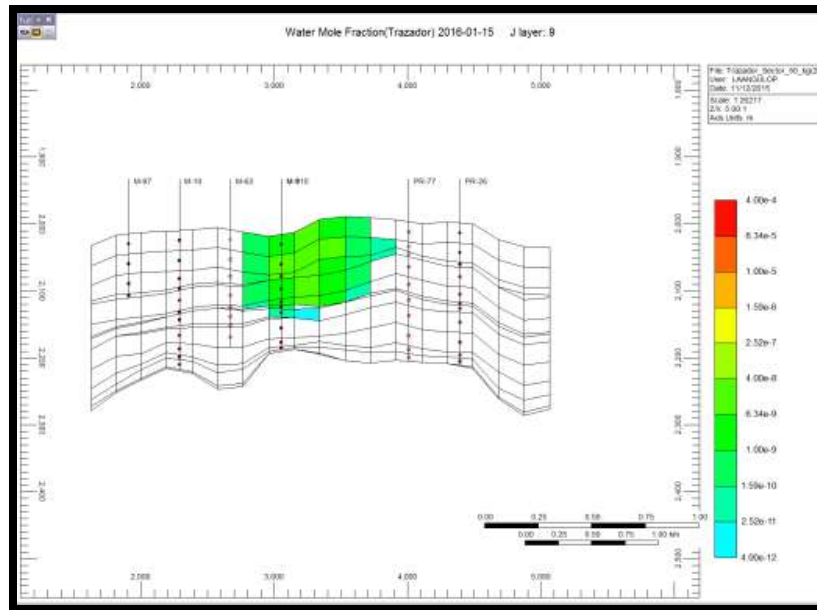


Figura 6.14. Perfil de concentración en corte transversal para los pozos M110 y PR77.

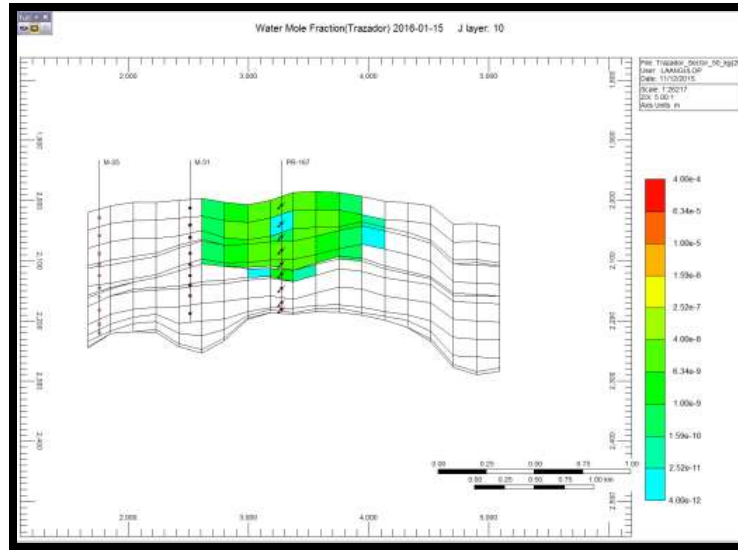


Figura 6.15. Perfil de concentración de trazador en corte transversal para el pozo M31.

En la Figura 6.15 se observa que para el pozo M-31 no se observa irrupción del trazador en la simulación.

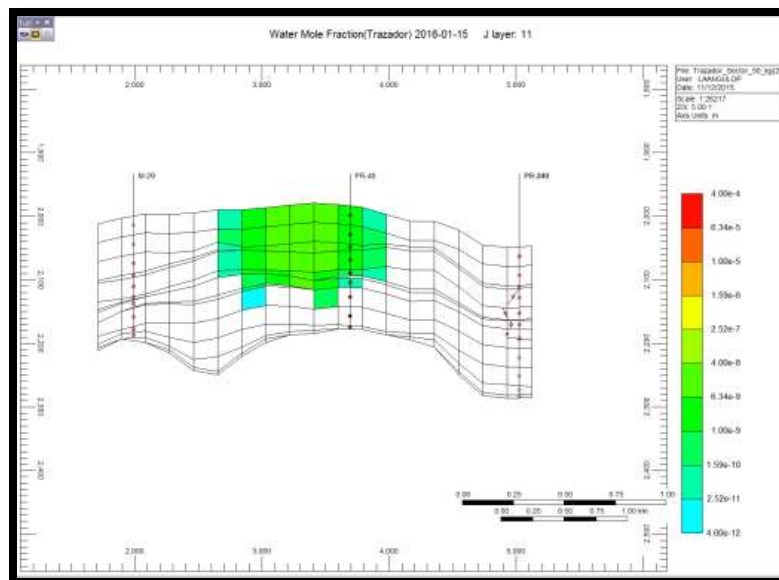


Figura 6.16. Perfil de concentración para el pozo PR-48.

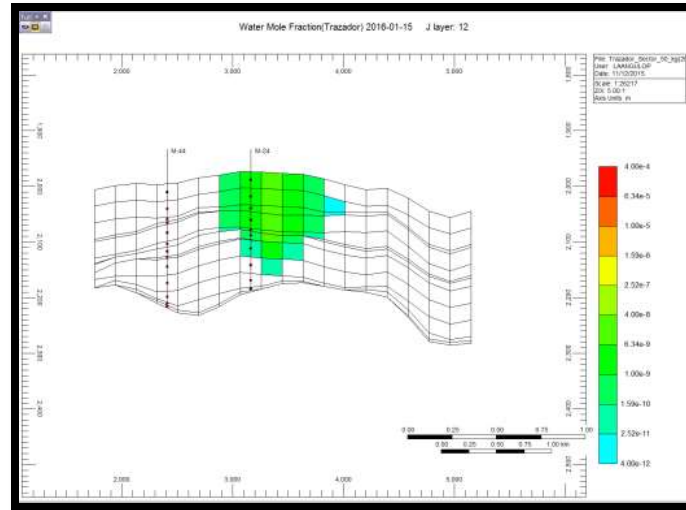


Figura 6.17. Concentración para el pozo M-24.

En la figura 6.17 se observa irrupción del trazador para el pozo M24, sin embargo este pozo se encuentra cerrado en la actualidad, en la figura 6.18 se presenta la curva de concentración de trazador en la celda donde se encuentra el ultimo intervalo disparado.

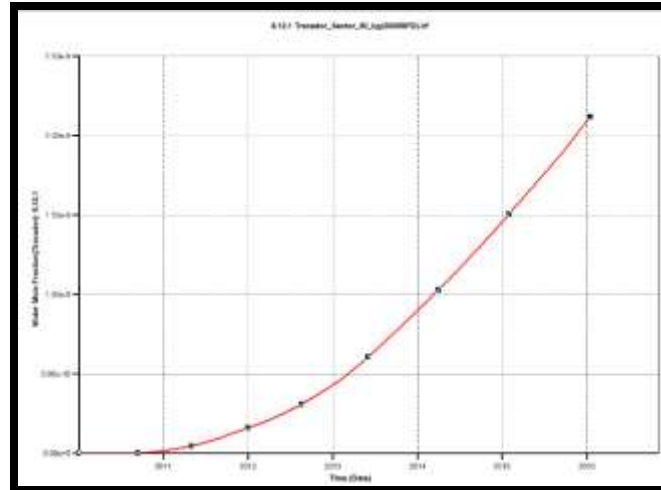


Figura 6.18. Curva de concentración Vs tiempo para el pozo M-24.

La Figura 6.19 muestra las iso-superficies de concentración de trazador, así como las de adsorción a diferentes años, en la figura 6.20 se presentan las curvas de residencia de los pozos M-110, M-24, M-31, PR-48 y PR-77.

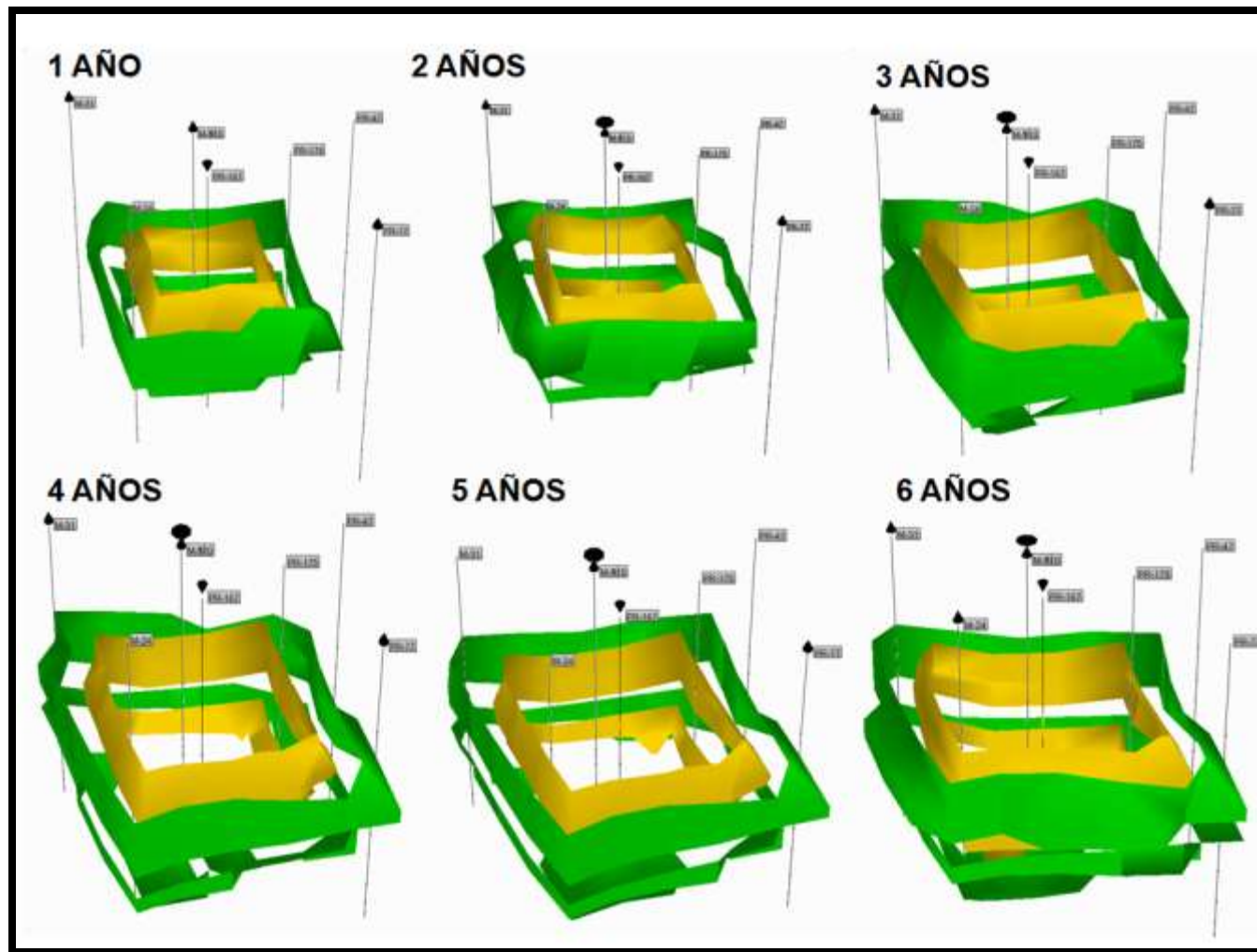


Figura 6.19. Perfiles de concentración del trazador (Verde) y de adsorción (dorado) en el modelo de simulación sectorial sin refinamiento.

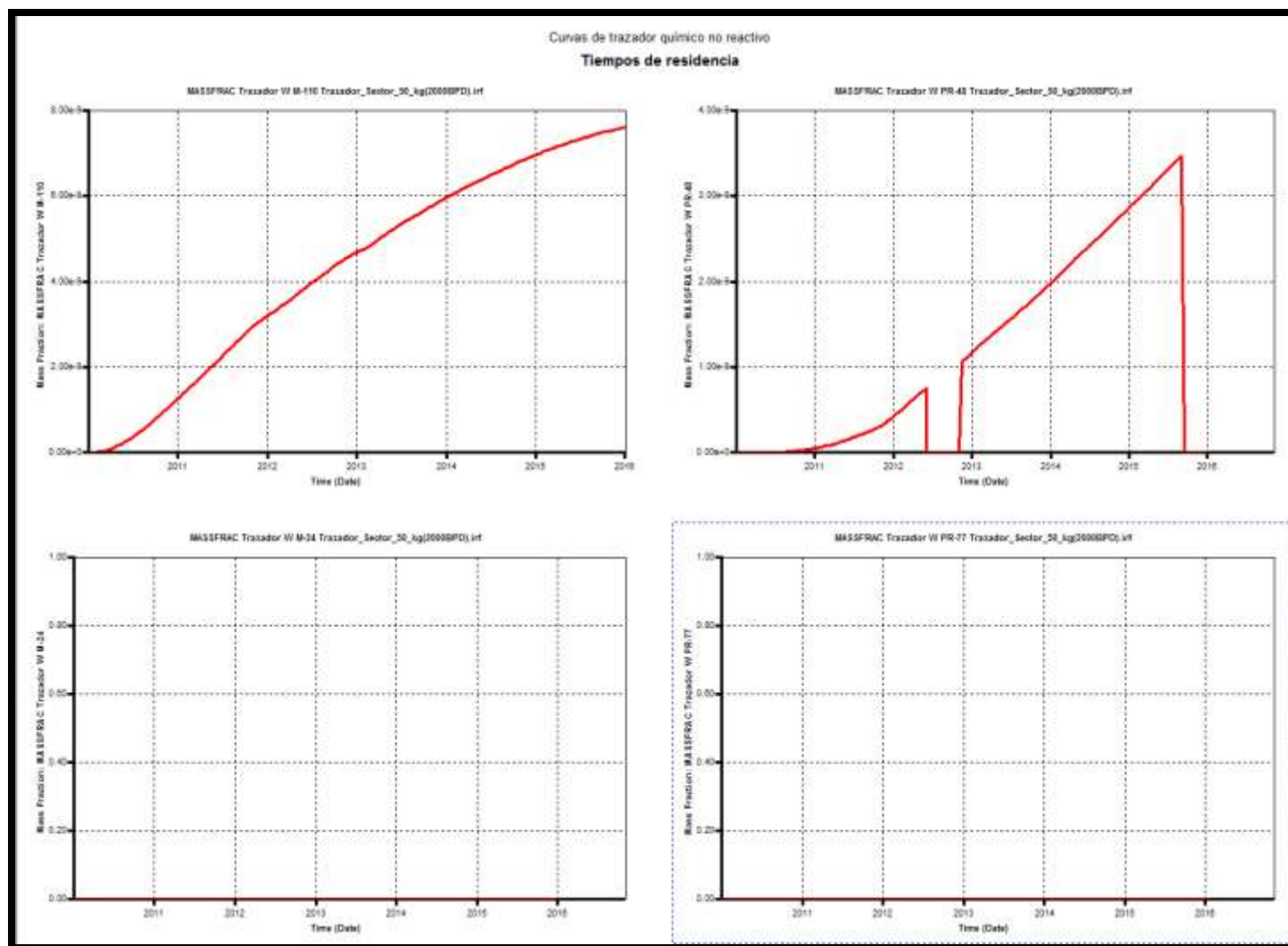


Figura 6.20. Curvas de concentración del trazador vs tiempo para el modelo sectorial.

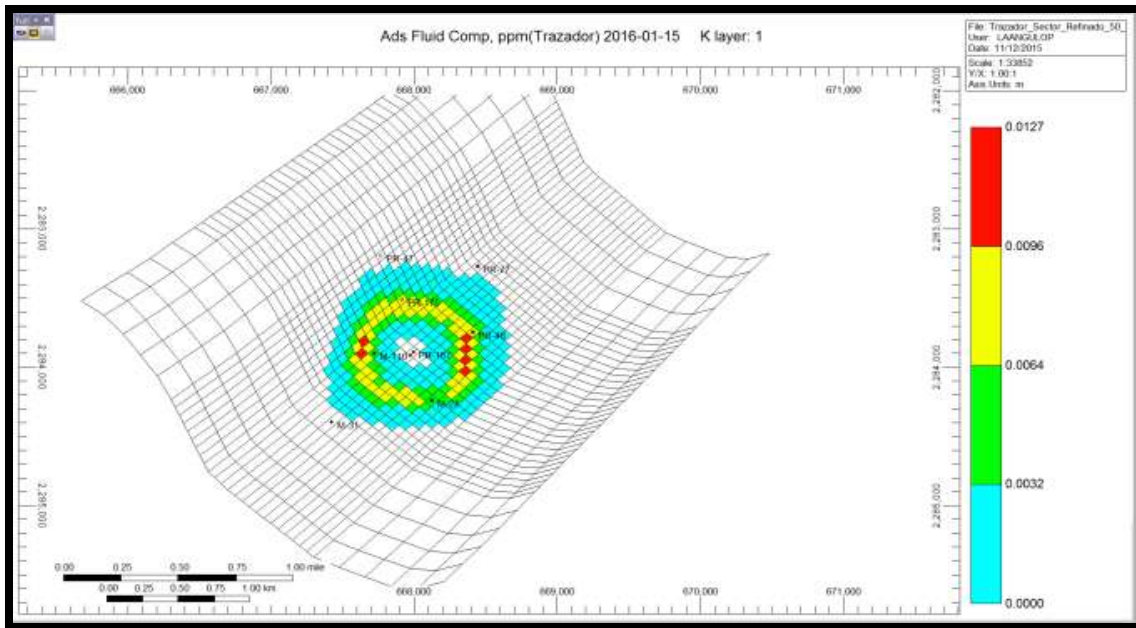


Figura 6.22. Adsorción del trazador en el medio poroso.

En las Figuras 6.23-6.25 se presentan los perfiles de concentración en corte transversal para los pozos M-110, M-24, M-31, PR-48 y PR-77. De las figuras se observa una mejor definición del avance de concentración vertical.

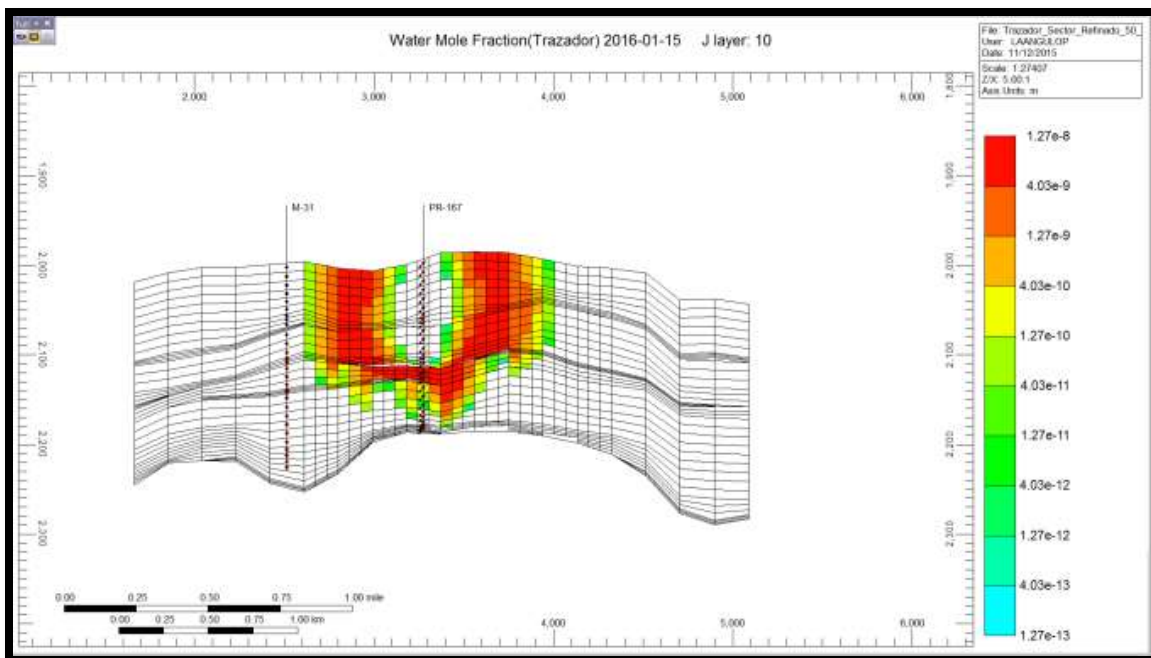


Figura 6.23. Perfil de concentración transversal para el pozo M-31. No se observa irrupción.

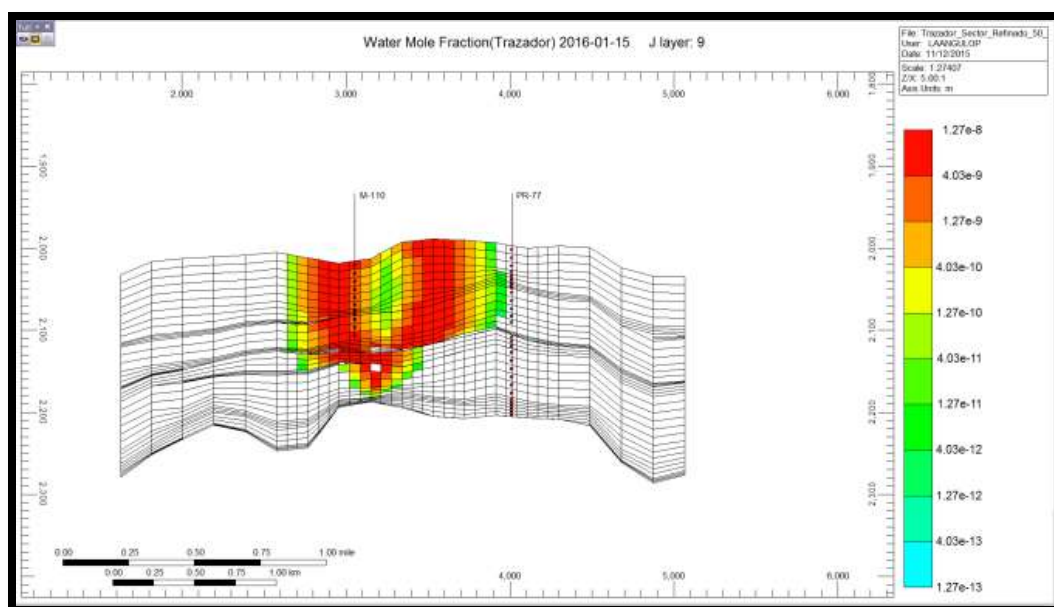


Figura 6.24. Perfil de concentración transversal del pozo PR-77 y M-110

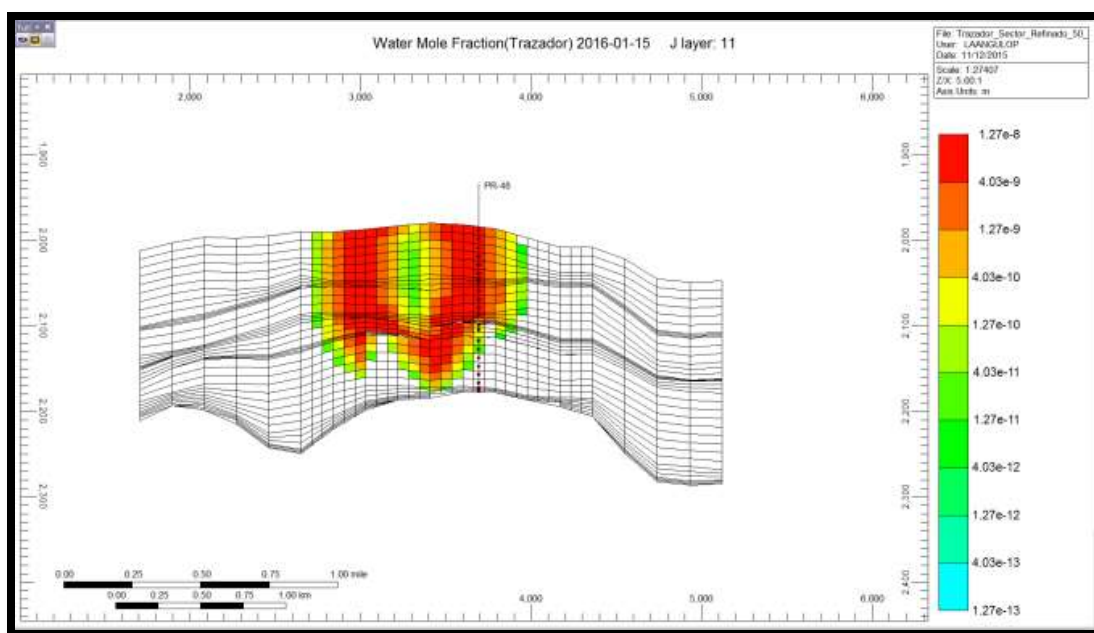


Figura 6.25. Perfil de concentración en corte transversal para el pozo M-24

La Figura 6.26 muestra las superficies de iso-propiedades para la concentración y la adsorción del trazador en el modelo. Se observa adsorción en las vecindades del pozo PR-167iw. La figura 6.27 presenta las curvas de residencia de trazador en los pozos monitores.

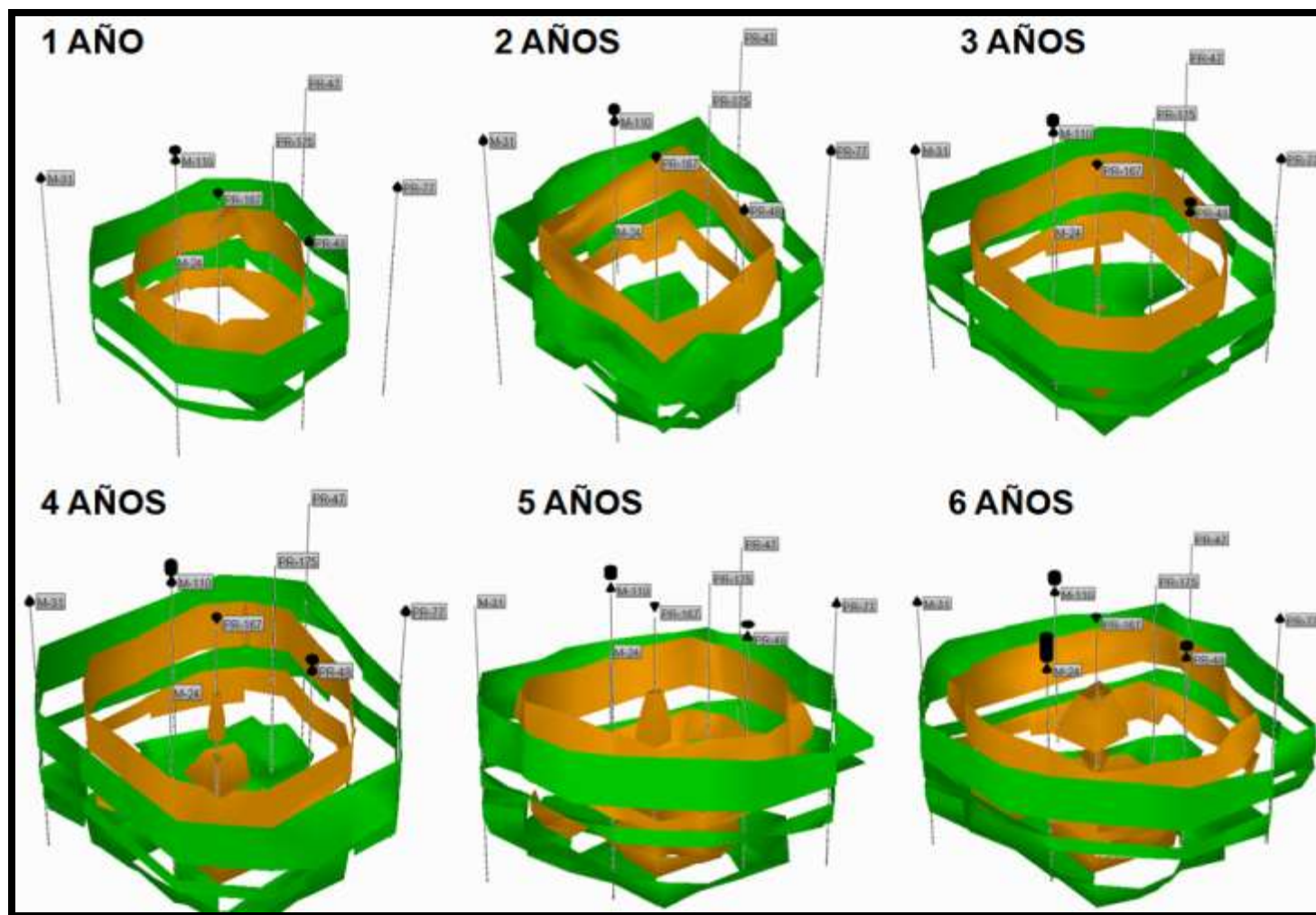


Figura 6.28. Iso-superficies de concentración de trazador (verde) y adsorción del trazador (dorado) en el modelo de simulación sectorial refinado.

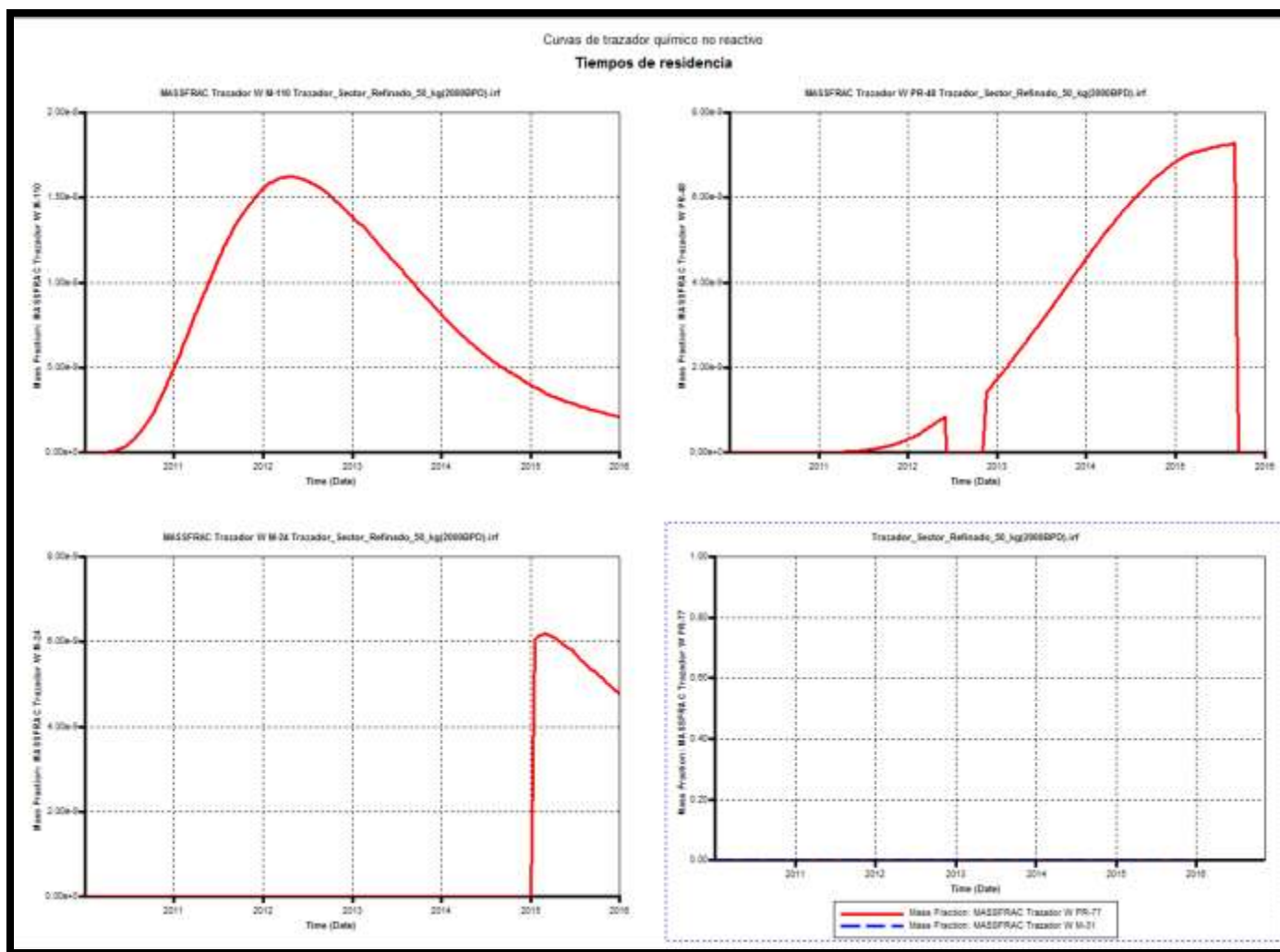


Figura 6.27. Curvas de concentración del trazador Vs tiempo para los pozos M110, M. 24 y PR-48.

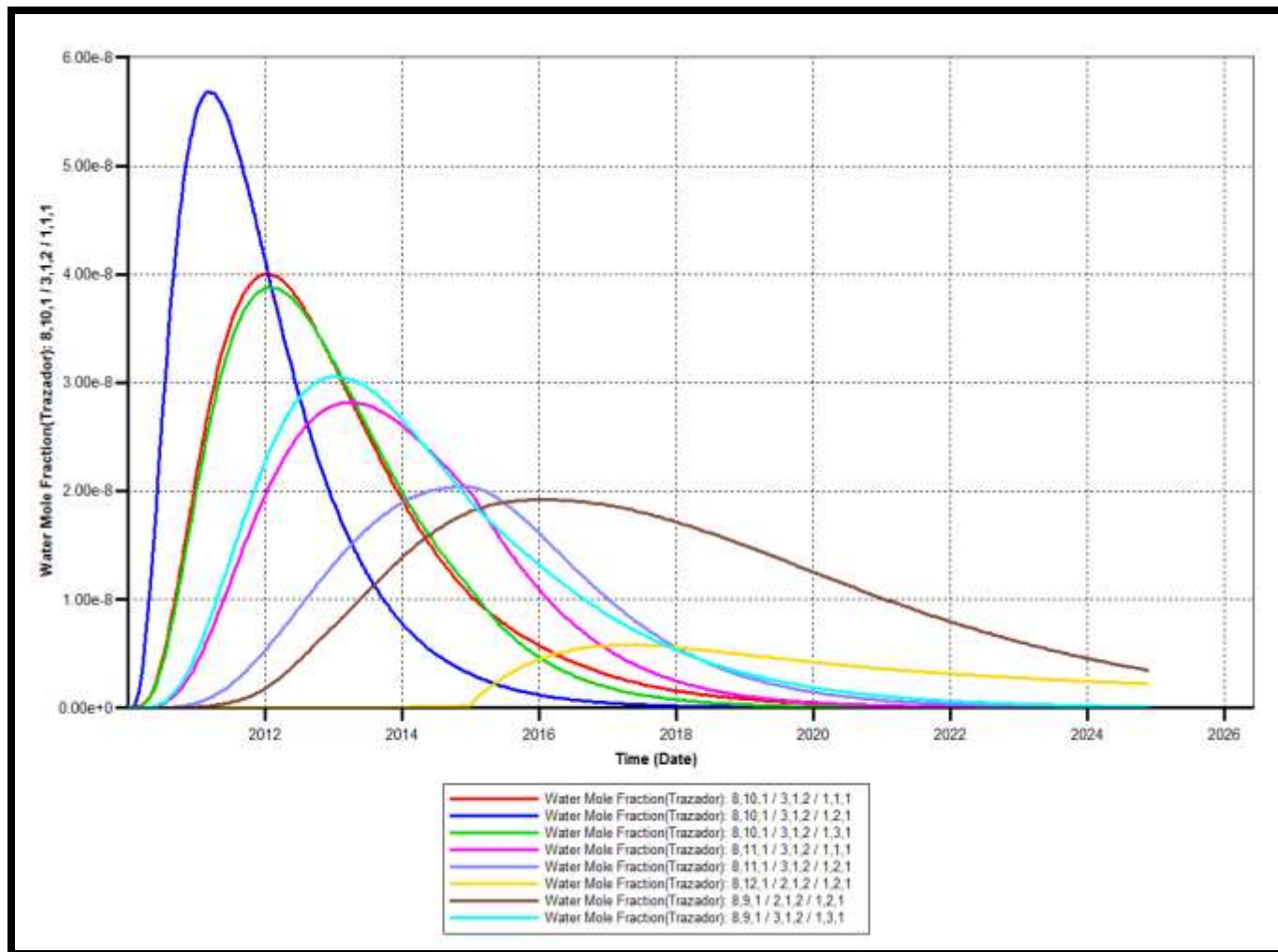
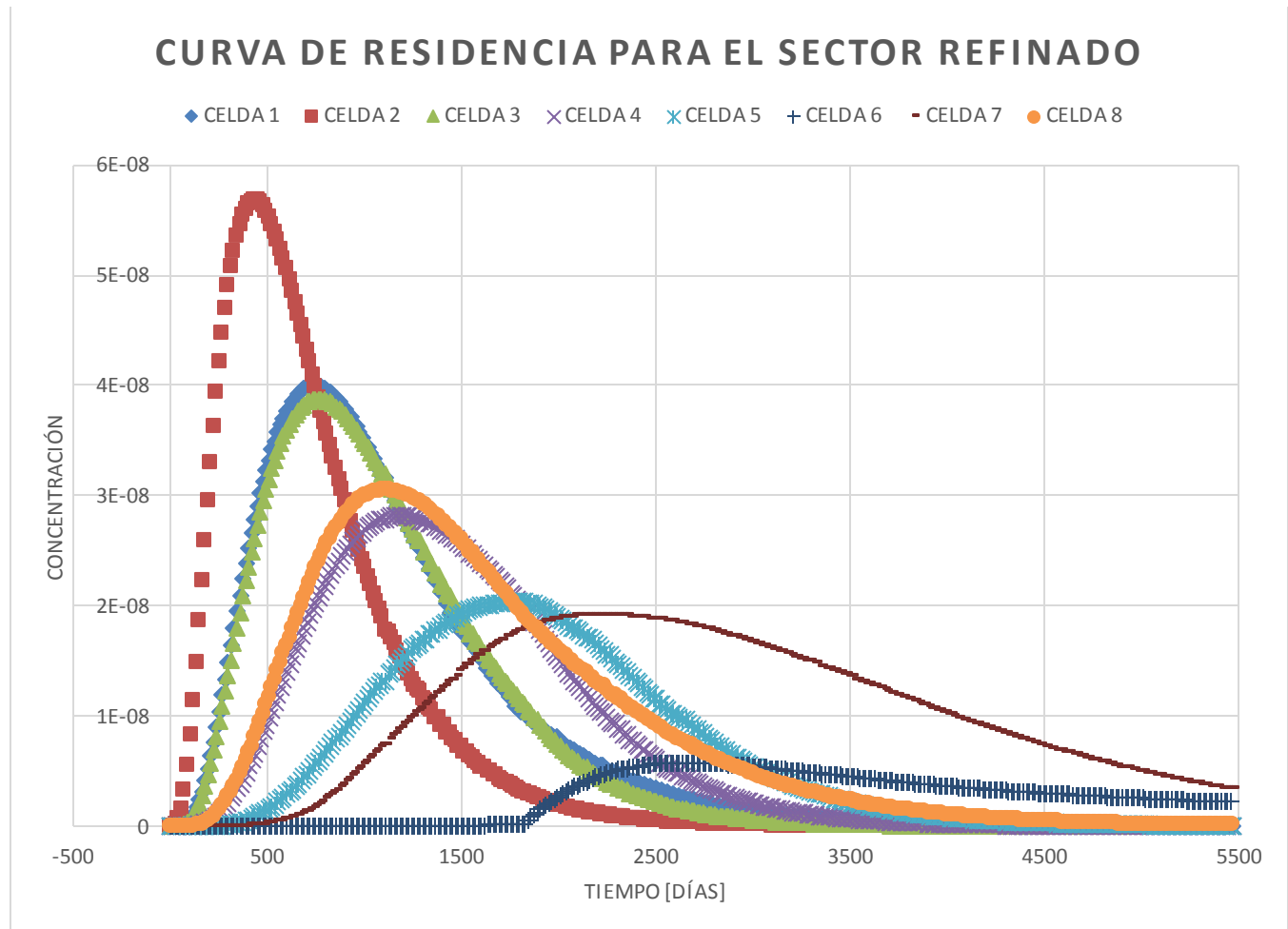


Figura 6.28.- Medición de la concentración en diferentes celdas del modelo de simulación sectorial refinado.



En la figura 6.28 se presenta las curvas de concentración del trazador en distintas celdas, el comportamiento de las curva se analizó mediante la solución a la ecuación general de difusión y dispersión.

Para visualizar de una mejor manera las gráficas de concentración del trazador se presentan etiquetadas en celdas. La figura 6.29 muestra las curvas de concentración vs tiempo para los diferentes puntos monitoreados.



En la tabla 6.2 se presentan el coeficiente de difusión calculados para cada curva, así como el número de Péclet para cada celda muestreada en el modelo. Los resultados de este análisis indican que el comportamiento del trazador exhibe una tendencia en la cual predominan los esfuerzos convectivos, sin embargo existe una zona donde dominan los esfuerzos dispersivos.



PUNTO DE MONITOREO	VALOR DE COEFICIENTE DE DIFUSIÓN MOLECULAR	Número de peclet
CELDA 1	0.15949	6.269985579
CELDA 2	0.18525	5.398110661
CELDA 3	0.12909	7.746533426
CELDA 4	0.09504	10.52188552
CELDA 5	0.06559	15.24622656
CELDA 6	0.0171	58.47953216
CELDA 7	0.0521	19.19385797
CELDA 8	0.11234	8.90154887

Tabla 6.2 Comportamiento de los coeficientes de difusión y numero de Péclét en el modelo de simulación numérica.

En la figura 6.29 se presenta una gráfica donde se observa el comportamiento del número de Péclét de manera más clara:

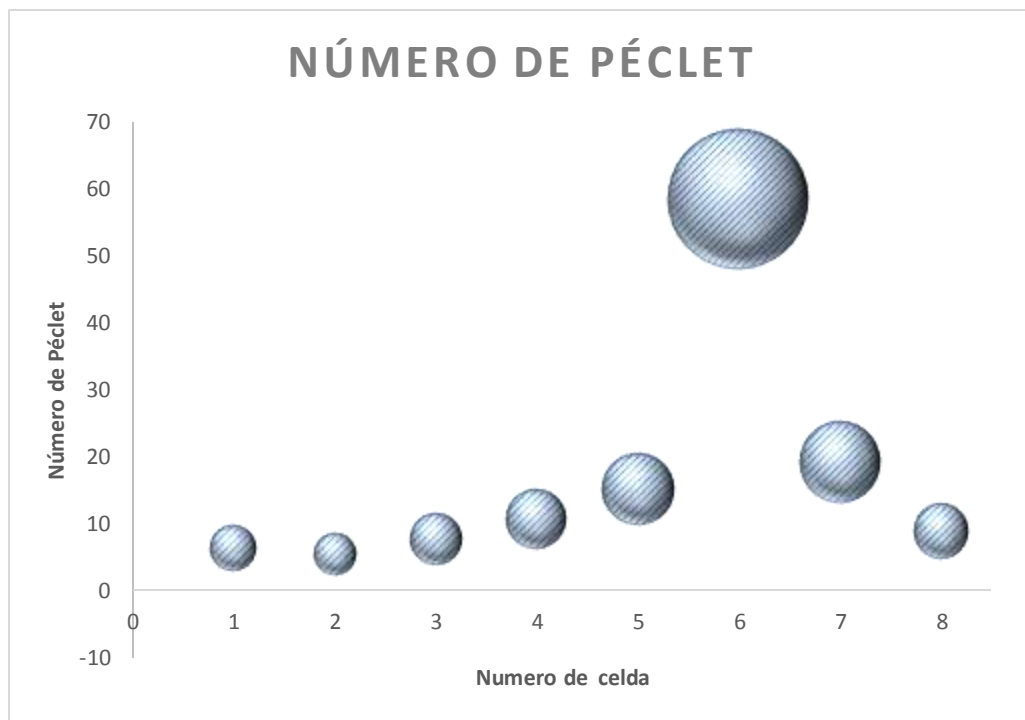


Figura 6.30.- Comportamiento del número de Péclét en los diferentes puntos de muestreo.

De la figura 6.30 se observa que la tendencia de la mayoría de las celdas exhibe un comportamiento lineal, sin embargo en la celda número 6 se muestra un dominio de los esfuerzos dispersivos del medio poroso. Dicha celda se encuentra localizada en las vecindades del pozo M-24, mismo que fungirá como pozo monitor durante las pruebas pilotos con inyección de ASP y trazador químico no reactivo.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se obtuvo una metodología a partir de la simulación numérica de yacimientos para caracterizar la heterogeneidad en medios porosos. El método validado con resultados experimentales presentó una desviación menor al 2% en el módulo de dispersión.

La metodología implica declarar de manera manual las propiedades que definen el trazador, dado que STARS no contiene un asistente específico para su implementación. La metodología toma en cuenta la interacción del trazador con los fluidos y con la roca a través del coeficiente de partición y la adsorción, respectivamente.

El tamaño de las celdas tiene efecto en el cálculo de la heterogeneidad del yacimiento lo cual implica el uso de mallas más finas, dado que en el modelo de yacimiento original no se logró observar el comportamiento típico de la curva de distribución de tiempo de residencia del trazador. En primera instancia en el modelo sectorial tampoco se logró visualizar este comportamiento como consecuencia también del tamaño de la celda. Sin embargo una vez que se refinó la malla en el modelo sectorial se obtuvo el resultado típico del comportamiento de estas curvas además de mejorar el ajuste de la producción de agua en el sector, de tal manera que aplicando esta metodología en cualquier sector, se tendría un resultado cuantitativo de la dispersividad del yacimiento.

Se recomienda realizar un estudio del tamaño de la malla con respecto al comportamiento de las curvas de distribución de tiempos de residencia para identificar el tamaño óptimo.

A nivel nacional se le debe dar una mayor importancia a este tipo de pruebas, ya que permiten mejorar el entendimiento del yacimiento, al ser una medición directa y no una suposición teórica. De igual manera, es de vital importancia acercar más a los alumnos al entendimiento de este tipo de pruebas durante la carrera porque es una tecnología latente en la industria petrolera.

En resumen STARS permite reproducir fenómenos químicos y físicos complejos, por lo que se considera un simulador muy apto para este tipo de procesos.



BIBLIOGRAFIA

1. Jetzabeth Ramírez Sabag. ***“Prueba de trazadores en la recuperación de hidrocarburos”***. Academia de Ingeniería de México. México D.F 25 de septiembre del 2008.
2. F. Javier Sánchez San Román. ***“Transporte de contaminantes”***. Universidad de Salamanca. Departamento de Geología.
3. Instituto Minero y geológico de España ***“Dispersión Conceptos generales”*** Publicación Electrónica.
4. P.G. SAFFMAN. ***“A theory of dispersión in a porous media”***. Cavendish Laboratory, University of Cambridge. Artículo del *“Journal of fluid mechanics”* pp 321-349. Octubre de 1959.
5. T.K. Perkins & O.C. Johnston. ***“A review of diffusion and dispersión in porous media”***. The atlantic Refining Co. Artículo SPE ID 480, Marzo 1963.
6. Sir Geoffrey Ingram Taylor. ***“Dispersion of Soluble Matter in Solvent Flowing Slowly Through a Tube”***, Londres/Inglaterra, 1953.
7. P.C. Carman, ***“Permeability of Saturated Sands, Soils and Clays”***, Department of Chemistry, Rondebosch, University of Cape Town. Agosto de 1938.
8. Kambiz Vafai. ***“Handbook of Porous Media”***, Boca Ranton, 2005.
9. B. Zemel. ***“Tracers in the oilfield”*** The University of Texas Austin, Center of Petroleum and Geosystem Engineering. Austin Texas 1995.
10. José Carlos Somaruga. ***“Trazadores en campos petroleros”***, Instituto Mexicano del petróleo. 23 de septiembre del 2015.



11. **"Radiotracer Application in Industry- A guidebook"** International Atomic Energy Agency, Vienna, 2004.
12. L. Guan y colaboradores. **"Advances of Interwell Tracer Modelling in Petroleum Industry"**, Chevron Texaco Energy Technology Company, Petroleum Society Journal, SPE 2004-163.
13. Harry A. Deans and Charlie Carlisle. **"Single Well Chemical Tracer Test Handbook"** Laramie, Wyoming.
14. Germán Orlando Pérez & Julio Cesar Patiño Sánchez, **"Metodología para el Diseño Y Evaluación de Pruebas de Trazadores entre Pozos como Herramienta Complementaria en la Caracterización de Yacimientos: Estado del Arte"** . Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2006.
15. Magsood Abbaszadeh- Dehghani and William E. Bringham **"Analysis of Unit Mobility Ratio Well to Well on a Tracer Flow to Determine Reservoir Heterogeneity"** Standfor University, Petroleum Research Institute, California.
16. William E. Bringham et. al. **"Analysis Of Well-to-Well Tracer Flow To Determine Reservoir Layering"** Journal of Petroleum Technology, artículo SPE 10760- PA.
17. Olyvind Dugstad, **"Tracers in reservoir description"** Artículo técnico del IFE SPE 56427, 2000.
18. IAEA (International Atomic Energy Agency) **"Radiotracer Application in industry- A guidebook" Reporte técnico**, Austria, Junio del 2004.
19. Gerencia de Información Técnica de Explotación. **"Guía para lo toma de información en pruebas con trazadores"**, PEMEX, 17 de julio del 2006.
20. Freddy H. Escobar, Ph.D **"Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos"** Universidad Surcolombiana.
21. Tarekl Ahmed, **"Reservoir Engineer Handbook"** Third Edition, USA, 2006.



22. Victor Arana, Juventino Sánchez, David Trujillo, ***“Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos”***, Universidad Nacional Autónoma de México.
23. PEMEX ***“Diseño y Evaluación de Pruebas de Inyección de Trazadores para Proyectos de Recuperación Mejorada en Campos de PEP”*** México, DF, Diciembre del 2005.
24. D. E. Balwind Jr. ***“Prediction of Tracer Performance in a Five.Spot Pattern”*** Continental Oil Co. Ponca City, Oklahoma. SPE 1230.
25. Lau, L. Kaufman. ***“Dispersion of a Water Tracer in Radial Laminar Flow Through Homogeneous Porous Media”*** Progress Report No.5, Berkley University, California (1959).
26. Empleo de radiotrazadores. <http://caebis.cnea.gov.ar/> Centro Atomico EZEIZA
27. Lenda and Zuber ***“Tracer Dispersion in Groundwater Experiments”*** Institute of Nuclear Techniques, Cracow Polonia, 1995.
28. Agustín Alberto Rosas Medinas ***“El Número de Péclet y su significación en la Modelación de Transporte Difusivo de Contaminantes”*** Tesis de grado. Universidad Nacional Autónoma de México.
29. Patricia M. Carpano y colaboradores. ***“Análisis de las Soluciones Numericas de la Ecuacion de Conveccion, Dispersion y Adsorcion”*** Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño de Ingeniería. Vol 3,4,38%409, Argentina 1987.
30. Wagner O.R. ***“The Use of Tracers in Diagnosing Interwell Reservoir Heterogeneities- Fields Results”*** SPE AIME, AMMCO Production CO. Paper SPE ID 6046.



31. Ramírez Jetzabeth y colaboradores. ***“Tracer-Test Interpretation in Naturally Fractured Reservoirs”*** Universidad Nacional Autónoma de México, Society of Petroleum Engineers. SPE.
32. Clair Lynn Jensen. ***“Matrix Diffusion and it’s Effect on the Modeling of Tracers Return from the Fractured Geothermal Reservoir at Wairakei, New Zeland”*** Department of Petroleum Engineer, Standford, USA, Diciembre 1983.
33. Darcy H. ***“Les fontaines Publiques de la Ville de Dijon”***, Victor Dalmont, Paris. 1856
34. Rouzbeh Ghanbarnezhad M. ***“Numerical Dispersion Impact on Local Mixing in Heterogeneous Reservoirs”***, The University of Texas at Austin, SPE 1494220. Agostos del 2011.
35. ***Pruebas de desplazamiento en columnas empacadas. Laboratorio 106, Edificio “F”, Facultad de Química UNAM.***
36. Levanspiel Octave, ***“Ingeniería de las reacciones químicas”, Capítulo 13 “El modelo de dispersión”***. Tercera edición. Universidad de Oregon EUA. 2004.
37. Ruben Lopez Donce.l ***“La formación Tamabra del Cretacio medio en la porción central del margen occidental de la plataforma Valles-San Luis Potosí, centro-noreste de México.”*** Instituto de Geología, Universidad Autonoma de San Luis Potosí. 2003.
38. Juan Berlanga. ***“Homogéneamente Heterogéneo, el Caso Poza Rica”***. PEP activo APPRA. Poza Rica, Veracruz, 2014.