



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Nueva metodología de diseño de pruebas de trazadores
en yacimientos petroleros: Aplicación de campo.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

Karla Verenice González Ortiz

DIRECTOR DE TESIS: Dra. JETZABETH RAMÍREZ SABAG

MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA 2005





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-609

SRITA. KARLA VERENICE GONZÁLEZ ORTIZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**NUEVA METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES EN
YACIMIENTOS PETROLEROS: APLICACIÓN DE CAMPO**

RESUMEN

- I INTRODUCCIÓN**
 - II CONCEPTOS RELACIONADOS**
 - III ESTUDIO CONVENCIONAL DE UNA PRUEBA DE TRAZADORES**
 - IV NUEVA METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES**
 - V APLICACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA**
 - VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- NOMENCLATURA**
REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

~~Cd. Universitaria, D. F., a 25 de mayo de 2005~~

EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*JAGC*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“NUEVA METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES EN YACIMIENTOS PETROLEROS: APLICACIÓN DE CAMPO”

TESIS PRESENTADA POR:

Karla Verenice González Ortiz

DIRIGIDA POR:

Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: M. I. José Ángel Gómez Cabrera

VOCAL: Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag

SECRETARIO: M. I. Mario Becerra Zepeda

1ER SUPLENTE: M. C. Jaime Ortiz Ramírez

2DO SUPLENTE: Ing. Martín Carlos Velázquez Franco

AGRADECIMIENTOS

A mi adorada abuelita, por todo tu amor, por tus bendiciones, por tus consejos y por seguir siendo mi inspiración e impulso para haber llegado hasta aquí, donde quiera que estés, te amo!

A mi madre, Ana Cecilia Ortiz y a mi tía Rosa Ma. Abreu Ortiz, porque si estoy aquí, justo en esta etapa de mi vida personal y profesional, es gracias a todo su amor, paciencia, dedicación, apoyo y sobre todo, gracias a todo su esfuerzo para sacarme adelante, las adoro!

A mi hermana Gabriela González Ortiz, a mis sobrinas Ma. José, Natalia y Daniela y a mi cuñado Mario Palma por todo su cariño y por recordarme que las cosas más maravillosas de la vida son gratis, los quiero!

A mi querido Eric Dávila Hernández, porque además de ser mi pareja, has sido mi amigo, gracias por todo este tiempo que hemos compartido, por todas las experiencias y por todo tu apoyo, te amo nene!

A mi segunda familia, Alan Díaz, Ale Morales, Eric Dávila, Gustavo Prado, Joaquín Hernández, Julieta Carmona, Laura López y Rodolfo Nájera, por haceme partícipe de una gran hermandad, nuestra amistad, los quiero!

A la familia Dávila Hernández, por haceme sentir como alguien más de su familia, gracias por todo!

A la Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag por todo su apoyo, por su amistad, por sus conocimientos y por la información brindada para realizar este trabajo de tesis, gracias por todo!

A todos mis profesores, por aportarme sus conocimientos y anécdotas, pero sobre todo gracias a aquellos profesores que además de fungir como tales, me brindaron su amistad, gracias!

Finalmente, y no por eso menos importante, gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater, por albergarme y brindarme la oportunidad de ser parte de ella!

Por mi raza hablará el espíritu,
Karla Verenice González Ortiz.

CONTENIDO

| | |
|--|-----------|
| CAPÍTULO I | 1 |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| CAPÍTULO II | 4 |
| CONCEPTOS RELACIONADOS | 4 |
| II.1 RADIOACTIVIDAD | 4 |
| II.1.1 Estructura atómica | 5 |
| II.1.2 Emisión de radiaciones | 8 |
| II.1.3 Decaimiento radioactivo y velocidad de desintegración..... | 10 |
| II.1.4 Vida Media | 14 |
| II.1.5 Constante de Decaimiento..... | 15 |
| II.1.6 Actividad Específica, el curie y unidades..... | 16 |
| II.2 TIPOS DE TRAZADORES | 18 |
| II.2.1 Trazadores Radioactivos Artificiales | 18 |
| II.2.2 Trazadores Activables | 20 |
| II.2.3 Trazadores Radioactivos Naturales | 20 |
| II.2.4 Isótopos Estables | 21 |
| II.2.5 Radioisótopos más comúnmente empleados en la Industria Petrolera..... | 21 |
| II.3 APLICACIÓN DE LOS TRAZADORES EN LA INDUSTRIA PETROLERA | 23 |
| II.3.1 Perforación de pozos | 24 |
| II.3.2 Pérdidas de circulación | 24 |
| II.3.3 Marcadores en tuberías permanentes..... | 24 |
| II.3.4 Mediciones en cementación primaria | 25 |
| II.3.5 Operaciones de empacamiento de grava | 25 |
| II.3.6 Tratamientos de estimulación de pozos | 25 |
| II.3.7 Producción y operaciones de recuperación mejorada..... | 26 |
| II.3.8 Localización de obstrucciones en ductos..... | 26 |
| II.3.9 Medición de fluidos | 26 |
| II.3.10 Pruebas de trazadores entre pozos..... | 27 |
| II.4 DETECCIÓN DE LA RADIOACTIVIDAD | 27 |
| II.4.1 Cámara de Ionización | 28 |
| II.4.2 Detector Proporcional..... | 29 |
| II.4.3 Detector Geiger - Müller..... | 30 |
| II.4.4 Detector Semiconductor..... | 31 |
| II.4.5 Detector de Centelleo..... | 32 |
| II.5 MODELOS MATEMÁTICOS..... | 34 |
| II.5.1 Modelo de Brigham | 35 |
| II.5.2 Modelo de Jensen y Horne..... | 37 |
| II.5.3 Modelo de Ramírez y Cols. | 38 |
| CAPÍTULO III | 39 |
| ESTUDIO CONVENCIONAL DE UNA PRUEBA DE TRAZADORES..... | 39 |
| III.1 ESTUDIO DE RADIOTRAZADO DEL CAMPO SAMARIA..... | 39 |
| III.1.1 Objetivo del estudio de radiotrazado | 39 |
| III.1.2 Área Norte | 40 |
| III.1.3 Área Sur | 45 |
| III.2 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RADIOTRAZADO | 51 |
| III.2.1 Resultados del estudio de radiotrazado para el Campo Samaria Área Norte..... | 51 |

| | | |
|---------|---|----|
| III.2.2 | Resultados del estudio de radiotrazado para el Campo Samaria Área Sur | 52 |
| III.3 | COMENTARIOS CON RESPECTO AL ESTUDIO DE RADIOTRAZADO | 53 |
| III.3.1 | Evaluación de la información global..... | 54 |
| III.3.2 | Selección de los trazadores a utilizar..... | 54 |
| III.3.3 | Estimación de la cantidad requerida de trazador..... | 54 |
| III.3.4 | Muestreo y análisis radioquímico previo a la inyección | 55 |
| III.3.5 | Análisis Radioquímico | 55 |

CAPÍTULO IV..... 56

| | |
|---|----|
| NUEVA METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES..... | 56 |
| IV.1 METODOLOGÍA CONVENCIONAL..... | 56 |
| IV.1.1 Inyección con fluido agua..... | 60 |
| IV.1.2 Inyección con fluido aceite..... | 62 |
| IV.1.3 Inyección de trazadores gaseosos (aceite/gas)..... | 65 |
| IV.2 NUEVA METODOLOGÍA | 66 |
| IV.2.1 Definición de los objetivos específicos de la prueba..... | 68 |
| IV.2.2 Recopilación de la información del Campo..... | 70 |
| IV.2.3 Análisis, procesamiento e integración de la información de campo | 71 |
| IV.2.4 Diseño tradicional y preliminar de la prueba..... | 74 |
| IV.2.5 Modelación Matemática..... | 75 |
| IV.2.6 Simulación numérica..... | 76 |
| IV.2.7 Diseño final de la prueba | 78 |

CAPÍTULO V..... 80

| | |
|--|-----|
| APLICACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA | 80 |
| V.1 DEFINICIÓN DE LOS OBJETIVOS ESPECÍFICOS DE LA PRUEBA..... | 83 |
| V.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE CAMPO | 83 |
| V.3 ANÁLISIS, PROCESAMIENTO E INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE CAMPO..... | 84 |
| V.3.1 Datos y características del Campo..... | 84 |
| V.3.2 Análisis de propiedades PVT | 85 |
| V.3.3 Datos de presiones y temperaturas de fondo del Campo | 86 |
| V.3.4 Intervalos de disparos y profundidades totales de los pozos | 88 |
| V.3.5 Nivel medio de intervalo de disparos y distancias..... | 88 |
| V.3.6 Historial de producción de aceite por pozo del Campo..... | 89 |
| V.3.7 Historial de producción de agua por pozo del Campo..... | 90 |
| V.3.8 Historial de producción de gas por pozo del Campo | 90 |
| V.3.9 Distancias entre los pozos productores y el pozo inyector | 91 |
| V.3.10 Obtención de parámetros a partir de Correlaciones..... | 93 |
| V.3.11 Cálculo del volumen de roca con hidrocarburo (V_{rhc}) y del volumen aceite (N) | 95 |
| V.3.12 Cálculo del volumen de gas producido (G_p) en el área de interés | 97 |
| V.3.13 Selección del trazador radioactivo..... | 99 |
| V.3.14 Selección de pozos observadores | 101 |
| V.4 DISEÑO PRELIMINAR Y TRADICIONAL DE LA PRUEBA..... | 102 |
| V.4.1 Método de Dilución Total o volumen de gas marcado para esta prueba..... | 102 |
| V.5 MODELACIÓN MATEMÁTICA | 115 |
| V.5.1 Modelo de Difusión Brigham | 116 |
| V.5.2 Modelo de Difusión Zuber..... | 116 |
| V.5.3 Modelo de Difusión Kreft-Zuber..... | 117 |
| V.5.4 Análisis General de los Tiempos del flujo de gas..... | 118 |
| V.6 SIMULACIÓN NUMÉRICA | 121 |
| V.6.1 Objetivo | 122 |
| V.6.2 Generalidades..... | 122 |
| V.6.3 Simulación numérica del proceso..... | 123 |
| V.6.4 Análisis de las predicciones..... | 127 |

| | | |
|-------------------------------------|---|------------|
| V.6.5 | <i>Conclusiones de la simulación numérica</i> | 129 |
| V.7 | <i>DISEÑO FINAL DE LA PRUEBA</i> | 134 |
| V.7.1 | <i>Introducción</i> | 134 |
| V.7.2 | <i>Diseño final</i> | 134 |
| V.7.3 | <i>Requerimientos de operación de la prueba</i> | 139 |
| V.7.4 | <i>Procedimientos de inyección y muestreo ante la CNSNS</i> | 150 |
| V.8 | <i>COMENTARIOS CON RESPECTO AL ESTUDIO DE RADIOTRAZADO</i> | 169 |
| V.8.1 | <i>Análisis de las condiciones generales de la prueba</i> | 170 |
| CAPÍTULO VI | | 172 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | | 172 |
| NOMENCLATURA | | 176 |
| REFERENCIAS | | 182 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|-----|
| FIGURA II.1 ESTRUCTURA ATÓMICA | 6 |
| FIGURA II.2 TABLA PERIÓDICA DE LOS ELEMENTOS QUÍMICOS CON SUS PRINCIPALES ISÓTOPOS RADIOACTIVOS | 7 |
| FIGURA II.3 CURVA TÍPICA DE DECAIMIENTO RADIOACTIVO..... | 13 |
| FIGURA II.4 LÍNEA DE DECAIMIENTO RADIOACTIVO EC. (II.7)..... | 14 |
| FIGURA II.5 CÁMARA DE IONIZACIÓN CON ANILLO DE GUARDA | 29 |
| FIGURA II.6 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN DETECTOR PROPORCIONAL | 30 |
| FIGURA II.7 VARIEDADES DE DETECTOR GEIGER - MÜLLER..... | 31 |
| FIGURA II.8 DETECTOR SEMICONDUCTOR EMPLEANDO SILICIO..... | 32 |
| FIGURA II.9 COMPONENTES DE UN DETECTOR DE CENTELLEO LÍQUIDO | 34 |
| FIGURA III.1 DISTRIBUCIÓN DE POZOS DEL CAMPO SAMARIA ÁREA NORTE | 40 |
| FIGURA III.2 CURVA DE RESPUESTA DEL TRAZADOR POZO S-105..... | 42 |
| FIGURA III.3 CURVA DE RESPUESTA DEL TRAZADOR POZO S-111..... | 43 |
| FIGURA III.4 CURVA DE RESPUESTA DEL TRAZADOR POZO S-113..... | 44 |
| FIGURA III.5 CURVA DE RESPUESTA DEL TRAZADOR POZO S-123A..... | 44 |
| FIGURA III.6 DISTRIBUCIÓN DE POZOS DEL CAMPO SAMARIA ÁREA SUR..... | 45 |
| FIGURA III.7 CURVA DE RESPUESTA DEL TRAZADOR POZO S-62..... | 47 |
| FIGURA III.8 CURVA DE RESPUESTA DEL TRAZADOR POZO S-81..... | 48 |
| FIGURA III.9 CURVA DE RESPUESTA DEL TRAZADOR POZO S-83..... | 49 |
| FIGURA III.10 CURVA DE RESPUESTA DEL TRAZADOR POZO S-105..... | 50 |
| FIGURA III.11 CURVA DE RESPUESTA DEL TRAZADOR POZO S-113..... | 51 |
| FIGURA IV.1 METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES EN YACIMIENTOS PETROLEROS..... | 68 |
| FIGURA V.1 DISTRIBUCIÓN DE POZOS DEL CAMPO | 81 |
| FIGURA V.2 MODELO DE DIFUSIÓN BRIGHAM $C(x,T)/C$ | 120 |
| FIGURA V.3 MODELO DE DIFUSIÓN ZUBER $C_N(x,T)$ | 120 |
| FIGURA V.4 MODELO DE DIFUSIÓN KREFT ZUBER $C(x,T)$ | 121 |
| FIGURA V.5 RITMO DE PRODUCCIÓN DE TRAZADOR POR CAMPO..... | 131 |
| FIGURA V.6 PRODUCCIÓN TOTAL DE TRAZADOR POR CAMPO..... | 131 |
| FIGURA V.7 CONCENTRACIÓN DEL TRAZADOR POR CAMPO | 132 |
| FIGURA V.8 RITMO DE PRODUCCIÓN DEL TRAZADOR POR POZO | 132 |
| FIGURA V.9 CONCENTRACIÓN DEL TRAZADOR POR POZO | 133 |
| FIGURA V.10 PRODUCCIÓN TOTAL DEL TRAZADOR POR POZO | 133 |
| FIGURA V.11 ESTADO MECÁNICO DEL POZO 45 (POZO INYECTOR) | 141 |
| FIGURA V.12 ESTADO MECÁNICO DEL POZO 47 (POZO PRODUCTOR)..... | 142 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| TABLA II.1 TRAZADORES RADIOACTIVOS ARTIFICIALES MÁS EMPLEADOS | 19 |
| TABLA III.1 TIEMPOS DE IRRUPCIÓN DEL TRAZADOR (ÁREA NORTE) | 51 |
| TABLA III.2 PORCENTAJE PARA CADA UNO DE LOS BACHES DEL TOTAL DEL TRAZADOR CUANTIFICADO EN CADA POZO (ÁREA NORTE)..... | 52 |
| TABLA III.3 PORCENTAJE PARA CADA POZO DEL TOTAL DE TRAZADOR CUANTIFICADO POR BACHE EN TODOS LOS POZOS (ÁREA NORTE)..... | 52 |
| TABLA III.4 PORCENTAJE DEL TRAZADOR IRRUMPIDO EN CADA POZO (ÁREA NORTE) | 52 |
| TABLA III.5 TIEMPOS DE IRRUPCIÓN DEL TRAZADOR (ÁREA SUR)..... | 53 |
| TABLA III.6 PORCENTAJE PARA CADA UNO DE LOS BACHES DEL TOTAL DEL TRAZADOR CUANTIFICADO EN CADA POZO (ÁREA SUR)..... | 53 |
| TABLA III.7 PORCENTAJE PARA CADA POZO DEL TOTAL DE TRAZADOR CUANTIFICADO POR BACHE EN TODOS LOS POZOS (ÁREA SUR) | 53 |
| TABLA III.8 PORCENTAJE DEL TRAZADOR IRRUMPIDO EN CADA POZO (ÁREA SUR)..... | 53 |
| TABLA IV.1 CONCENTRACIONES OCUPACIONALES MÁXIMAS (10 CFR 20, APÉNDICE B, TABLA 1)..... | 59 |
| TABLA IV.2 CONCENTRACIÓN MÁXIMA, ÁREAS SIN RESTRICCIÓN (10 CFR 20, APÉNDICE B, TABLAS 2 Y 3)..... | 59 |
| TABLA V.1 DATOS DEL YACIMIENTO DEL CAMPO | 84 |
| TABLA V.2 PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS REPRESENTATIVOS DE LOS POZOS 42, 45, 47 Y 407 | 85 |
| TABLA V.3 PRESIONES Y TEMPERATURAS DE FONDO DEL CAMPO | 87 |
| TABLA V.4 VALORES INICIALES Y ACTUALES DE PRESIÓN DEL CAMPO | 87 |
| TABLA V.5 INTERVALOS DE DISPAROS DEL CAMPO | 88 |
| TABLA V.6 NIVEL MEDIO DE INTERVALO DE DISPAROS Y DISTANCIAS DEL CAMPO | 89 |
| TABLA V.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE DEL CAMPO | 90 |
| TABLA V.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO | 91 |
| TABLA V.9 DISTANCIAS ENTRE EL POZO INYECTOR 45 Y LOS POZOS RECOLECTORES. COORDENADAS DEL CAMPO | 92 |
| TABLA V.10 PROPIEDADES DEL CAMPO EMPLEADAS EN CORRELACIONES (INICIAL)..... | 93 |
| TABLA V.11 PARÁMETROS DEL CAMPO CALCULADOS A PARTIR DE CORRELACIONES (INICIAL)..... | 94 |
| TABLA V.12 PROPIEDADES DEL CAMPO EMPLEADAS EN CORRELACIONES (ACTUAL)..... | 94 |
| TABLA V.13 PARÁMETROS DEL CAMPO CALCULADOS A PARTIR DE CORRELACIONES (ACTUAL) | 95 |
| TABLA V.14 DATOS DEL CAMPO EMPLEADOS PARA EL CÁLCULO DE V_{RHC} Y N | 95 |
| TABLA V.15 DATOS DEL CAMPO OBTENIDOS DEL SEPARADOR, EMPLEADOS PARA EL CÁLCULO DE V_{RHC} Y N | 96 |
| TABLA V.16 PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING..... | 97 |
| TABLA V.17 DATOS DEL CAMPO EMPLEADOS PARA EL CÁLCULO DE G_p | 98 |
| TABLA V.18 OBTENCIÓN DEL VOLUMEN DE GAS PRODUCIDO (CRAFTS & HAWKINS) CON PARÁMETROS DEL CAMPO | 99 |
| TABLA V.19 EVALUACIÓN DE POROSIDADES Y PERMEABILIDADES EN LOS BLOQUES MATRIZ Y FRACTURAS DEL CAMPO | 104 |
| TABLA V.20 DATOS EMPLEADOS EN LA ECUACIÓN DE STANDING Y KATZ PARA OBTENER C_g | 105 |
| TABLA V.21 DETERMINACIÓN DE TIEMPOS PARA FLUJO RADIAL-GAS POZO INYECTOR..... | 106 |
| TABLA V.22 EVALUACIÓN DE TIEMPOS PARA FLUJO RADIAL-GAS EN MATRIZ POZO INYECTOR..... | 106 |
| TABLA V.23 EVALUACIÓN DE TIEMPOS PARA FLUJO RADIAL-GAS EN FRACTURAS POZO INYECTOR | 107 |
| TABLA V.24 DATOS DEL CAMPO EMPLEADOS PARA EL CÁLCULO DE LA CANTIDAD DE TRAZADOR | 110 |
| TABLA V.25 VALORES DE AMI OBTENIDOS | 114 |
| TABLA V.26 TIEMPO DE LOS FLUJOS RADIALES DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA EL POZO INYECTOR CON ϕ Y K PROMEDIO.. | 118 |
| TABLA V.27 TIEMPO DE LOS FLUJOS RADIALES DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA EL POZO INYECTOR CON ϕ_f Y K_f (FRACTURAS) | 119 |
| TABLA V.28 RESUMEN DE CORRIDAS Y RESULTADOS PARA LA PRIMERA ETAPA DE SIMULACIÓN | 124 |
| TABLA V.29 RESUMEN DE CORRIDAS Y RESULTADOS PARA LA SEGUNDA ETAPA DE SIMULACIÓN..... | 126 |
| TABLA V.30 RESUMEN DE CORRIDAS Y RESULTADOS PARA LA TERCERA ETAPA DE SIMULACIÓN..... | 127 |
| TABLA V.31 PARÁMETROS Y CANTIDADES DEL DISEÑO FINAL PARA EL ESTUDIO DE RADIOTRAZADO | 135 |
| TABLA V.32 PROGRAMA DE MUESTREO DEL CAMPO (ETAPAS INICIALES)..... | 137 |
| TABLA V.33 PROGRAMA DE MUESTREO DEL CAMPO (ETAPAS FINALES) | 138 |
| TABLA V.34 DATOS DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 45 | 143 |
| TABLA V.35 DATOS Y CÁLCULOS NECESARIOS DEL VOLUMEN DE INYECCIÓN DEL NITRÓGENO | 145 |
| TABLA V.36 DATOS DEL CAMPO, DEL POZO 45 Y DEL NITRÓGENO PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN DESPLAZADO..... | 146 |
| TABLA V.37 NIVELES DE RADIACIÓN DE LOS CONTENEDORES DE ACUERDO A LA ETIQUETA DE LOS MISMOS..... | 153 |
| TABLA V.38 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL METANO TRITIADO (CIRANI Y GUARDNO, 1966)..... | 154 |

TABLA V.39 EQUIPO NECESARIO PARA LA INYECCIÓN DE TRAZADORES RADIOACTIVOS 160
TABLA V.40 EQUIPO DE SEGURIDAD RADIOLÓGICA 161
TABLA V.41 EQUIPO DE MUESTREO 166
TABLA V.42 EQUIPO DE PROTECCIÓN RADIOLÓGICA 166

NUEVA METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES EN YACIMIENTOS PETROLEROS: APLICACIÓN DE CAMPO.

RESUMEN

En los últimos años las pruebas de trazadores entre pozos petroleros, han cobrado gran importancia, debido a que muchos yacimientos, tanto en México como a nivel mundial, se encuentran en una segunda fase de explotación, mientras que otros yacimientos están a punto de iniciarla. Lo anterior implica la implantación de un gran número de procesos de recuperación de hidrocarburos (proyectos de inyección de fluidos) en las cuales es necesario conocer lo mejor posible las heterogeneidades del yacimiento para considerar su efecto en el movimiento de los fluidos de inyección, ya que de no hacerlo con oportunidad conduciría posiblemente hasta el fracaso mismo del proyecto de recuperación de hidrocarburos.

Las pruebas de trazadores, constituyen entonces, una herramienta útil para la obtención de información sobre estas heterogeneidades.

En México, se han realizado múltiples pruebas de trazadores con el objeto de conocer sobre el comportamiento de los fluidos de inyección, sin embargo no se han obtenido los resultados esperados, debido en gran parte, a que dichas pruebas no se realizaron con base en un diseño sustentado, quizá porque no se contaba con una metodología de diseño de pruebas de trazadores.

En el Instituto Mexicano del Petróleo, dentro del Programa de Investigación de Yacimientos Naturalmente Fracturados se ha desarrollado un “Manual para el Diseño de Pruebas de Trazadores entre Pozos de Yacimientos Petroleros”, cuyos autores son: Ramírez Sabag Jetzabeth y Coronado Gallardo Manuel registrado en el Instituto Nacional de Derechos de Autor (INDA) con el número 03-2003-051913214800-01; en el cual se presenta una metodología que incluye elementos técnicos importantes, como lo son la

modelación matemática y la simulación numérica, que anteriormente no han sido utilizadas en el diseño de una prueba de trazadores.

Este trabajo de tesis tiene como objetivo fundamental dar a conocer el manual de diseño, mencionado anteriormente e ilustrar su aplicación; con el fin de que las etapas de diseño presentadas en dicho manual sean consideradas en cualquier estudio de trazado, y así emplear de forma sistemática las herramientas disponibles para diseñar una prueba de trazadores cuyos resultados aporten información valiosa sobre el comportamiento de los fluidos de inyección. La metodología propuesta por dichos autores es ilustrada a través de un ejemplo de aplicación de campo realizada por personal del IMP, que laboró en el Proyecto F30286.

Este trabajo se divide en tres partes principales: los primeros capítulos (I, II y III) en los que se proporcionan conceptos relacionados y antecedentes del tema de estudio, siendo el tercero donde se revisa una prueba convencional de trazadores, el capítulo IV, donde se describe la nueva metodología de diseño y el penúltimo capítulo en el que se presenta de forma detallada la aplicación, sin omitir un apartado de conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I**INTRODUCCIÓN**

El radiotrazado es una técnica nuclear que permite, entre otras cosas, ayudar a la optimización de los Campos petroleros durante la etapa de recuperación secundaria por inyección de agua. Dicha técnica, emplea un radioisótopo como trazador.

Por lo tanto, esta técnica consiste en la inyección de un elemento radioactivo disuelto en agua de inyección, el cual es detectado utilizando el equipo adecuado, después de un determinado tiempo que puede variar desde días hasta meses.

El empleo de radiotrazadores se inició después de que Pierre y Marie Curie (1928), realizaron una serie de experimentos, en los cuales, descubrieron que la pechblenda al emitir rayos Becquerels era activa. Los físicos Curie trataron químicamente una tonelada de este mineral, con la esperanza de aislar la o las sustancias responsables de dicha actividad.

La primer sustancia radioactiva concentrada que aislaron fue denominada Polonio, cinco meses más tarde, se consiguió la separación de una diminuta cantidad de Radio, sustancia que era una fuente de rayos Becquerels; y por tanto, un elemento radioactivo.

Los trazadores radioactivos, en estudios geofísicos, comenzaron a emplearse desde 1939 en los Estados Unidos de América, cuya aplicación era estudiar la distribución del cemento en los pozos petroleros para evaluar la eficiencia de las operaciones de cementación; por otro lado, en la Industria Petrolera Nacional, la aplicación de los isótopos comenzó aproximadamente en el año de 1950 en PEMEX.

Se ha incrementado el uso, la importancia y las aplicaciones de la energía atómica, esto, principalmente desde que comenzó la producción de radioisótopos en gran escala en los modernos reactores de los centros nucleares.

Dichas aplicaciones abarcan diversos aspectos de la Industria Petrolera, como la Exploración Geofísica, Perforación, Terminación, Producción, Transporte, Almacenamiento y Refinación del petróleo y sus derivados, así como en Transformaciones petroquímicas y el Control de Calidad de productos elaborados.

Inicialmente, el propósito del empleo de los trazadores radioactivos, era identificar el movimiento de fluidos inyectados en la vecindad del pozo, como en el caso de su aplicación en la terminación de pozos, o bien, para determinar la conexión o comunicación entre los pozos, como es el caso de su aplicación en la inyección secundaria y terciaria de agua.

Posteriormente, debido a que las técnicas de detección llegaron a incrementarse, se podría derivar información adicional más exacta o adecuada con el uso de estos trazadores. Por ejemplo, durante operaciones de terminación de pozos, el uso de trazadores radioactivos y de herramientas de registros geofísicos espectrales como la de rayos gamma ha dado lugar a la capacidad de identificar la colocación de agentes sustentantes en el área cercana del pozo.

Ahora, cuando los trazadores radioactivos se utilizan correctamente durante tratamientos de estimulación de fracturas, se pueden determinar parámetros geométricos, tales como la altura mínima y la anchura de la fractura, así como la concentración relativa del agente sustentante. En donde, la información obtenida es necesaria para la optimización del proceso de la terminación.

Por otro lado, en la inyección secundaria y terciaria de agua, el uso de trazadores químicos y radioactivos ha permitido, no solamente la identificación de problemas de canalización del fluido, sino también la determinación de las heterogeneidades del yacimiento, tales como tendencias direccionales y barreras de flujo. Los trazadores empleados entre pozos, también se han empleado en la evaluación de la eficacia

volumétrica de barrido y en el cálculo de la saturación residual del aceite en un área patrón individual.

Como con los trazadores empleados en la terminación de pozos, los resultados obtenidos del uso de trazadores entre pozos son críticos en la optimización de todas las operaciones de inyección de agua en un Campo petrolero.

Además, dentro de la información que nos pueden arrojar los trazadores radioactivos, es que con el conocimiento de irrupción de estos, entre el pozo inyector y los pozos productores, nos aporta una herramienta para evaluar el desplazamiento volumétrico del aceite y tener un control del frente de agua de inyección para lograr una mayor recuperación de hidrocarburos.

En resumen, todos los trazadores del campo, ya sean de tipo químico o radioactivo, son los únicos medios directos de seguir el movimiento de líquidos inyectados (por ejemplo los agentes sustentantes) en un yacimiento. El conocimiento del movimiento de dichos fluidos es un elemento crucial en la optimización de ambos, las terminaciones y todas las operaciones de inyección de agua en un Campo. Sin el conocimiento de la información anterior, sería extremadamente difícil, sino es que imposible, el desarrollar un método para drenar un yacimiento más eficiente, efectivo y bajo en costos.

Vale la pena mencionar que el Instituto Mexicano del Petróleo, IMP, ha sido una de las instituciones que ha incursionado en el tema relacionado con las pruebas de trazadores radioactivos.

CAPÍTULO II**CONCEPTOS RELACIONADOS**

En este capítulo básicamente se presentan conceptos relacionados tanto con la radioactividad así como con las pruebas de trazadores, desde datos meramente históricos, hasta ecuaciones que permiten realizar los cálculos necesarios involucrados con las pruebas de trazadores, los cuales se emplearán a lo largo del desarrollo de esta tesis.

II.1 RADIOACTIVIDAD

Antoine Henri Becquerel (1852-1908) en 1896, trató de demostrar la relación entre los rayos X y la fosforescencia de las sales de Uranio. En uno de sus experimentos envolvió una placa fotográfica en papel negro, colocó una muestra de sal de Uranio sobre ella y la expuso a la luz solar. Al revelar la placa, los rayos emitidos por la sal habían penetrado a través del papel.

Tiempo después, Becquerel se preparaba para repetir el experimento pero, como la luz solar era intermitente, colocó el conjunto en un cajón. Días después reveló la placa, esperando encontrarla sólo débilmente afectada, se asombró al observar una imagen intensa en la placa. Repitió el experimento en la oscuridad total y obtuvo los mismos resultados, probando que la sal de Uranio emitía rayos que afectaban la emulsión fotográfica, sin necesidad de ser expuesta a la luz solar.

De este modo fue que Becquerel descubrió la radioactividad, y, ahora se sabe que las radiaciones estudiadas por Becquerel, eran electrones rápidos emitidos por la desintegración β^- de los productos del núcleo ^{238}U .

Marie Curie (1867-1934), dos años después, en 1898, junto con su esposo Pierre Curie (1859-1906) dirigió sus investigaciones a la *radioactividad*; emisión espontánea de partículas o rayos por el núcleo de un átomo, por lo cual a los elementos que tienen esta propiedad se les llama radioactivos. En corto tiempo los Curie descubrieron dos elementos nuevos, el Polonio y el Radio, ambos radioactivos.

Para confirmar su trabajo sobre el Radio, procesaron una tonelada de residuos de mineral llamado pechblenda, para obtener 0.1 g de cloruro de Radio puro, que usaron para efectuar más estudios sobre las propiedades del Radio y determinar su masa atómica.

Ernest Rutherford, en 1899, comenzó a investigar la naturaleza de los rayos emitidos por el Uranio. Encontró dos tipos de rayos, a los que llamó *rayos alfa y beta*. Pronto se dio cuenta que el Uranio, al emitir estos rayos, se transformaba en otro elemento.

Paul Villard descubrió en 1900, los *rayos gamma*, un tercer tipo de rayos que emiten los materiales radioactivos y que es semejante a los rayos X. De acuerdo con la descripción del átomo nuclear, Rutherford se atribuyó el fenómeno de la radioactividad a reacciones que se efectúan en los núcleos de los átomos.

A la altura de 1912 se conocían ya más de 30 isótopos radioactivos y hoy se conocen mucho más.

II.1.1 Estructura atómica

En la Figura II.1 se aprecia un modelo de átomo, aunque no es el último, es bastante explicativo para el objetivo que sobre el tema de la radioactividad interesa.

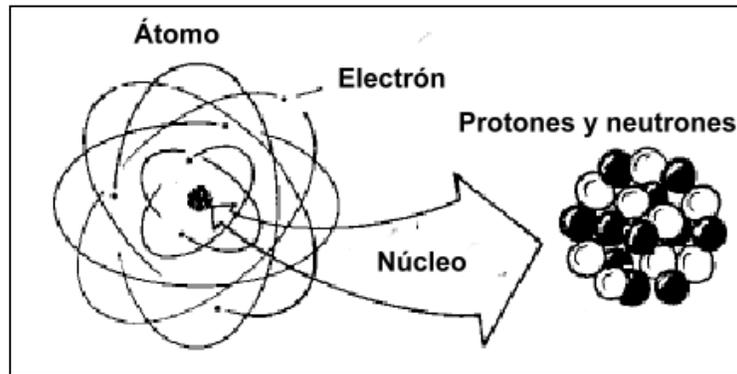


Figura II.1 Estructura atómica

Donde, el *protón*, el *neutrón* y el *electrón*, son las partículas básicas de las que está constituida toda la materia; es decir, son los integrantes de un átomo, en cuanto al protón y al neutrón, se encuentran en el núcleo del átomo, mientras que los electrones se encuentran en órbitas externas al núcleo.

El núcleo del átomo, ocupa un volumen muy pequeño, pero en realidad constituye el 99.9% de la masa del átomo, y por complemento, los electrones constituyen el 0.1% de la masa del átomo a pesar de ser los elementos de mayor volumen en el átomo.

El protón, es una partícula elemental con carga eléctrica positiva igual a $1,602 \times 10^{-19}$ coulomb y cuya masa es de 1.007277 UMA (Unidad de Masa Atómica, equivalente a $1/12$ de la masa de ^{12}C , es decir, igual a 1.66×10^{-24} g), contenida en el núcleo atómico, cuyo número determina el número atómico (Z) y caracteriza a los diversos elementos químicos.

El neutrón, es una partícula elemental eléctricamente neutra y masa ligeramente superior a la del protón, 1.008665 UMA, contenida en el núcleo atómico, cuyo número (N) sumado al número atómico determina el número de masa (A).

El electrón, es una partícula elemental con carga eléctrica negativa igual a $1,602 \times 10^{-19}$ coulomb y masa prácticamente despreciable, ($1/1840$ de la masa del protón), igual a

0.000549 UMA o bien, $9,1083 \times 10^{-28}$ g, se localiza en las órbitas definidas en torno del núcleo atómico.

Los átomos son sistemas eléctricamente neutros, es decir, si se denomina Z al número de cargas positivas en el átomo o protones, deberán también existir Z electrones, a fin de mantener un equilibrio eléctrico, es decir, mantener al átomo eléctricamente neutro.

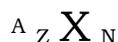
En la Figura II.2 se muestra la tabla periódica de los elementos, en la cual se puede observar que cada elemento contiene información que lo caracteriza, como es el número de masa A , el número atómico Z y el número neutrónico N ; información, que es de vital importancia y particularmente útil en el estudio de nucleidos.

| Período | Grupo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------|---------------|--|-----------------|--|----------------|--|---------------------|--|----------------|--|------------------|--|-----------------|--|----------------|--|------------------|--|------------------|--|------------------|--|-----------------|--|---------------|--|--------------------|--|-----------------|--|-------------------|--|---------------|--|-------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 18 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 1 H Hidrógeno | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 He Helio | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 3 Li Litio | | 4 Be Berilio | | | | | | | | | | | | | | | | | | 5 B Boro | | 6 C Carbono | | 7 N Nitrógeno | | 8 O Oxígeno | | 9 F Fluor | | 10 Ne Neón | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 11 Na Sodio | | 12 Mg Magnesio | | | | | | | | | | | | | | | | | | 13 Al Aluminio | | 14 Si Silicio | | 15 P Fósforo | | 16 S Azufre | | 17 Cl Cloro | | 18 Ar Argón | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 19 K Potasio | | 20 Ca Calcio | | 21 Sc Escandio | | 22 Ti Titanio | | 23 V Vanadio | | 24 Cr Cromo | | 25 Mn Manganeso | | 26 Fe Hierro | | 27 Co Cobalto | | 28 Ni Níquel | | 29 Cu Cobre | | 30 Zn Zinc | | 31 Ga Galio | | 32 Ge Germanio | | 33 As Arsénico | | 34 Se Selenio | | 35 Br Bromo | | 36 Kr Cripton | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | 37 Rb Rubidio | | 38 Sr Estroncio | | 39 Y Itrio | | 40 Zr Zirconio | | 41 Nb Niobio | | 42 Mo Molibdeno | | 43 Tc Tecnecio | | 44 Ru Rutenio | | 45 Rh Rodio | | 46 Pd Paladio | | 47 Ag Plata | | 48 Cd Cadmio | | 49 In Indio | | 50 Sn Estaño | | 51 Sb Antimonio | | 52 Te Teluro | | 53 I Yodo | | 54 Xe Xenón | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | 55 Cs Cesio | | 56 Ba Bario | | 57 La Lantano | | 72 Hf Hafnio | | 73 Ta Tántalo | | 74 W Wolframio | | 75 Re Renio | | 76 Os Osmio | | 77 Ir Iridio | | 78 Pt Platino | | 79 Au Oro | | 80 Hg Mercurio | | 81 Tl Talio | | 82 Pb Plomo | | 83 Bi Bismuto | | 84 Po Polonio | | 85 At Astatio | | 86 Rn Radón | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 87 Fr Francio | | 88 Ra Radio | | 89 Ac Actino | | 104 Rf Rutherfordio | | 105 Db Dubnio | | 106 Sg Seaborgio | | 107 Bh Bohrio | | 108 Hs Hassio | | 109 Mt Meitnerio | | 110 Uun Ununilio | | 111 Uuu Ununonio | | 112 Uub Ununbio | | | | 114 Uuq Ununquadro | | | | 116 Uuh Ununhexio | | | | 118 Uuo Ununoctio | | | | | | | | | | | | | |
| Lantánidos | | | | | 6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 58 Ce Cerio | | 59 Pr Praseodimio | | 60 Nd Neodimio | | 61 Pm Promecio | | 62 Sm Samario | | 63 Eu Europio | | 64 Gd Gadolinio | | 65 Tb Terbio | | 66 Dy Disprosio | | 67 Ho Holmio | | 68 Er Eritio | | 69 Tm Talio | | 70 Yb Yterbio | | 71 Lu Lutecio | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Actínidos | | | | | 7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 90 Th Torio | | 91 Pa Protactinio | | 92 U Uranio | | 93 Np Neptunio | | 94 Pu Plutonio | | 95 Am Americio | | 96 Cm Curio | | 97 Bk Berkelio | | 98 Cf Californio | | 99 Es Einstenio | | 100 Fm Fermio | | 101 Md Mendelevio | | 102 No Nobelio | | 103 Lr Lawrencio | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Notas:
 Metales
 Metaloides
 No metales
 Gases nobles
(%) Base en peso atómico carbono de 12 () indica el más estable o el de isotopo más conocido.

Figura II.2 Tabla Periódica de los elementos químicos con sus principales isótopos radioactivos

Actualmente, se conocen alrededor de 2600 especies nucleares, a las que se les denomina como nucleidos, lo cual significa que no todos los núcleos de un mismo elemento son iguales. Con el fin de identificar a cuál de ellos se hace alusión, se estableció una notación llamada Notación Americana:



Donde X representa al elemento químico en estudio.

Ahora, dentro del grupo de los nucleidos, se encuentran diversos subgrupos o familias de estos, que de acuerdo a sus características se pueden clasificar en:

1. Isótopos: nucleidos que presentan el mismo número atómico ($Z = \text{constante}$) pero que tienen distinto número másico (A). Gráficamente ocupan líneas horizontales en la carta de los nucleidos.
2. Isótonos: nucleidos que presentan el mismo número neutrónico ($N = \text{constante}$), pero diferente número atómico (Z). Gráficamente ocupan líneas verticales en la carta de los nucleidos.
3. Isóbaros: nucleidos que presentan el mismo número másico ($A = \text{constante}$), pero diferente número atómico (Z). Gráficamente siguen líneas rectas con pendiente -1 en la carta de los nucleidos.
4. Isodiáferos o isómeros: nucleidos con la misma diferencia $Z - N$. Gráficamente siguen líneas rectas con pendiente $+1$ en la carta de los nucleidos.

II.1.2 Emisión de radiaciones

La radioactividad es un fenómeno que se origina exclusivamente en el núcleo de los átomos radioactivos. La causa que los origina probablemente se debe a la variación en la cantidad de partículas que se encuentran en el núcleo, esto es, la materia es radioactiva cuando los núcleos emiten partículas subnucleares o radiación electromagnética, ocurriendo un intercambio de energía al mismo tiempo.

Estas radiaciones emitidas por el núcleo atómico se clasifican en cuatro especies:

- Partículas alfa (α): son partículas extremadamente pequeñas de un átomo, las cuales, son emitidas generalmente por núcleos pesados (Z mayor de 80) como una forma de estabilizarse, evidentemente, esto implica que el núcleo se desprende de una cantidad importante de materia ya que Z (número atómico) disminuye en 2 y A (número másico) disminuye en 4, por lo cual, tienen una masa de 4 UMA y 2 cargas positivas, es una partícula relativamente lenta, pesada y altamente ionizante.
- Partículas beta (β): son producto del decaimiento radioactivo de algunos isótopos, con la naturaleza de un electrón de alta velocidad, cercana a la de la luz. Principalmente se distinguen dos tipos de emisión de partículas β :
 - a) Partículas beta negativas (β^-): estas partículas son conocidas también como negatrones, se originan por la conversión de un neutrón en protón con la expulsión simultánea de un electrón desde el núcleo, el cual, aumenta su carga positiva con dicha conversión. Como producto de la emisión β , el núcleo aumenta su número atómico (Z) y el número másico permanece constante.
 - b) Partículas beta positivas (β^+): estas partículas son conocidas también como positrones, este tipo de emisión ocurre cuando en el núcleo existe un "excedente" de protones, de manera que en un proceso de estabilización del núcleo un protón se convierte en un neutrón por la emisión de una partícula β cargada positivamente. En consecuencia el número atómico (Z) disminuye y el número másico (A) permanece constante.
- Rayos gamma (γ): son radiaciones electromagnéticas de gran energía, muy parecidos a los rayos X, la luz u ondas de radio, pero con mucho menor longitud de onda y en consecuencia mayor energía; en ciertas ocasiones se presentan cuando ocurre una desintegración de partículas beta, o bien una emisión de positrones. Por lo tanto, la radiación gamma no posee carga eléctrica, lo cual

significa que no se ve influenciado por ningún campo eléctrico y por lo tanto viajarán en línea recta. Cabe mencionar que cada isótopo productor de rayos gamma emite rayos de una o más energía específica.

- Neutrones: son partículas sin carga, teniendo una masa de aproximadamente 1 UMA. Estos pueden llegar a penetrar fácilmente y también son absorbidos eficientemente por algunos de los elementos más livianos, particularmente Hidrógeno.

II.1.3 Decaimiento radioactivo y velocidad de desintegración

Cuando un núcleo atómico emite una partícula alfa, beta, rayo gamma o cualquier otra partícula, o captura un electrón de las capas electrónicas aledañas al núcleo, se dice que se tiene un proceso de decaimiento radioactivo, donde, cada núcleo radioactivo de un radioisótopo particular, tiene la misma probabilidad de desintegración en la unidad de tiempo.

Esta probabilidad de desintegración por unidad de tiempo es una constante de decaimiento, que se designa por el símbolo λ , característica para cada especie radioactiva.

Los distintos elementos radioactivos no solamente muestran gran diferencia en sus respectivas velocidades de desintegración, sino que cada átomo de un elemento dado se desintegra después de un intervalo de tiempo que es distinto para los átomos del mismo elemento. Sin embargo, para los átomos radioactivos de una clase determinada, la fracción del número total de átomos que se desintegrará por unidad de tiempo, es una magnitud característica, fija e inmutable, y que es independiente del estado fisicoquímico de la especie radioactiva.

Este comportamiento tiene un carácter especial, ya que es posible definir una serie de relaciones matemáticas que nos permiten cuantificar ciertos parámetros que nos ayudarán a comprender el proceso del decaimiento radioactivo.

Si tenemos una especie radioactiva que decae en el tiempo, podemos encontrar una tasa o rapidez de decaimiento para un número inicial de núcleos radioactivos; si a un tiempo dado t_0 existen N átomos radioactivos, y dN de estos átomos decaen en un tiempo dt , se tiene que:

$$dN = -\lambda N dt \quad (\text{II.1})$$

el signo negativo de la constante de decaimiento significa que se trata de una desintegración, de una “desaparición” con el tiempo.

Por lo que la ecuación fundamental el decaimiento radioactivo es la siguiente:

$$dN/dt = -\lambda N \quad (\text{II.2})$$

Donde la Ec. (II.2) representa el número de núcleos radioactivos que decaen por unidad de tiempo emitiendo radiaciones, o bien, que la rapidez de decaimiento radioactivo es proporcional al número de núcleos presentes en un tiempo determinado.

Haciendo un reordenamiento de variables e integrando:

$$\int dN/N = -\lambda \int dt \quad (\text{II.3})$$

La solución de la integral, desde $N = N_0$ hasta N y desde $t = t_0$ hasta t , queda:

$$\ln N - \ln N_0 = -\lambda(t - t_0)$$

$$\ln N = -\lambda t + k$$

Si para $t = 0$, $N = N_0$ y $\ln N_0 = k$ tenemos:

$$\ln N = -\lambda t + \ln N_0 \tag{II.4}$$

Si graficamos la Ec. (II.4) colocando en la ordenada $\ln N$ y en la abscisa el tiempo, encontraremos que la gráfica es una recta con pendiente negativa ($-\lambda$), cuyo significado físico equivale al valor de la constante de desintegración (1/s), este es un valor característico de cada especie radioactiva, arreglando:

$$\ln N/N_0 = -\lambda t$$

$$N/N_0 = e^{-\lambda t}$$

Entonces:

$$N = N_0 e^{-\lambda t} \tag{II.5}$$

Donde la Ec. (II.5) es la expresión matemática de la Ley del Decaimiento Radioactivo.

En realidad, en la práctica el concepto de actividad es mucho más útil que el de núcleos desintegrados. En efecto, es la actividad lo que se mide por medio de los contadores. La actividad se puede definir como la disminución del número de núcleos por unidad de tiempo, es decir:

$$A = -dN/dt = \lambda N$$

$$A_0 = dN_0/dt = -\lambda N_0$$

Por lo que:

$$A/A_0 = N/N_0 = e^{-\lambda t}$$

Finalmente:

$$A = A_0 e^{-\lambda t} \quad (\text{II.6})$$

Si graficamos la Ec. (II.6) colocando en la ordenada A y en la abscisa el tiempo, se obtendrá la curva de decaimiento de cada nucleido como se observa en la Figura II.3.

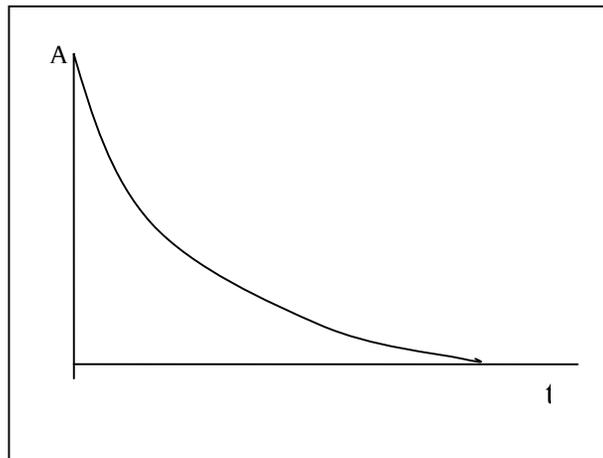


Figura II.3 Curva típica de decaimiento radioactivo

Como A es una función exponencial de t, se tiene:

$$\ln A = -\lambda t + \ln A_0 \quad (\text{II.7})$$

De modo que si se grafica la Ec. (II.7), colocando en la ordenada $\log A$ y en la abscisa el tiempo en papel semilogarítmico, se obtiene una línea recta característica del nucleido con pendiente $-\lambda$ (Fig. II.4).

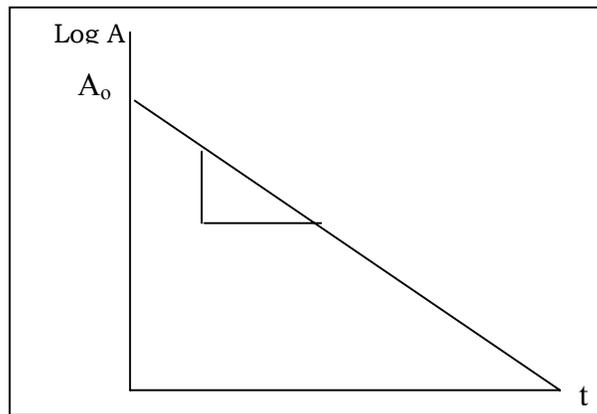


Figura II.4 Línea de decaimiento radioactivo Ec. (II.7)

II.1.4 Vida Media

Otro parámetro importante en la cuantificación del comportamiento de una especie radioactiva es conocer su vida media, que se define como el intervalo de tiempo necesario para que la actividad de un número de núcleos radioactivos disminuya a la mitad de la inicial, se denota como $t_{1/2}$.

Como la actividad es proporcional al número de átomos presentes en la muestra que no han decaído, entonces $t_{1/2}$ es igual al intervalo de tiempo en el cual el número de átomos no decaídos decrece a la mitad.

Si en la Ec. (II.4) de forma antilogarítmica, reemplazamos $t = t_{1/2}$ y $N = N_0/2$ tenemos:

$$\ln N_0/2 = -\lambda t_{1/2} + \ln N_0$$

$$\ln N_0/2 - \ln N_0 = -\lambda t_{1/2}$$

Entonces:

$$t_{1/2} = \ln 2/\lambda = 0.693/\lambda \quad (\text{II.8})$$

Este período de semidesintegración o vida media es una magnitud, independiente de la cantidad inicial de núcleos radioactivos presentes.

Esta ecuación exponencial da cuenta del número de núcleos radioactivos presentes en función del tiempo, de una especie radioactiva cualquiera. La ley de desintegración radioactiva tal como se expresa en la ecuación exponencial anterior, es una ley estadística y es aplicable a un gran número de átomos radioactivos, no implicando hipótesis especiales de por qué los átomos se desintegran.

Es decir que si pudiésemos individualizar un átomo, esta ecuación no nos permite predecir cuando ese átomo en particular emitirá su radiación, puesto que desconocemos los mecanismos subyacentes del fenómeno, sólo podremos estimar la *probabilidad de desintegración* para ese átomo, ya que la ecuación describe el comportamiento de un gran número de átomos y sólo nos dice que al cabo de una vida media habrán irradiado en forma espontánea el 50 % de los átomos inicialmente presentes pero no cuales de ellos, es decir, por cada vida media que transcurra habrá emitido el 50% de los átomos radioactivos inicialmente presentes.

II.1.5 Constante de Decaimiento

Tomando como base la Ec. (II.8), la relación entre la constante de decaimiento y la vida media se puede expresar como:

$$\lambda = 0.693/t_{1/2} \quad (II.9)$$

Por lo que la vida media se expresa en la unidad de tiempo que resulta más conveniente para cada elemento (segundos, minutos, horas o años).

II.1.6 Actividad Específica, el curie y unidades

Se denomina actividad específica de una fuente radioactiva, a la actividad por unidad de masa de un radioisótopo, es decir, si la muestra no está mezclada con otras especies nucleares (no es ni portadora ni acarreadora), su actividad específica puede ser calculada como:

$$\text{Actividad Específica} = \frac{\text{Actividad}}{\text{Masa}} = \frac{\lambda N}{NM/N_0} = \frac{\lambda N_0}{M} \quad (\text{II.10})$$

La medición de la actividad de una muestra radioactiva se refiere al número de núcleos radioactivos que decae en la unidad de tiempo. Desde 1950 el Sistema Internacional ha adoptado la unidad de Curie (Ci) como medida patrón de medición de actividad de una muestra radioactiva. El Curie está definido como cualquier cantidad de material radioactivo que sufre 3.7×10^{10} desintegraciones por segundo (dps) o 2.22×10^{12} desintegraciones por minuto (dpm), las cuales equivalen aproximadamente a la razón de decaimiento de 1 gramo de Ra²²⁶.

Es decir:

$$1 \text{ Ci} = 3.7 \times 10^{10} \text{ dps}$$

$$1 \text{ Ci} = 2.22 \times 10^{12} \text{ dpm}$$

Ahora, los submúltiplos empleados comúnmente son el milicurie (mCi) y el microCurie (μCi) cuyos valores son:

$$1 \text{ mCi} = 1.0 \times 10^{-3} \text{ Ci}$$

$$1 \mu\text{Ci} = 1.0 \times 10^{-6} \text{ Ci}$$

En 1985 la unidad internacional de medida de actividad fue reemplazada por el Becquerel (Bq), que se define como la cantidad de cualquier material radioactivo que sufre una desintegración por segundo, de tal forma que ambas unidades, actualmente vigentes, se relacionan de la siguiente manera:

$$1 \text{ Bq} = 1 \text{ dps}$$

$$1 \text{ Bq} = 2.7 \times 10^{-11} \text{ Ci}$$

$$1 \text{ Ci} = 3.7 \times 10^{10} \text{ Bq}$$

Retomando el tema de la actividad específica, considerando que $N_0 = 6.023 \times 10^{23}$ y la Ec. (II.9) en la Ec. (II.10), se tiene:

$$\begin{aligned} \text{Actividad Específica} &= \frac{0.693 N_0}{t_{1/2} M} \\ \text{Actividad Específica} &= \frac{0.693 \times 6.023 \times 10^{23}}{t_{1/2}} \times \frac{\text{Ci}}{3.7 \times 10^{10} \text{ dps}} \\ \text{Actividad Específica} &= \frac{1.13 \times 10^{13}}{t_{1/2} M} \left(\frac{\text{Ci}}{\text{g}} \right) \end{aligned} \quad (\text{II.11})$$

Donde el $t_{1/2}$ está dado en segundos.

Muchas veces en el trabajo de laboratorio con radioisótopos generalmente se mezclan isótopos estables e isótopos radioactivos, lo que hace necesario expresar la medición de radioactividad por gramo de un compuesto, elemento o masa de un núcleo radioactivo, por lo que las unidades se tienen que definir por ejemplo de la siguiente manera Ci/g; o bien, $\mu\text{Ci} / \text{ml}$.

II.2 TIPOS DE TRAZADORES

Se puede definir a un trazador como cualquier sustancia o elemento, que utilizado en pequeñas cantidades e incorporado a un proceso físico, químico y hasta biológico, permite estudiar su comportamiento y evolución.

Dentro del grupo de los trazadores encontramos los sólidos en suspensión, los químicos solubles en el medio bajo estudio, los colorantes y los elementos radioactivos, donde estos últimos, son los que de acuerdo al tema a tratar en esta tesis, se estudiarán.

Los trazadores radioactivos pueden clasificarse en cuatro grupos principales:

1. Trazadores radioactivos artificiales
2. Trazadores activables
3. Trazadores radioactivos naturales
4. Isótopos estables

II.2.1 Trazadores Radioactivos Artificiales

Son aquellos radioisótopos obtenidos de manera artificial, generalmente por un acelerador de partículas o por medio de los reactores nucleares, estos últimos son fuente importante de neutrones que son utilizados para producir gran variedad de radioisótopos.

Los trazadores radioactivos artificiales se obtienen al bombardear ciertos núcleos con partículas procedentes de fuentes radioactivas. Si la energía de las partículas es adecuada, entonces puede penetrar en el núcleo generando su inestabilidad y por ende, induciendo su desintegración radioactiva.

Desde el descubrimiento de los primeros elementos radioactivos artificiales, el hombre ha logrado con el tiempo obtener una gran cantidad de ellos, pero, para su uso, ha considerado las ventajas y las desventajas que se mencionan a continuación:

Ventajas:

- Posibilidad de detección aún en muy bajas concentraciones (alta sensibilidad).
- Posibilidad de medición “in-situ” con o sin contacto con el medio y sin interferencias de otros componentes del acuífero, ya sean activos o inactivos.
- Posibilidad de macar fácilmente grandes volúmenes de agua.
- Escasa contaminación (radiológica y química) del medio.

Desventajas:

- En ocasiones el equipo de detección suele ser caro.
- Su manejo puede ser complicado, requiere de personal capacitado.
- En ocasiones, su disponibilidad es escasa.
- Es necesario disponer de un permiso para su utilización.

En la Tabla II.1, mostrada a continuación, se presentan los trazadores radioactivos artificiales más comúnmente empleados:

Tabla II.1 Trazadores radioactivos artificiales más empleados

| ISÓTOPO | VIDA MEDIA | NOMENCLATURA | EMISOR | ENERGÍA (keV) |
|-------------------|------------|-------------------------|----------------------------|---------------|
| ^3H | 12.3 años | Agua Tritiada | β (baja energía) | 18 |
| ^{125}I | 60 días | Ioduro de Sodio | γ (baja energía) | 35 |
| ^{192}Ir | 74 días | Hexacloruro de Iridiato | γ (alta energía) | 317 470 |
| ^{57}Co | 270 días | Hexacianuro de Cobalto | γ (alta energía) | 122 |
| ^{58}Co | 72 días | Hexacianuro de Cobalto | γ (alta energía) | 810 |
| ^{60}Co | 5.3 años | Hexacianuro de Cobalto | γ (alta energía) | 1170 1330 |

II.2.2 Trazadores Activables

En este caso, se emplea un compuesto químico no radioactivo pero que contiene en su estructura algún elemento radioactivo detectable por análisis por activación (análisis químico que permite la determinación y la cuantificación de un elemento), este, deberá tener una forma química adecuada para que no sea absorbido por el medio. Se emplean básicamente para estudiar el movimiento de los sedimentos y residuales sólidos. Presentan las siguientes características:

Ventajas:

- a) Precio bajo.
- b) Ausencia de riesgo radiológico para los usuarios.
- c) Facilidad de transporte.
- d) No requiere blindajes.
- e) Facilidad de manipulación durante la inyección.

Desventajas:

- a) Imposibilidad de realizarse mediciones “in-situ”.
- b) Necesidad del empleo de equipo o instrumental altamente complicado y alto precio.
- c) Elevado costo de irradiación (exposición a fuentes radioactivas que recibe el organismo).

II.2.3 Trazadores Radioactivos Naturales

Este tipo de trazadores se pueden encontrar en la naturaleza, ya que todas las aguas existentes en ella, los contienen disueltos o bien, forman parte de su estructura molecular, por lo cual, se pueden obtener de cuatro orígenes distintos:

1. Miembros de las tres cadenas radioactivas (^{235}U , ^{238}U , ^{232}Th) y los radioisótopos naturales (^{40}K y ^{87}Rb), existentes en la corteza terrestre.

2. Isótopos que se producen en la alta atmósfera por la acción de la radiación cósmica sobre los gases allí existentes.
3. Explosiones nucleares que han incorporado gran cantidad de radio nucleidos.
4. La contaminación local de las aguas a través de la evacuación de desechos radioactivos.

II.2.4 Isótopos Estables

Un núcleo se considera estable si no se transmuta en 10^{21} años, si bien puede transmutarse en otros núcleos bajo ciertas condiciones. Hay 115 elementos químicos conocidos, de los cuales, 92 existen en la naturaleza y el resto ha sido obtenido artificialmente.

Las concentraciones de Oxígeno-18 y deuterio en una muestra de agua dependen de su historia anterior desde que salió del océano. Este comportamiento característico convierte a los isótopos del agua en excelentes trazadores naturales de gran valor.

II.2.5 Radioisótopos más comúnmente empleados en la Industria Petrolera

A continuación se presentan los trazadores radioactivos que se han empleado con mayor frecuencia en la Industria Petrolera y sus principales características.

- Tritio (H-3): se ha empleado generalmente como agua tritiada. Es un emisor β^- puro de baja energía (0.0186 MeV), con una vida media de 12.33 años. Sigue perfectamente el movimiento del agua, es barato, se adquiere fácilmente, tiene un grado de toxicidad bajo, es fácil de almacenar ya que no requiere grandes blindajes.
- Iodo-131 (I-131): se emplea como yoduro de sodio o de metilo, o trioleína. Es emisor β^- de 0.61 MeV y γ de 0.364 y 0.637 MeV. Su vida media es de 8.041 días,

por lo que se puede emplear en trabajos con duración menor a 30 días. Es fácil de manejar y de transportar.

- Iodo-125 (I-125): usado como yoduro de sodio. Es emisor γ de 0.0354 MeV y su vida media de 59.7 días, adecuado para experiencias medianas de duración. Su comportamiento es semejante al que presenta el I-131.
- Bromo-82 (Br-82): se emplea como bromobenceno o bromuro de metilo cuando el medio de aplicación es algún hidrocarburo; cuando el medio es acuoso se usa en forma de bromuro de amonio. Es emisor β^- de 0.44 MeV, Es emisor γ de 0.554, 0.776 y 0.619 MeV. No existe en el agua natural y es poco retenido por el suelo. Su vida media es de 35.3 horas, óptimo para trabajos de corta duración. Como desventajas presenta las siguientes: requiere de grandes blindajes para su transporte y su manejo es delicado.
- Cobalto-60 (Co-60): es empleado como hexacianuro de cobalto. Es emisor β^- de 0.318 MeV y γ de 1.332 y 1.173 MeV. Presenta un buen comportamiento en aguas subterráneas, aunque es retenido en materiales arcillosos o silíceos. Tiene una vida media de 5.27 años, por lo que es bastante adecuada para trabajos de larga duración. Requiere de blindajes importantes por lo que es de difícil manipulación, siendo su manejo delicado.
- Cobalto-58 (Co-58): es empleado al igual que el Co-60 como hexacianuro de cobalto y presenta el mismo comportamiento. Es apropiado para trabajos de mediana duración, tiene una vida media de 71 días. Es emisor γ de 0.81 MeV y su manejo es delicado.
- Cobalto-57 (Co-57): su forma de uso y su comportamiento es semejante al del Co-60. Es emisor γ de 0.122, 0.014 y 0.136 MeV. Tiene una vida media de 271 días, adecuado para trabajos a desarrollar a largo plazo.

- Iridio-192 (Ir-192): se emplea como hexacloruro de iridio, es un emisor β^- de 0.666 y 0.535 MeV, γ de 0.316 y 0.468 MeV, con una vida media de 74.2 días. Requiere de mucho cuidado en su uso ya que si se llega a mezclar con sulfatos, fosfatos, oxalatos, etc., se presentan deficiencias en la determinación o detección del iridio. Su transporte es fácil, debido a que no requiere de grandes blindajes, pero, es de manejo delicado.

De acuerdo a la información existente acerca de las pruebas realizadas por medio de trazadores radioactivos, los que han demostrado ser más eficaces, ya sea por su comportamiento o por su vida media, en el caso de estudios realizados en los Campos de recuperación secundaria, son los Cobaltos, tritio, Iodo-125 e Iridio-192.

Cabe mencionar, que debe de tomarse en cuenta que la selección del trazador a emplear, depende de diferentes aspectos, como es la duración del estudio y además de la distancia entre el pozo inyector del trazador y el pozo productor.

II.3 APLICACIÓN DE LOS TRAZADORES EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Los trazadores, por su utilidad, se han convertido en una herramienta comúnmente utilizada para estudiar la producción, inyección y procesamiento de fluidos en Campos petroleros. Adicionalmente los trazadores, se emplean en la evaluación de la colocación mecánica de fluidos de terminación y lechadas. Otras aplicaciones de los trazadores pueden ser en la geotermia, en la hidrología y almacenamiento subterráneo, con el fin de ayudar a entender y a optimizar algunas operaciones específicas.

En los subtemas que se muestran a continuación se mencionan breves explicaciones de algunas de las aplicaciones de los trazadores en la Industria Petrolera.

II.3.1 Perforación de pozos

En este aspecto, los trazadores tienen como principal función, medir la profundidad de invasión de filtrado de lodo dentro de la formación, para lo cual, se emplea agua tritiada o trazadores químicos de manera que con estos se prepara el volumen total de lodo de perforación y así determinar la concentración deseada del trazador justo antes de perforar a través del intervalo de interés, posteriormente se extrae un núcleo, el cual, se envía al laboratorio para su análisis.

II.3.2 Pérdidas de circulación

Cuando las propiedades del lodo de perforación se ven alteradas, puede llegar a provocar un cambio en la presión hidrostática, lo cual a su vez puede hacer que algunas de las formaciones permeables se fracturen lo cual conduce a la admisión del lodo de perforación y con esto varios problemas para continuar con la perforación.

Con el uso de los trazadores se puede conocer la zona en donde se está dando este fenómeno, y con esta información, se pueden colocar materiales que obstruyan el paso del fluido en las zonas fracturadas.

II.3.3 Marcadores en tuberías permanentes

Los trazadores son empleados como marcadores o indicadores de tubería en terminación de pozos altamente desviados u horizontales. Estos, generalmente, de larga vida, se colocan en las tuberías antes de correrla en el pozo para así posteriormente tener una idea del estado actual de la tubería, y con esto, poder inferir su vida útil.

II.3.4 Mediciones en cementación primaria

Los trazadores se emplean, adicionándolos como pulsos para la conducción del volumen de cementación primaria y la búsqueda por el retorno de la línea anular para verificar el retorno positivo del cemento, por otra parte, esta técnica ha sido empleada en los lodos de perforación para medir el volumen en el espacio anular durante la circulación antes de la cementación primaria, además han sido inyectados en diferentes lechadas con el fin de conocer su posición vertical y el grado de dispersión siguiendo la operación de cementación, en pocas palabras, los trazadores se emplean para conocer la calidad del cemento, y consiste de la aplicación de una fuente radioactiva al cemento.

II.3.5 Operaciones de empacamiento de grava

Se han empleado trazadores de radiación gamma para la determinación cualitativa del tratamiento de empaque de grava, sin embargo, recientes aplicaciones de trazadores múltiples han permitido diferenciar varios tratamientos por etapas, así como tratamientos de disparos.

II.3.6 Tratamientos de estimulación de pozos

Posiblemente, la aplicación principal de los trazadores ha sido en tratamientos de estimulación, ya que se han empleado, por ejemplo, en el fracturamiento por sustentante; se empleaban para corroborar que la altura del banco de arena fuera suficiente para cubrir el área de interés, por otro lado, se pueden emplear para rastrear al trazador y así poder contar con una idea del desempeño que ha tenido el fracturamiento.

II.3.7 Producción y operaciones de recuperación mejorada

En este tipo de proyectos, los trazadores tienen aplicaciones en diferentes aspectos como: en la determinación de un perfil mecánico integral para una prueba de inyección, en pruebas de trazadores entre pozos, en estudios generales de hidrocarburos y en la medición de la retención en equipo de superficie.

II.3.8 Localización de obstrucciones en ductos

En este aspecto también se emplean los trazadores como herramientas para conocer la ubicación del objeto que obstruye las líneas conductoras de hidrocarburos, en donde el proceso de limpieza y mantenimiento de las líneas de conducción sigue siendo el mismo; es decir, se emplean elementos físicos o diablos, sólo que a estos se les coloca un radioisótopo para rastrearlo y así saber donde se encuentra la obstrucción en la tubería reduciendo costos y tiempo durante la reparación de la misma.

II.3.9 Medición de fluidos

Los trazadores además, se emplean en la medición de fluidos, simplemente se añade a la corriente a medir, un trazador compatible con las características del fluido, y conociendo la distancia a recorrer en la tubería junto con un cronómetro para saber el tiempo que tarda en recorrer dicha distancia se obtiene la velocidad y por medio de la sección transversal del ducto se obtiene el gasto.

II.3.10 Pruebas de trazadores entre pozos

Estas son una herramienta adecuada que ha contribuido a resolver incógnitas como anomalías, heterogeneidades e interconectividades en los yacimientos petroleros, sin embargo, no sólo basta con estas. Su principal objetivo es determinar parámetros de flujo, como ancho de fractura, porosidad, coeficientes de difusión tanto en la matriz como en el sistema de fracturas, en donde todo lo anterior auxiliará en la toma de decisiones referentes a la evaluación del yacimiento y su explotación óptima.

II.4 DETECCIÓN DE LA RADIOACTIVIDAD

El estudio de los radioisótopos o bien del comportamiento de los trazadores, ha sido posible gracias al avance de la tecnología, en especial de la electrónica, ya que ha ido produciendo mejoras en los instrumentos para la detección de la radioactividad a través del tiempo. El tipo de radiación determina el instrumento a utilizar, ya que ningún instrumento puede monitorear y discriminar entre todos los tipos de radiaciones y los variados niveles de energía, por lo tanto, cuando se escoge un instrumento es importante saber cómo trabaja para evaluar sus capacidades y limitaciones.

Estos instrumentos proporcionan, datos acerca del número de núcleos que decaen por unidad de tiempo en una muestra radioactiva y de la energía de las radiaciones absorbidas por el detector.

En forma muy general existen tres tipos de metodología para detectar y cuantificar la radioactividad:

- a) Aquellos basados en la recolección de iones producidos cuando las radiaciones atraviesan un gas.
- b) Aquellos basados en materiales semiconductores de corriente al ser atravesados por radiaciones.
- c) Aquellos basados en la transformación de pulsos eléctricos de la fosforescencia producida cuando las radiaciones son absorbidas por materiales especiales.

El conocimiento de la metodología de detección y cuantificación de la radioactividad, anteriormente mencionado, permite obtener una buena medida de su número de cuentas por unidad de tiempo y de su energía.

II.4.1 Cámara de Ionización

Este instrumento, opera en la región donde el voltaje resulta insuficiente para causar amplificación gaseosa, generalmente es empleado para la detección de partículas que producen una gran ionización específica tales como las partículas α (Fig. II.5).

Cuando una partícula de alta energía cargada pasa a través de un gas, su campo eléctrico saca a los electrones del orbital de aquellos átomos del gas suficientemente próximos a la ruta de la partícula, causando ionización. La habilidad para producir ionización disminuye en el orden: $\alpha > \beta > \gamma$ en una relación de 10000: 100: 1. En la práctica, por ionización sólo se pueden detectar partículas α y β .

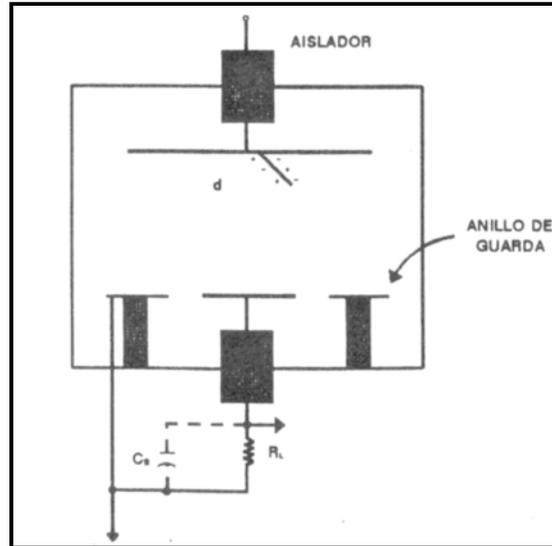


Figura II.5 Cámara de ionización con anillo de guarda

II.4.2 Detector Proporcional

En este tipo de detectores (Fig. II.6), el sistema de discos paralelos con los que cuentan las cámaras de ionización se sustituyen por un cilindro cuya pared actúa como cátodo y un alambre central delgado o una pequeña esfera en el centro del mismo funciona como ánodo.

Son comúnmente operados a presión atmosférica usando una cámara a través de la cual fluye el gas ionizable compuesto por una mezcla de 90% de Argón y 10% de Metano. Sirven para detectar partículas α , β y Rayos X.

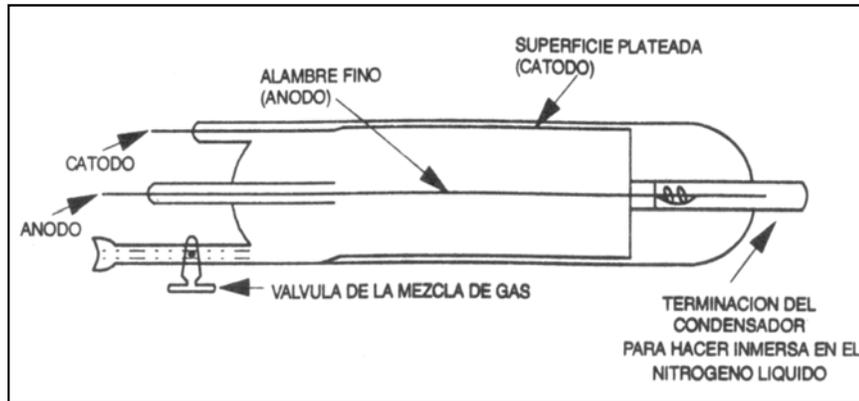


Figura II.6 Diagrama esquemático de un detector proporcional

II.4.3 Detector Geiger - Müller

El equipo Geiger - Müller (Fig. II.7) detecta básicamente radiación ionizante α y β . El instrumento consiste de un cilindro cerrado lleno de un gas (mezcla de Argón e isobutano), en la parte central del tubo se ubica un electrodo (ánodo) que está a 1000 V positivo respecto a la envoltura del cilindro (cátodo).

Cuando una radiación incidente penetra en la cámara donde está el gas, se produce un efecto de ionización con la consecuente formación de pares iónicos, los electrones producidos se mueven hacia el ánodo debido al campo eléctrico generado. El campo acelera a estos electrones, los cuales por su gran velocidad son capaces de ionizar más moléculas del gas. De aquí resulta un efecto multiplicador de electrones en la vecindad del ánodo, lo que origina una corriente de electrones la cual puede ser convenientemente registrada.

El detector Geiger - Müller tiene un período de tiempo en que es refractario a la generación de flujo de corriente (200-300 μ s), a este período se llama "tiempo muerto", el cual, debe tenerse presente cuando se trate de detectar radiaciones de gran intensidad.

De los métodos de ionización para la detección de radioactividad, el contador Geiger - Müller (GM) es un instrumento frecuentemente usado en muchos laboratorios para el monitoreo de radiación ambiental.

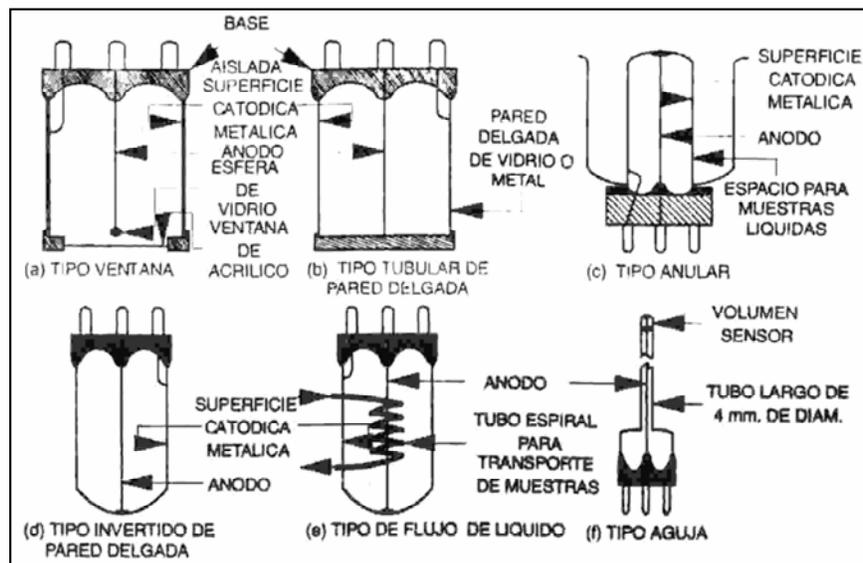


Figura II.7 Variedades de detector Geiger - Müller

II.4.4 Detector Semiconductor

Este tipo de detectores al igual que otros ya muy utilizados, emplea materiales sólidos que presentan una muy pobre conductividad eléctrica, siendo llamados detectores semiconductores, o con una denominación un tanto impropia detectores de estado sólido.

Actualmente los más usados son los Ge-Li (Germanio - Litio), Si-Li (Silicio - Litio) y Ge-hiperpuro (Germanio-hiperpuro) debido a su óptimo funcionamiento, aún cuando requieran un dispositivo que los mantenga a las bajas temperaturas necesarias para la conservación de su semiconductor. Estos son sólidos para detectar partículas γ , tienen mejor resolución pero presentan baja eficiencia.

En la Figura II.8 se puede observar un tipo de detector semiconductor, en este caso, el detector semiconductor empleando Silicio:

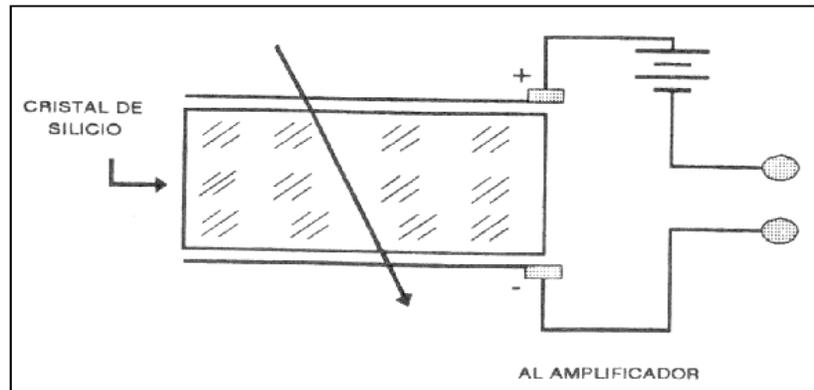


Figura II.8 Detector semiconductor empleando Silicio

II.4.5 Detector de Centelleo

Otro tipo muy común de aparato detector de la radiación es el detector de yoduro sódico o contador de centelleo. El principio básico del aparato es la utilización de un material que produce una pequeña cantidad de luz cuando la radiación incide sobre él. El más utilizado es el cristal de yoduro sódico.

La luz producida por la radiación o centelleo, es reflejada a través de una ventana, y es amplificada inmediatamente por un instrumento llamado tubo fotomultiplicador. La primera parte de este está fabricada de otro material, llamado fotocátodo, que tiene la característica única de emitir electrones cuando un cuanto de luz incide sobre su superficie. Estos electrones son transportados a través de una serie de placas, llamadas dinodos, mediante la aplicación de un elevado voltaje positivo.

Cuando un electrón incide sobre un dinodo, se producen varios electrones, que se proyectan hacia el siguiente dinodo, donde vuelve a multiplicarse su número. Cuando los electrones abandonan el último dinodo de la serie, el pulso electrónico es miles de veces mayor que el original. Los electrones son entonces recogidos por el ánodo, que está conectado a un instrumento de medición calibrado. Este tipo de detectores es muy

sensible y es utilizado fundamentalmente en el entorno de los laboratorios de experimentación.

Se conocen tres tipos de detectores de centelleo:

- Detectores de centelleo de gas
- Detector de centelleo de sólido
- Detector de centelleo de líquido

En este trabajo, se habla solamente del último tipo ya que proporciona varias ventajas cuando se trata de partículas β^- de baja energía. Este instrumento recolecta y transforma los destellos de luz en pulsos eléctricos por medio de un tubo fotomultiplicador (Fig. II.9).

El proceso general se considera como una cadena de eventos en donde la radiación excita las moléculas del solvente en el cual transfiere la energía de excitación a las moléculas del fósforo, emitiéndose entonces el centelleo de luz azul hacia el tubo(s) fotomultiplicador(es).

Las ventajas del contador de centelleo líquido respecto del contador GM son su alta resolución, capacidad de detección de una amplia gama de radiaciones, así como también, el poder discriminador entre radiaciones de alta y baja energía.

Ninguna de estas técnicas mide directamente el número de radiaciones emitidas por alguna especie radioactiva, si no que cuantifica y amplifica el resultado de las colisiones de partículas emitidas por un núcleo radioactivo con algún componente del sistema de ensayo, por lo cual es necesario corregir la información obtenida por lo que se ha denominado la eficiencia de un contador.

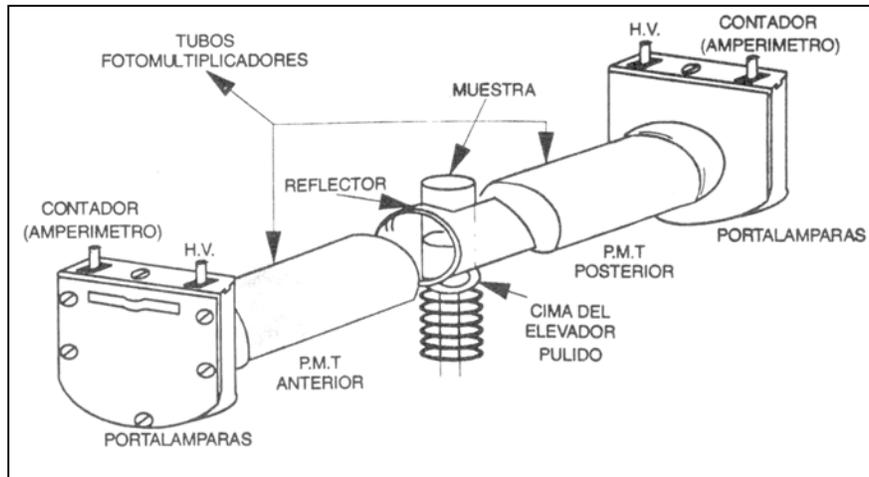


Figura II.9 Componentes de un detector de centelleo líquido

II.5 MODELOS MATEMÁTICOS

Son expresiones que representan y describen el comportamiento de flujo de un trazador en un medio poroso considerando diversos procesos físicos que, ocurren dentro del yacimiento como pueden ser:

- Convección
- Dispersión
- Decaimiento
- Adsorción
- Reacciones químicas
- Ionización

Cabe mencionar que cada modelo puede considerar uno o más procesos físicos. Cada uno de los modelos matemáticos que se pueden hallar en la literatura, representa una aproximación del comportamiento de ciertos parámetros existentes en los yacimientos, es por tal motivo, que para cada una de las condiciones en estudio se tienen uno o varios modelos representativos.

En este trabajo sólo se tomarán en cuenta tres modelos matemáticos, por ser los más comúnmente usados, pero es necesario mencionar, que existen varios modelos más que se pueden encontrar en la literatura técnica los cuales son aplicables para diferentes tipos de yacimientos existentes, dependiendo si son homogéneos o fracturados.

En el caso de *yacimientos homogéneos*, se encuentran los siguientes modelos:

- Modelo de difusión de Coats
- Modelo de difusión de Gershon (1969)
- Modelo de difusión de Coats y Smith (1963)

Ahora, para los yacimientos naturalmente fracturados, se tienen:

- Modelo de Tang y colaboradores (solución analítica para la fractura), (1981)
- Modelo de Jensen y Horne (1983)
- Modelo bidimensional de Walkup y Horne (1985)

Debido a que en esta tesis se pretende hacer referencia al “Manual para el Diseño de Pruebas de Trazadores entre Pozos en Yacimientos Petroleros”, (*Ramírez y Coronado, 2003*), sólo se mostrarán algunos modelos para los distintos tipos de yacimientos, sin hacer un análisis de los mismos.

Por último, cabe mencionar que entre más parámetros del yacimiento se quieran considerar en un modelo, este se vuelve más complejo en su solución; es por esto, que se tienen modelos sencillos, es decir con un comportamiento lineal, o bien, modelos de dos dimensiones.

II.5.1 Modelo de Brigham

Este modelo es representativo de yacimientos homogéneos. Brigham demostró que había una incongruencia en varias de las soluciones previamente publicadas para el modelo de

difusión, debido a que los resultados obtenidos no eran compatibles con el balance de materia. (Brigham, 1974)

Esta incongruencia se presenta por una interpretación inadecuada de las condiciones de frontera. Brigham hizo notar que existía una diferencia entre los datos experimentales y los resultados de los modelos matemáticos representativos del comportamiento de las concentraciones registradas en el análisis de núcleos en las mediciones efectuadas en el laboratorio.

Los modelos predicen la concentración in situ y la concentración medida en los núcleos que corresponde a la concentración fluyente. Para demostrar lo anterior Brigham emplea el modelo de difusión para un sistema infinito utilizando ciertas condiciones iniciales y ciertas condiciones de frontera.

Después de varios arreglos matemáticos se tiene un modelo matemático que es el siguiente:

$$C(x,t) = \frac{1}{2} \operatorname{erfc} \left[\frac{x - vt}{2(Dt)^{0.5}} \right] + \frac{1}{2} \exp \left[\frac{vx}{D} \right] \operatorname{erfc} \left[\frac{x + vt}{2(Dt)^{0.5}} \right] \quad (\text{II.12})$$

Donde:

C = Concentración del trazador (M/L³)

D = Coeficiente de dispersión (L²/t)

erfc = Función complementaria (adim)

t = Tiempo desde la inyección hasta la medición en el pozo productor (días)

x = Distancia recorrida por el trazador desde el pozo inyector al pozo productor (L)

v = Velocidad del fluido (L/t)

II.5.2 Modelo de Jensen y Horne

Este modelo es aplicable para medios porosos con fracturas naturales. Los autores de dicho modelo desarrollaron un modelo matemático para describir el flujo de trazadores a través de medios porosos. Es un modelo de doble porosidad en el que se describe una fuente de trazador constante (C_0) que viaja a través de una fractura y una zona de la matriz en la cual el fenómeno de dispersión está presente. (Jensen, 1983; Horne, 1982)

A partir de un balance de materia y, considerando los fenómenos de convección en la fractura, simultáneamente, difusión y adsorción en los poros de la matriz, Jensen y Horne describen estas condiciones de flujo mediante algunas expresiones de las cuales al realizar algunos arreglos matemáticos se tiene el siguiente modelo:

$$C = C_f \frac{Q}{M} = \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\sqrt{\pi(\alpha_2 t - 1)^{0.5}}} \exp\left(-\frac{\alpha_1^2}{(\alpha_2 t - 1)}\right) \quad (\text{II.13})$$

Donde:

C_f = Concentración del trazador en la fractura (M/L^3)

Q = Gasto volumétrico (L^3/t)

t = Tiempo desde la inyección hasta la medición en el pozo productor (días)

α_1 = α

α_2 = β

β = $1/t_{wR}$

t_{wR} = Primer tiempo de arribo del trazador, (t)

II.5.3 Modelo de Ramírez y Cols.

Este modelo, describe el trazador en un medio poroso constituido por dos regiones, una móvil (sistema de fracturas) con procesos de difusión y convección y una región estancada (matriz) con procesos de difusión y adsorción, además el efecto de decaimiento radioactivo del trazador, a diferencia de los otros modelos que no lo consideran. (Ramírez y Cols., 1990)

La solución que presenta está en el espacio de Laplace por lo que requiere un método de inversión para su cálculo. Los parámetros que determinan son porosidad, anchura de la fractura, velocidad de flujo del trazador en la fractura, longitud de la fractura, coeficiente de difusión en la matriz y en la fractura.

El siguiente modelo matemático corresponde al análisis con trazador radioactivo a través de un medio naturalmente fracturado:

$$C = \frac{1}{S} \exp\left(\frac{X_D P_{e1}}{2}\right) \exp\left(-X_D \sqrt{\frac{P_{e1}^2}{4} + P_{e1} \left(S + \xi \sqrt{\frac{P_{e2}}{R} (S + \gamma)}\right)}\right) \quad (\text{II.14})$$

Donde:

- C = Concentración del soluto en la solución de la fractura (M/L³)
- P_{e1} = Número de Peclet en la región móvil
- P_{e2} = Número de Peclet en la región inmóvil
- S = Factor de daño, prueba de presión (Adim)
- X_D = Parámetro de ajuste (Adim)
- ξ = Parámetro de ajuste
- γ = Tipo de trazador radioactivo

CAPÍTULO III**ESTUDIO CONVENCIONAL DE UNA PRUEBA DE TRAZADORES**

En este capítulo se pretende, describir brevemente, los procedimientos seguidos anteriormente al realizar una prueba de trazadores radioactivos, con el fin de que después de haber conocido lo propuesto por el “Manual para el Diseño de Pruebas de Trazadores entre Pozos en Yacimientos Petroleros”, (*Ramírez y Coronado, 2003*) y la aplicación de la misma, se puedan observar los beneficios obtenidos al aplicarla.

III.1 ESTUDIO DE RADIOTRAZADO DEL CAMPO SAMARIA

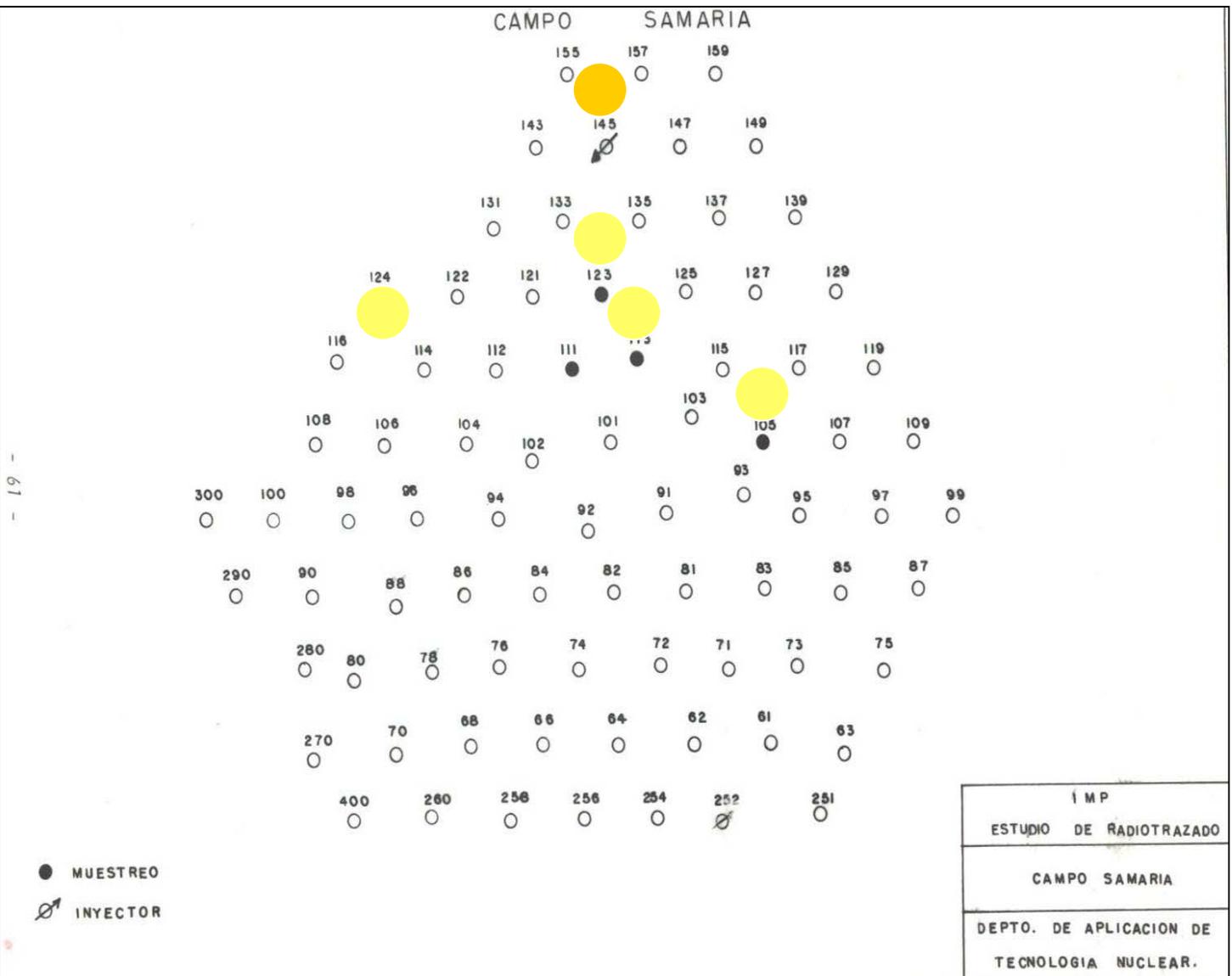
El ejemplo seleccionado es el proyecto denominado: “Estudio de Radiotrazado en el Campo Samaria”; realizado por el Departamento de Aplicación de Tecnología Nuclear del IMP, bajo petición del Activo Samaria de PEMEX durante el período de febrero a diciembre de 1984 con el fin principal de resolver la problemática de la orientación del flujo preferencial del agua de inyección hacia los pozos productores, para el cual, se dividió el Campo Samaria en dos áreas: Norte y Sur.

III.1.1 Objetivo del estudio de radiotrazado

Observar la respuesta de los radiotrazadores inyectados en los pozos Samaria 252-B y Samaria 145, para obtener información del comportamiento del agua de inyección y determinar:

1. El flujo preferencial del agua inyectada.
2. Los porcentajes de agua de inyección que influyen en cada pozo productor.
3. Los tiempos de irrupción entre los pozos inyectoros de agua y los pozos productores seleccionados.

III.1.2 Área Norte



Figura

III.1

Distribución de pozos del Campo Samaria Área Norte

- 61 -

Para esta área, se seleccionó el Pozo S-145 como inyector y los Pozos S-105, 111, 113 y 123A, como recolectores de muestras de fluidos de producción. Se utilizó el Iridio, en solución acuosa, como trazador.

III.1.2.1 Pozo Inyector

El pozo seleccionado para ser inyector fue el S-145, el cual tiene un intervalo de operación de 4865 a 4965 mbMR, perteneciente al Cretácico Medio. El trazador utilizado fue el Iridio en solución acuosa, siendo inyectado el 22 de agosto de 1984 y dosificado en un volumen de 127.4 m³ de agua, con una concentración de 7.85 nCi/ml.

Para determinar el contenido del Iridio, se utilizó un contador monocanal.

III.1.2.2 Pozos Recolectores

Pozo Samaria 105

Este pozo tiene un intervalo de operación entre 4698 y 4728 mbMR, perteneciente al Cretácico Inferior. La producción mensual de aceite que presentó a lo largo del estudio fue regular (6000 m³), mientras que la cantidad total de agua de los fluidos de producción varió desde un 7% en agosto a 19% en diciembre.

El trazador en este pozo se presentó en dos baches, el primero a los 3 días de inyectado el trazador y el segundo a los 66 días (como se observa en la Fig. III.2), con 66.6% y 33.34% respectivamente del total producido en el pozo.

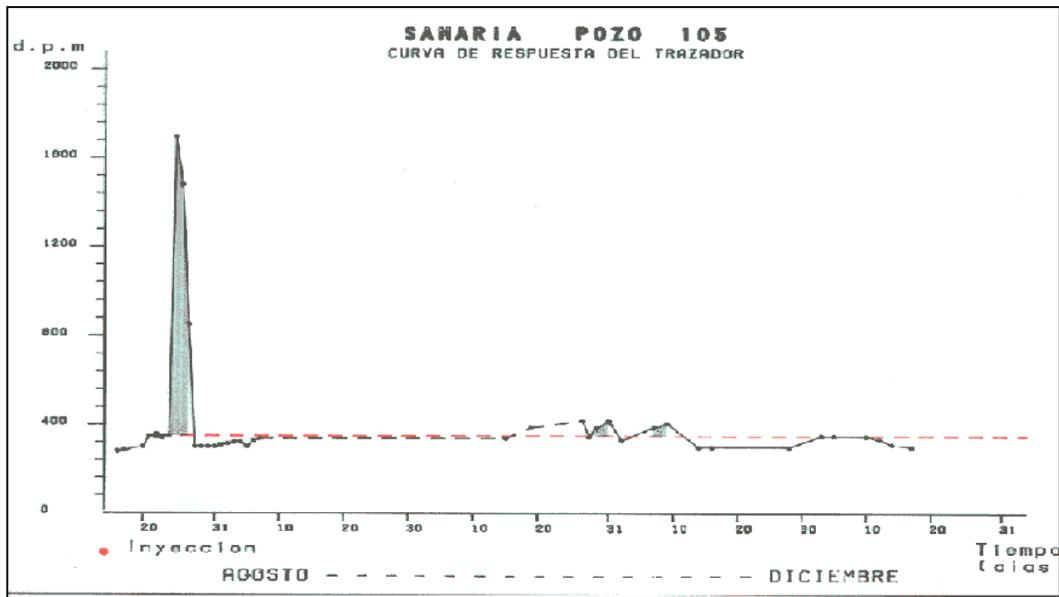


Figura III.2 Curva de respuesta del trazador Pozo S-105

Pozo Samaria 111

Este pozo cuenta con dos intervalos de operación, el primero que está entre 4455 y 4475 mbMR, perteneciente al Cretácico Superior y el segundo que va de 4544 a 4584 mbMR, perteneciente al Cretácico Medio. La producción mensual de aceite mostró una disminución a lo largo del estudio, mientras que el porcentaje de agua aumentó de 1.3% en agosto a 9.7% en diciembre.

Se presentaron dos baches de trazador; el primero irrumpió a los 8 días de inyectado el trazador y el segundo a los 56 días, con 25.96% y 74.04% respectivamente del total producido en el pozo, como se puede observar en la Figura III.3 que se muestra a continuación.

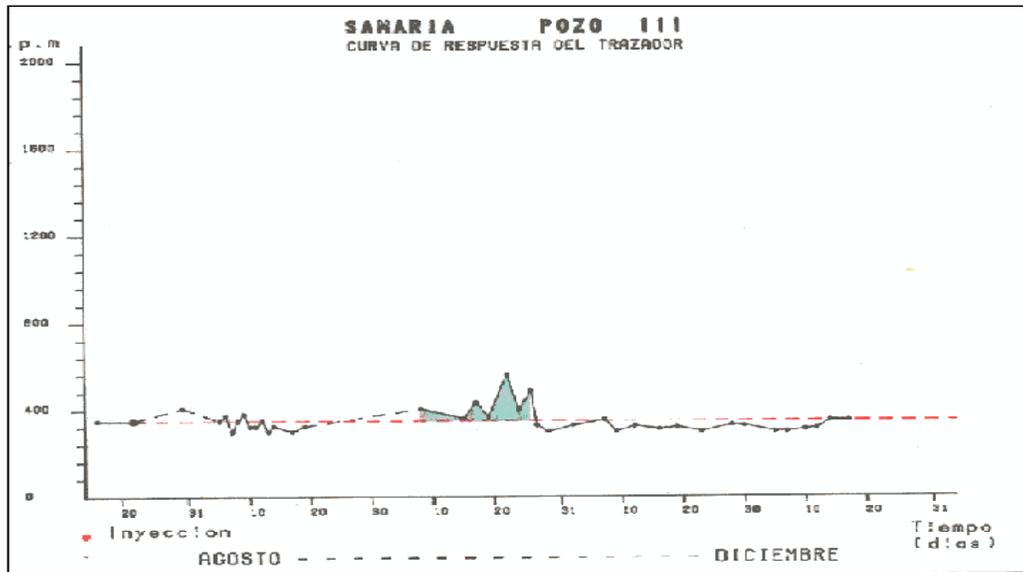


Figura III.3 Curva de respuesta del trazador Pozo S-111

Pozo Samaria 113

Este pozo cuenta con un intervalo de operación de 4525 a 4535 mbMR, perteneciente al Cretácico Medio.

Este pozo se reportó taponado en el registro de muestreo el 12 de octubre de 1984, por lo que sólo se tienen resultados hasta esa fecha. La producción de aceite disminuyó en el lapso de agosto a diciembre; por otro lado el porcentaje de agua producida durante el muestreo fue regular, con tendencia a aumentar.

El trazador irrumpió al tercer día de la inyección, manifestándose en un solo bache, y como se mencionó anteriormente, se reportó taponado a partir del 12 de octubre de 1984, como se muestra en la Figura III.4.

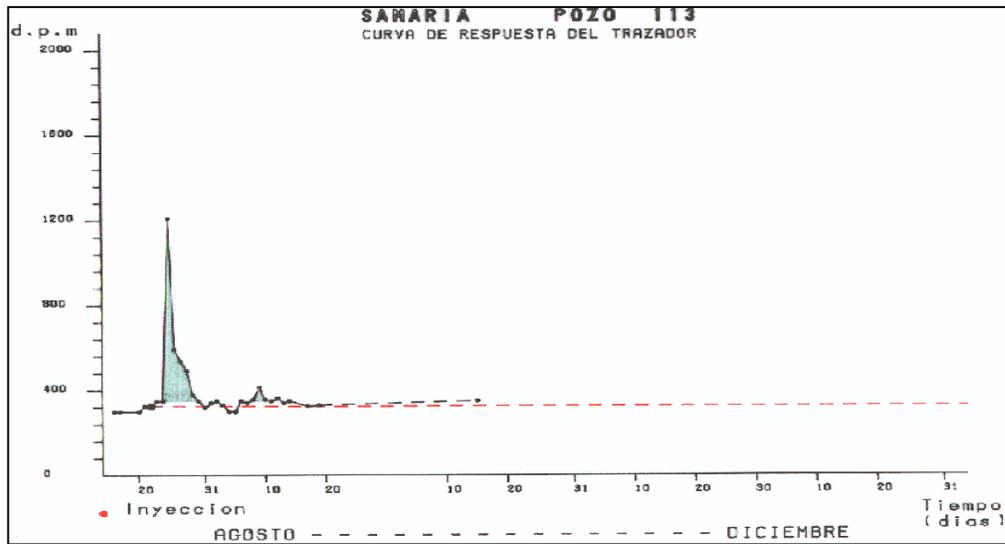


Figura III.4 Curva de respuesta del trazador Pozo S-113

Pozo Samaria 123A

Es un pozo con dos intervalos de operación; el primero de 4574 a 4583 mbMR, y el segundo de 4589 a 4605 mbMR, pertenecientes al Cretácico Medio. La producción mensual de aceite disminuyó de agosto a diciembre; la producción mensual de agua aumentó de 2% en agosto a 8% al concluir el estudio. El trazador se manifestó en dos baches, el primero irrumpió a los dos días después de la inyección y el segundo a los 54 días. El porcentaje de trazador producido de cada uno de los baches fue de 65.3% para el primero y 34.7% para el segundo.

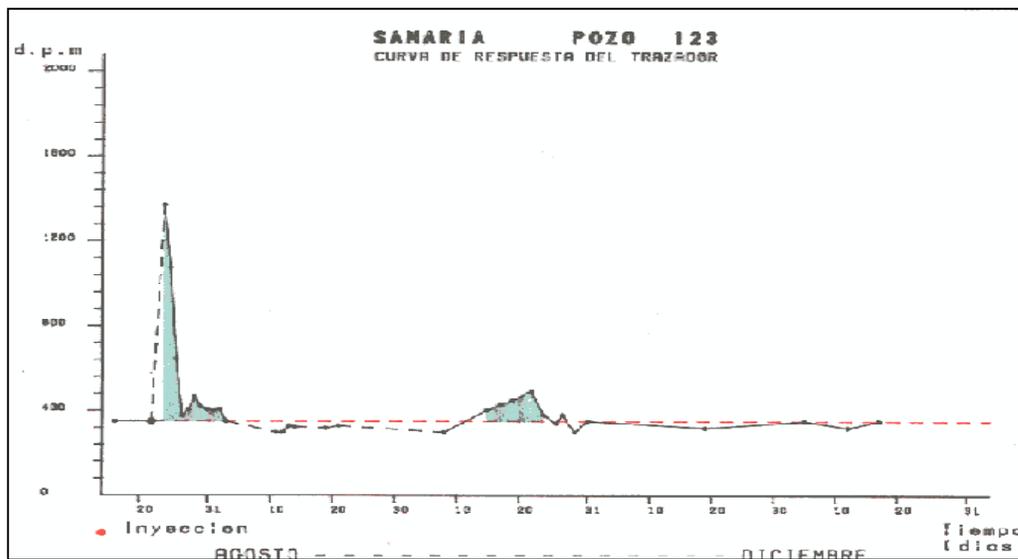


Figura III.5 Curva de respuesta del trazador Pozo S-123A

III.1.3 Área Sur

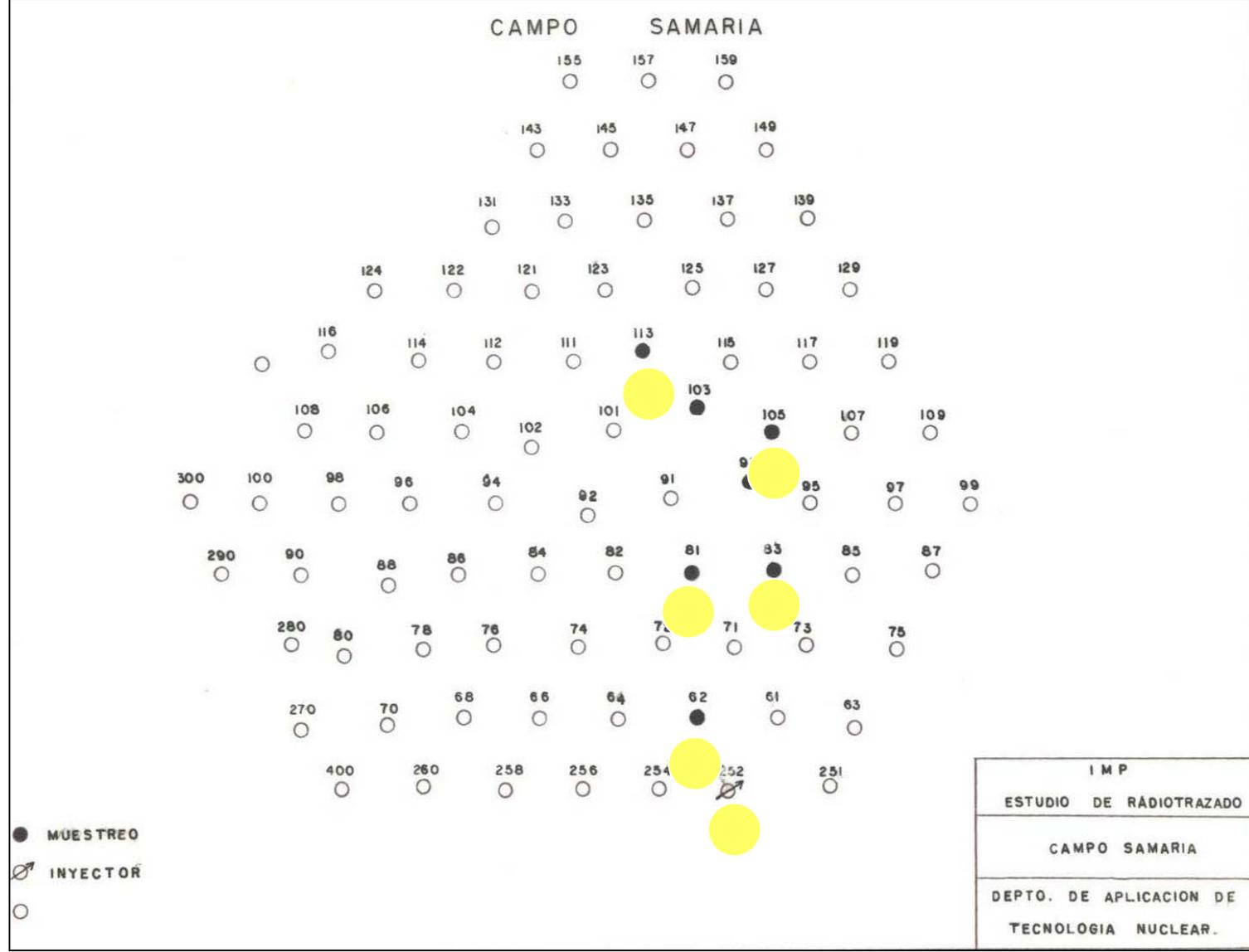


Figura III.6 Distribución de pozos del Campo Samaria Área Sur

Para esta área, se seleccionó el Pozo S-252B como inyector y los Pozos S-62, 81, 83, 105 como recolectores de muestras de fluidos de producción, agregándose posteriormente los Pozos S-93, 103, 113 y 115. Se utilizó tritio, en forma de agua, como trazador.

III.1.3.1 Pozo Inyector

El pozo seleccionado para ser inyector fue el S-252B, el cual tiene dos intervalos de operación: el primero de 4775 a 4859 mbMR, perteneciente al Cretácico Medio y el segundo de 4950 a 5015 mbMR, perteneciente al Cretácico Inferior. El trazador se inyectó el 18 de febrero de 1984, dosificándolo en un volumen de 218 m³ de agua con una concentración de 235 nCi/ml.

Para determinar el contenido de tritio, se utilizó un espectrómetro de centelleo líquido.

III.1.3.2 Pozos Recolectores

Pozo Samaria 62

Este pozo tiene tres intervalos de operación, el primero de 4565 a 4610 mbMR, perteneciente al Cretácico Superior, el segundo de 4745 a 4757 mbMR, perteneciente al Cretácico Medio y el tercero de 4838 a 4850 mbMR. La producción mensual de aceite fue bastante regular a lo largo del estudio, mientras que la producción de agua se mantuvo entre el 38% al iniciar el estudio y el 47.5% cuando se concluyó.

El trazador irrumpió ocho horas posteriores a la inyección, presentándose otro pico de concentración a los 53 días y otro a los 107 días. Se consideró que la distribución de las concentraciones fue la siguiente: al primer bache le correspondió el equivalente al 32.2%, al segundo el 15% y al tercero el 52% del total inyectado, como se puede observar en la Figura III.7 que se muestra a continuación.

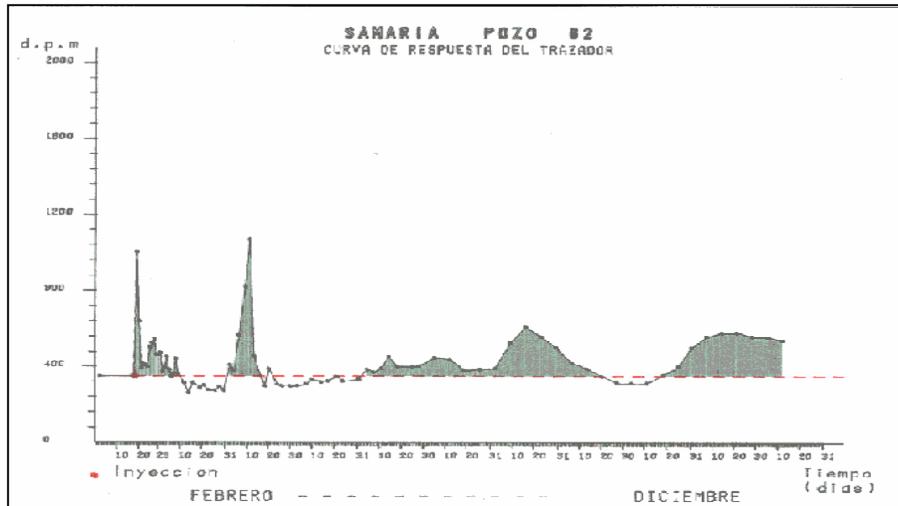


Figura III.7 Curva de respuesta del trazador Pozo S-62

Pozo Samaria 81

El intervalo de operación de este pozo está entre 4552 y 4587 mbMR, perteneciente al Cretácico Inferior. La producción mensual de aceite fue sufriendo una disminución de febrero a julio de 1984, que fue el mes en que se cerró, mientras que la producción de agua fue aumentando a lo largo del estudio de un 25% en febrero hasta un 46% en julio.

En la Figura III.8, se muestra la curva de respuesta de trazador obtenida, en la cual se observan tres baches de concentración de trazador, el primer bache irrumpió a las 24 horas posteriores a la inyección; el segundo irrumpió a los 55 días y el tercero a los 114 días. De acuerdo al total de trazador que se presentó en este pozo, la distribución de trazador en cada uno de los baches fue la siguiente: primer bache: 56.2%, segundo bache: 8.8% y tercer bache: 35%.

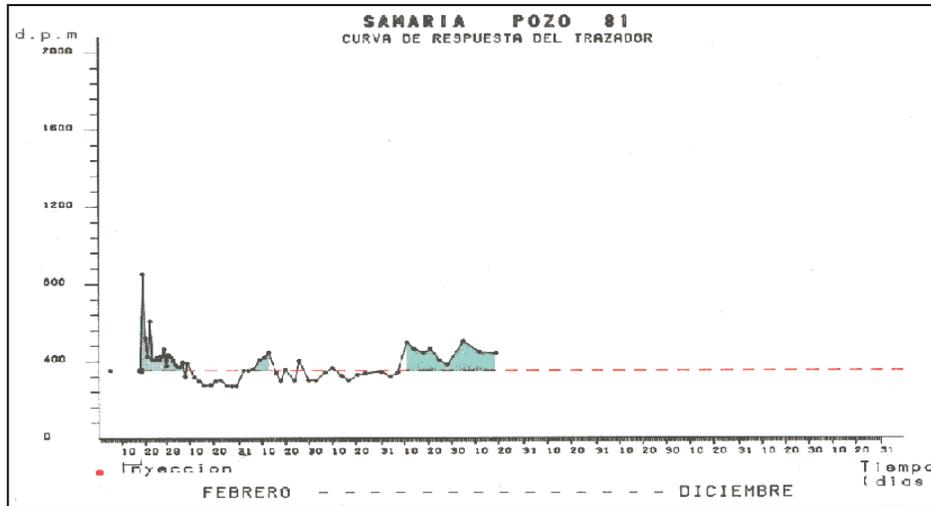


Figura III.8 Curva de respuesta del trazador Pozo S-81

Pozo Samaria 83

Este pozo cuenta con dos intervalos de operación, el primero de 4595 a 4615 mbMR y el segundo de 4757 a 4780 mbMR, pertenecientes al Cretácico Inferior.

La producción mensual de aceite fue disminuyendo a lo largo del estudio, mientras que la producción de agua fue aumentando de un 20% en febrero hasta un 50% en julio.

La presencia de trazador se detectó en tres baches, el primero a las 24 horas de haberse inyectado, el segundo a los 55 días y el tercero a los 114 días, cuyos porcentajes correspondientes son los siguientes: para el primer bache: 54.7%, segundo bache: 6.4% y tercer bache: 38.9%., mostrándose en la Figura III.9.

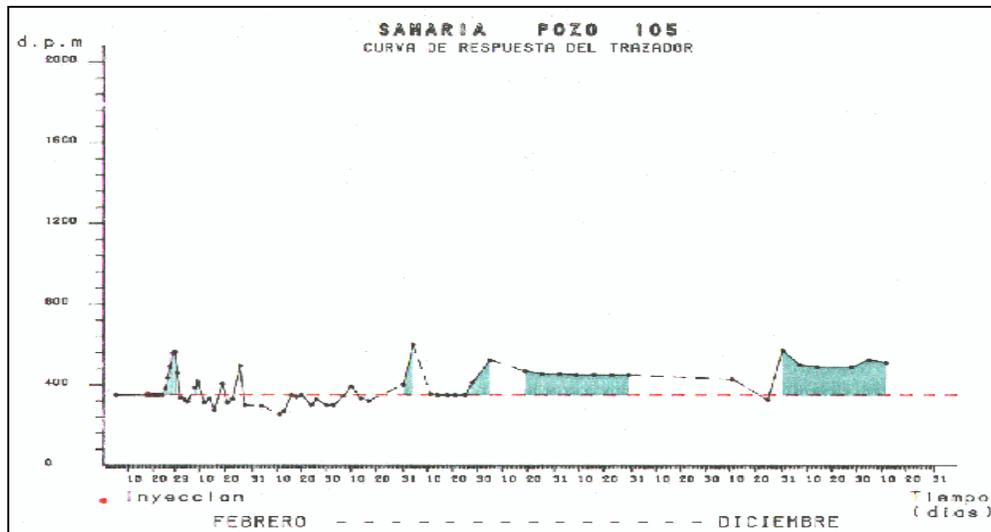


Figura III.10 Curva de respuesta del trazador Pozo S-105

Pozo Samaria 113

Este pozo fue incorporado al estudio a partir del 4 de abril de 1984, cuyo intervalo de producción fue de 4525 a 4535 mbMR, perteneciente al Cretácico Medio. La producción de aceite disminuyó a lo largo del estudio, mientras que la producción de agua fue regular a lo largo del estudio.

Los resultados de radiotrazado para este pozo, se presentan únicamente como una prueba de que el trazador apareció en él, pero sin ser considerados cuantitativamente, debido a que fue incorporado al estudio en forma tardía. En la Figura III.11, se observa que el trazador arribó al pozo productor: del 16 de abril al 10 de mayo, del 31 de mayo al 10 de junio y del 2 de agosto al 20 de septiembre.

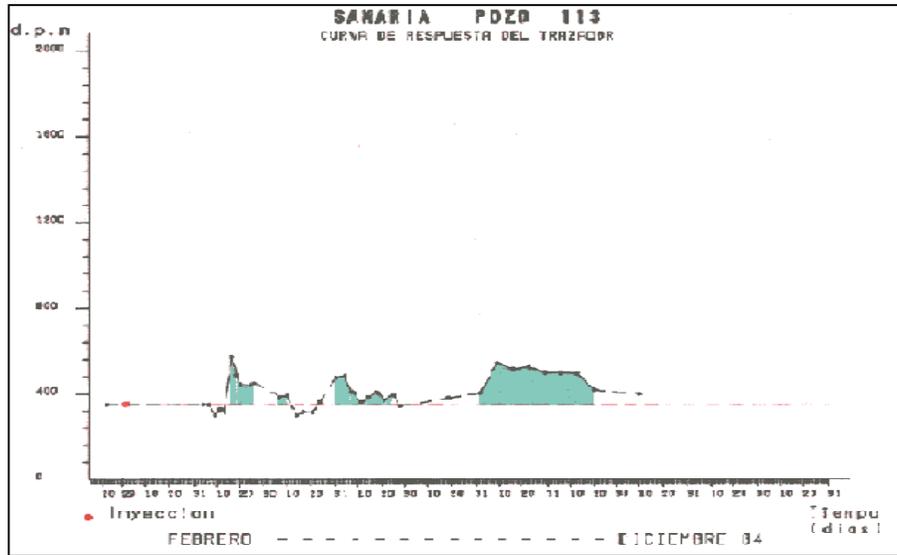


Figura III.11 Curva de respuesta del trazador Pozo S-113

III.2 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RADIOTRAZADO

III.2.1 Resultados del estudio de radiotrazado para el Campo Samaria Área Norte

Como se observa en las curvas de respuesta del trazador, en los Pozos S-105, 111 y 123A, el trazador irrumpió en dos diferentes baches mientras que en el S-113 se presentó en uno solo, debido a los problemas de muestreo que se presentaron.

En las Tablas III.1 a la III.4 se pueden observar los datos obtenidos de la prueba para el Área Norte.

Tabla III.1 Tiempos de irrupción del trazador (Área Norte)

| POZO | 1er. BACHE | 2do. BACHE |
|--------|------------|------------|
| S-105 | 3 días | 66 días |
| S-111 | 8 días | 56 días |
| S-113 | 3 días | - |
| S-123A | 2 días | 54 días |

Tabla III.2 Porcentaje para cada uno de los baches del total del trazador cuantificado en cada pozo (Área Norte)

| POZO | 1er. BACHE (%) | 2do. BACHE (%) | TOTAL (%) |
|---------------|-----------------------|-----------------------|------------------|
| S-105 | 66.7 | 33.3 | 100 |
| S-111 | 26 | 74 | 100 |
| S-113 | 100 | 0 | 100 |
| S-123A | 65.3 | 34.7 | 100 |

Tabla III.3 Porcentaje para cada pozo del total de trazador cuantificado por bache en todos los pozos (Área Norte)

| POZO | 1er. BACHE (%) | 2do. BACHE (%) |
|---------------|-----------------------|-----------------------|
| S-105 | 28.2 | 29.6 |
| S-111 | 5.5 | 33.1 |
| S-113 | 32.9 | - |
| S-123A | 33.4 | 37.3 |
| TOTAL | 100 | 100 |

Tabla III.4 Porcentaje del trazador irrupcido en cada pozo (Área Norte)

| POZO | (%) |
|---------------|------------|
| S-105 | 28.6 |
| S-111 | 14.4 |
| S-113 | 22.3 |
| S-123A | 34.7 |
| TOTAL | 100 |

III.2.2 Resultados del estudio de radiotrazado para el Campo Samaria Área Sur

En las curvas de respuesta del trazador se puede observar que las diferentes irrupciones del trazador, corresponden aproximadamente a los mismos períodos de tiempo en cada pozo.

En las Tablas III.5 a la III.8 se pueden observar los datos obtenidos de la prueba para el Área Sur.

Tabla III.5 Tiempos de irrupción del trazador (Área Sur)

| POZO | 1er. BACHE | 2do. BACHE | 3er. BACHE |
|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| S-62 | 8 horas | 53 días | 107 días |
| S-81 | 24 horas | 55 días | 114 días |
| S-83 | 24 horas | 55 días | 114 días |
| S-105 | 9 días | 107 días | 128 días |

Tabla III.6 Porcentaje para cada uno de los baches del total del trazador cuantificado en cada pozo (Área Sur)

| POZO | 1er. BACHE (%) | 2do. BACHE (%) | 3er. BACHE (%) | TOTAL (%) |
|--------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------|
| S-62 | 32.2 | 15.8 | 52 | 100 |
| S-81 | 56.2 | 8.8 | 35 | 100 |
| S-83 | 54.7 | 6.4 | 38.9 | 100 |
| S-105 | 26.2 | 10.3 | 63.5 | 100 |

Tabla III.7 Porcentaje para cada pozo del total de trazador cuantificado por bache en todos los pozos (Área Sur)

| POZO | 1er. BACHE (%) | 2do. BACHE (%) | 3er. BACHE (%) | |
|--------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | | | Hasta 26/07/84 | Hasta 26/07/84 |
| S-62 | 32.5 | 55.5 | 27.5 | 43.2 |
| S-81 | 28.7 | 15.6 | 27.3 | 14.9 |
| S-83 | 25.4 | 10.3 | 27.2 | 14.9 |
| S-105 | 13.4 | 18.6 | 18 | 27 |
| TOTAL | 100 | 100 | 100 | 100 |

Tabla III.8 Porcentaje del trazador irrupcido en cada pozo (Área Sur)

| POZO | (%) |
|--------------|------------|
| S-62 | 40.3 |
| S-81 | 20.5 |
| S-83 | 18.5 |
| S-105 | 20.7 |
| TOTAL | 100 |

III.3 COMENTARIOS CON RESPECTO AL ESTUDIO DE RADIOTRAZADO

El siguiente análisis se hizo con base en la información presentada en el reporte correspondiente al Estudio de Radiotrazado del Campo Samaria, Proyecto D-6201, Julio

de 1985. Realizado por el Departamento de Aplicación de Tecnología Nuclear de la División de Geofísica del IMP.

III.3.1 Evaluación de la información global

En los reportes no se cuenta con la información suficiente para poder realizar un diseño de la prueba, se requieren datos adicionales como: datos petrofísicos del yacimiento, análisis PVT de los fluidos en el yacimiento, distancia entre pozos, etc.

III.3.2 Selección de los trazadores a utilizar

Con la finalidad de conocer el comportamiento del agua de inyección en cada uno de los pozos de inyección, se consideró necesaria la aplicación de 2 trazadores.

Para la selección de los trazadores a utilizar no se menciona el criterio que se siguió para la selección de los trazadores que se utilizaron, aunque dados los objetivos de la prueba se considera que los trazadores utilizados fueron los adecuados.

Según los datos reportados, no se menciona que se hayan realizado cálculos para predecir los tiempos de irrupción de trazador.

III.3.3 Estimación de la cantidad requerida de trazador

En la información analizada no se presentan los cálculos para las estimaciones de las cantidades necesarias de trazador que se deben de inyectar para cada pozo inyector, esto es: los cálculos deben estar basados en la estimación de volúmenes de agua contactada, gastos de inyección de agua, propiedades petrofísicas del yacimiento, factor de decaimiento, Límite Mínimo de Detección, LMD, así como características de los fluidos.

Según se reporta, la concentración y el volumen marcado con trazador, se calcularon tomando como parámetro principal el aspecto de seguridad radiológica.

De acuerdo a la información reportada, para el Área Norte, la actividad total inyectada que se puede calcular a partir de la concentración y del volumen de agua en el que se dosificó el trazador es de 1 Ci, aproximadamente; de igual forma, para el Área Sur, la actividad total del trazador inyectado fue de 51.23 Ci.

III.3.4 Muestreo y análisis radioquímico previo a la inyección

El muestreo inició dos semanas antes de la inyección, a fin de determinar la radiación de “fondo”, no se menciona el valor obtenido, aunque en los gráficos sí lo establecen, el cual es de aproximadamente 360 dpm.

Dado que el valor reportado para cada una de las áreas de inyección es el mismo, se puede apreciar que el procedimiento efectuado para determinar el “fondo” no se realizó con la finalidad de identificar en forma específica el radioisótopo que se desea detectar.

III.3.5 Análisis Radioquímico

Para determinar el contenido de ^{192}Ir , se utilizó terminación del ^{192}Ir . Las muestras de agua y sales se analizaron en un espectrómetro de centelleo líquido para la determinación del Iridio.

CAPÍTULO IV**NUEVA METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES**

Este capítulo está dedicado a mostrar las metodologías de diseño de pruebas de trazadores, en él se encontrarán la metodología *convencional* (empleada con anterioridad por el IMP), así como la *nueva* metodología propuesta en el “Manual para el Diseño de Pruebas de Trazadores entre Pozos en Yacimientos Petroleros”, (*Ramírez y Coronado, 2003*), base principal de este trabajo. Primero se presentarán a grandes rasgos las bases de la metodología convencional y posteriormente se irán presentando una a una las etapas que constituyen la nueva metodología con el fin de dejar claro el objetivo de cada una de ellas.

IV.1 METODOLOGÍA CONVENCIONAL

El método convencional de diseño de pruebas de trazadores es el que emplea el Método de Dilución Total (*Zemel, 1995*), el cual estima una concentración promedio del trazador producido en la consideración de que el trazador inyectado está uniformemente diluido por el volumen completo de agua de barrido cuando esta es producida. Este es el método más ampliamente usado y se discutirá a continuación.

La regla usada comúnmente en campo es asumir que el trazador inyectado será diluido por el volumen total de agua desplazada en el patrón de flujo. Se añade suficiente trazador para asegurar su detección en esta concentración. La concentración pico del trazador se presume que caerá por debajo de la promedio.

La primera parte de este cálculo es estimar un volumen anticipado de dilución. Este volumen es obtenido calculando el volumen de poros llenados con agua entre el pozo inyector y los pozos productores cercanos. Se asume generalmente, para los patrones regulares, una geometría radial, pero esta es usualmente modificada por cualquiera de las condiciones conocidas del yacimiento, tales como las grandes diferencias en la

permeabilidad entre los estratos, conocidos como canales o barreras de flujo, geometría de patrones impares, etc. El volumen de dilución es un estimado que, cuando ha sido usado inteligentemente, ha dado resultados consistentes en una amplia variedad de situaciones de campo.

El pulso más pequeño requerido es usualmente la cantidad de trazador necesitada para producir una concentración promedio de 10 veces el LMD, en este volumen de dilución.

Puesto que en la mayoría de los casos el agua producida es reinyectada en formaciones con salmuera y aceite en la tierra, no se presenta ningún problema legal cuando se excede la Concentración Máxima Permisible (CMP); sin embargo la conveniencia de ser capaces de dirigir libremente y enviar las muestras de agua producida hace de esto un requerimiento práctico. Es por esto, que la máxima concentración en el agua producida deberá ser menor que la CMP. Para asegurar que la concentración del trazador producido no exceda este número, se calcula el volumen más pequeño de dilución para satisfacer la CMP. Este se considera como el peor escenario y deberá no exceder un pequeño porcentaje del volumen de dilución estimado para el patrón completo.

El volumen de dilución anticipado, V_d , puede ser calculado de información pertinente del yacimiento, usando una aproximación radial para el patrón de geometría. Las líneas de flujo y los patrones impares de flujo pueden requerir diferentes geometrías, al igual que características geológicas especiales. Si r es la distancia del pozo inyector a los productores, ϕ , es la porosidad de la formación, h es su espesor, y S_w es la saturación de agua, entonces el volumen de barrido para una aproximación radial del área está dada por:

$$V_d = \pi r^2 h S_w \phi \quad (\text{IV.1})$$

La sensibilidad de detección de un isótopo radioactivo es calculada a partir del fondo instrumental sin presencia de trazador, como se muestra en la Ec. IV.2, para un factor

geométrico de uno. Esta, es una medida de la relación señal-ruido registrada bajo consideraciones puramente estadísticas.

$$2\sigma_r(0) = \frac{2}{EG} \sqrt{\frac{2R_B}{t}} \quad (\text{IV.2})$$

Donde R_B , es el antecedente del contador, t , es el tiempo de conteo, E es la eficiencia de conteo y G es la geometría del contador.

El LMD es el valor calculado con dos desviaciones estándar y se cuantifica con el 95% de nivel de confianza. La actividad mínima del trazador, A , requerida para exceder 10 x LMD está dada por:

$$A \geq 10 \times LMD \times V_d = \frac{20\sqrt{2C_b}}{EtV_s} \times V_d \quad (\text{IV.3})$$

Donde C_b es el conteo del fondo para el tiempo de conteo, t , E es la eficiencia de conteo del detector para el isótopo, V_s es el volumen de muestra, y V_d es el volumen de dilución del yacimiento.

La CMP propuesta para algunos de los trazadores para inyección en agua más comunes se presenta en las tablas que se muestran a continuación:

Tabla IV.1 Concentraciones ocupacionales máximas (10 CFR 20, Apéndice B, Tabla 1)

| ISÓTOPO | CLASE | INGESTIÓN ORAL, LAI (μCi) | INHALACIÓN, LAI ($\mu\text{Ci/ml}$) |
|----------------|-----------------|--|---|
| H-3 | Agua | 8×10^4 | 2×10^{-5} |
| C-14 | CO | | 7×10^{-4} |
| C-14 | CO ₂ | | 9×10^{-5} |
| C-14 | Compuestos | 2×10^3 | 1×10^{-6} |
| Co-57 | W | 8×10^3 | 4×10^{-9} |
| Co-57 | Y | 4×10^3 | 3×10^{-7} |
| Co-60 | W | 5×10^2 | 7×10^{-8} |
| Co-60 | Y | 2×10^2 | 1×10^{-8} |

Donde W, es el rango de separación de los tiempos medios entre 10 y 100 días, Y, mayor a 100 días.

La Tabla IV.2 muestra el resumen de las tablas 2 y 3 de las regulaciones federales propuestas, usando algunos de los elementos de los trazadores que son importantes para los estudios de radiotrazado con inyección de agua.

Tabla IV.2 Concentración Máxima, áreas sin restricción (10 CFR 20, Apéndice B, Tablas 2 y 3)

| ISÓTOPO | CLASE | CONCENTRACIONES DE EFLUENTE | | CONCENTRACIÓN PROMEDIO MENSUAL EN DISPOSITIVOS, ($\mu\text{Ci/ml}$) |
|----------------|-----------------|---|---|---|
| | | AIRE, ($\mu\text{Ci/ml}$) | AGUA, ($\mu\text{Ci/ml}$) | |
| H-3 | Agua | 1×10^{-7} | 1×10^{-3} | 1×10^{-2} |
| C-14 | CO | 2×10^{-6} | | |
| C-14 | CO ₂ | 3×10^{-7} | | |
| C-14 | Compuestos | 3×10^{-9} | 3×10^{-5} | 3×10^{-4} |
| Co-57 | W | 4×10^{-9} | 6×10^{-5} | 6×10^{-4} |
| Co-57 | Y | 9×10^{-9} | | |
| Co-60 | W | 2×10^{-10} | 3×10^{-6} | 3×10^{-5} |
| Co-60 | Y | 5×10^{-11} | | |

Cabe mencionar que generalmente hay al menos un orden adicional de magnitud entre la concentración máxima de trazador producido y la CMP.

En las tres secciones siguientes se presenta el procedimiento a seguir dependiendo del tipo de fluido de inyección ya sea agua, aceite o gas.

IV.1.1 Inyección con fluido agua

En caso de que el estudio de radiotrazado requiera que la inyección sea realizada con agua como fluido de inyección, el procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Con las características del yacimiento y la información de producción de los pozos, se determina la cantidad de agua producida (q_{wp} , en bpd) con respecto al porcentaje de agua producida. Por ejemplo:

| POZO | INTERVALOS | DISTANCIA AL POZO INYECTOR | q_o BRUTO (bpd) | q_o NETO (bpd) | q_{wp} (bpd) |
|-------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| Productor | mbMR | En metros | Barriles de aceite | Barriles de aceite | Barriles de aceite |

Con la cantidad de la Σq_{wp} en el total de los pozos que producen agua se estima la cantidad necesaria del fluido agua que sería necesario inyectar q_{wp} .

2. Con el espesor del yacimiento, distancia media entre el pozo inyector y los productores, porosidad promedio, saturación de agua, aceite y/o gas, se calculan los siguientes parámetros:
 - Volumen total de la roca (V_r), en m^3
 - Volumen total de poros (V_p), en m^3
 - Volumen promedio de inyección de agua por día (q_{wi}), bpd
3. Para estimar los tiempos de tránsito (T_t) entre el pozo inyector y los pozos productores considerando un volumen de poros calculado y el gasto de agua total producida por día, se obtiene el tiempo de tránsito entre un número determinado de pozos observadores o testigos.

$$T_t = \frac{V_p}{q_{wp} \cdot x P_n} \text{ (días)} \quad \text{(IV.4)}$$

4. Determinación del tiempo que tarda en pasar el trazador por un pozo productor, (T_t), con respecto al tiempo de tránsito calculado, se divide entre cuatro (4) el tiempo total.
5. La detección de la *Actividad Mínima Inyectable (AMI)* del trazador, depende de la *Actividad Mínima Detectable (AMD)* del Contador de Centelleo Líquido, que es evaluado con muestras patrón de agua de yacimiento y la eficiencia propia del equipo de detección de emisores β . Con estos parámetros se calcula de forma preliminar la AMI del trazador seleccionado para el estudio con la siguiente ecuación:

$$AMI = q_{wp} T_t AMD \quad \text{(IV.5)}$$
6. La cantidad de AMI calculada se debe de considerar 3 ó 4 veces para asegurar el éxito considerando que la vida media del trazador no decaiga antes del término del estudio.
7. La cantidad requerida del trazador para la prueba del estudio con inyección de agua se determina, considerando la corrección por decaimiento isotópico en cuestión, con respecto a la duración del estudio referido en el tiempo de tránsito.
8. Una vez determinada la cantidad real a inyectar en el pozo, se debe realizar un análisis de costo, adquisición y tiempo de entrega para cumplir con las normas de Seguridad Radiológica, ante la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias, CNSNS.

IV.1.2 Inyección con fluido aceite

En caso de que se desee hacer el estudio de radiotrazado en fase aceite, el procedimiento a seguir se describe a continuación:

1. Con las características del yacimiento e información de producción de los pozos se emplean las Correlaciones de *Standing, 1947; Vázquez, 1980 y Lasater, 1958*, con el fin de calcular el volumen de roca con hidrocarburos (V_{rhc}), en m^3 , que será la base preliminar de los cálculos para determinar la cantidad de trazador.
2. Por otro lado se puede obtener por estimación, los siguientes parámetros:
 - Factor volumétrico del aceite, (B_o) en $ft^3_{o+gd} @ C.Y. / ft^3_o @ C.S.$
 - Relación de solubilidad, (R_s) en $ft^3_{gd} @ C.S. / bl_o @ C.S.$
 - Volumen original de aceite en el yacimiento, (N) en bls
 - Tamaño del área de investigación, (A) en km^2
3. Datos importantes a obtener mediante los análisis de PVT son:
 - Presión de saturación, (P_s) en kg/cm^2
 - Relación de solubilidad en m^3_{gd}/m^3_o obtenido en el separador 1^a etapa
 - Parámetros de densidad relativa del aceite y del gas

Además se pueden obtener datos provenientes de otras fuentes, como pruebas de variación de presión, que son útiles para el estudio a realizar.

- Presión de fondo, en kg/cm^2
- Temperatura del yacimiento, en $^{\circ}C$
- Presión de yacimiento, en kg/cm^2

Estos parámetros deben ser representativos del Campo en general.

4. Dependiendo del tipo de comportamiento del aceite en el yacimiento, se aplican las correlaciones de *Standing, 1947; Vázquez, 1980 y Lasater, 1958*. Se realiza una comparación entre los valores, para determinar si en la correlación se asemejan a los resultados del análisis PVT obtenidos en el laboratorio.
5. Con los valores de V_{rhc} y N (volumen de roca con hidrocarburos y el volumen de aceite contenido en el yacimiento respectivamente), y con las características de los fluidos, se puede seleccionar el trazador para marcar el aceite que sea compatible con el fluido y realizar cálculos para evaluar la sensibilidad analítica de los equipos de centelleo líquido, con el diseño de concentración nominal de trazador con un factor de seguridad como el número de veces de la Actividad Mínima Detectable (AMD).
6. El factor de seguridad (F_s), es un parámetro que asegura que la detección en la muestra de aceite sea exitosa si la irrupción ocurre rápidamente, el cual considera los siguientes parámetros:
 - AMD calculada con base en el volumen de la muestra contada en el equipo de centelleo.
 - AMD calculada por cada litro de aceite pCi/l
 - Concentración del trazador aromático en el aceite basado en los límites de Concentración Máxima Permisible (CMP) para cada elemento en la concentración del aceite, por lo que la concentración estará dada en pCi/l-aceite combustión.
 - El cálculo de F_s , es:

$$F_s = \frac{\text{Concentración del trazador aromático en el aceite}}{\text{AMD de la muestra de aceite}} \quad (\text{IV.6})$$

Se obtiene F_s con rangos entre 20 a 80 veces de la AMD del trazador inyectado.

7. La cantidad mínima de trazador a inyectar (AMI) se calcula como el aceite total a marcar en el lugar del área de investigación por la concentración deseada en el aceite (AMD).

$$AMI = NAMD, (Ci) \quad (IV.7)$$

Con este cálculo teórico se puede corroborar con los cálculos aplicados en los parámetros de yacimiento, que ayudará a estimar la cantidad de cada pozo necesaria en μCi de trazador, de acuerdo a sus distancias y propiedades del yacimiento, tales propiedades son las siguientes:

- Radio del pozo productor, (r) en m
- Viscosidad del aceite, (μ_o), en cp
- Factor de daño, (S de 0-10)
- Permeabilidad, (k) en md

Con estas propiedades se puede calcular q_o que es la producción del pozo en $m^3/día$, obtendremos el tiempo de tránsito estimado del trazador y posteriormente la cantidad de AMI de cada pozo y finalmente con la suma de todas las AMI de cada pozo, obtendremos la cantidad de trazador requerido para marcar el volumen total de aceite en el yacimiento.

8. Con el factor de seguridad (F_s), podemos calcular la cantidad real para el estudio, a partir de la AMI total calculada:

$$Cantidad_real_del_trazador = (AMI)F_s \quad (IV.8)$$

9. Con base en la cantidad de trazador obtenida, dependiendo de la vida media del trazador seleccionado, del análisis del costo, de la adquisición y del tiempo de entrega del trazador, se harán las gestiones pertinentes ante la CNSNS con base en

las normas de Seguridad Radiológica para todo lo relacionado a cualquier material radioactivo.

IV.1.3 Inyección de trazadores gaseosos (aceite/gas)

Para calcular la cantidad de trazador a inyectar, de la misma manera que para la inyección de agua o aceite, se deben conocer los objetivos específicos de la prueba, es decir, si se desea saber el comportamiento del aceite o del gas, por lo que el primer paso es realizar la recopilación de la información del Campo, sobre la producción de aceite y gas en los pozos productores.

Los parámetros adicionales que se tendrían que conocer en esta etapa, es decir, para yacimientos en donde se aplicará un trazador en fase gaseosa, serían los valores de compresibilidad de dicho gas, un análisis cromatográfico (si es posible realizarlo), densidad, gravedad específica, etc., además de los datos sobre los componentes de la mezcla que pudiera encontrarse en el yacimiento.

También en el diseño de la prueba de trazadores, se tienen dos componentes, la parte del trazador y la parte analítica. Los componentes del trazador dependen de las características de cada pozo, se estima la concentración y se tiene en cuenta la actividad del elemento radioactivo, se consideran las regulaciones en su uso y aplicación y el plan a seguir en la inyección del trazador.

La parte analítica incluye partes como el análisis de la estrategia de inyección, una calendarización de la frecuencia de muestreo y la determinación de los límites de detección de los materiales radioactivos.

IV.2 NUEVA METODOLOGÍA

La Nueva Metodología de Diseño de Pruebas de Trazadores en Yacimientos Petroleros es un procedimiento compuesto por un conjunto de etapas, siete para ser exactos, las cuales al principio de su desarrollo, contemplan la definición de objetivos de la prueba, la recopilación de la mayor cantidad posible de información del yacimiento (datos de campo) y el análisis de ésta, como fases iniciales de la metodología. Posteriormente, se plantea el diseño tradicional de la prueba, tema que será ampliado más adelante, considerando los modelos analíticos y aplicando simulación numérica permitiéndonos hacer predicciones. Con los aspectos mencionados anteriormente podremos conocer la dinámica global del flujo en el Campo e introducir el comportamiento de los trazadores en las condiciones específicas de la prueba.

Cabe mencionar que conforme se va desarrollando cada una de las etapas que constituyen la metodología presentada y de acuerdo a los resultados que se van obteniendo, las etapas restantes son retroalimentadas con los datos anteriores, según corresponda.

Finalmente, de acuerdo a los resultados que se van obteniendo y con la retroalimentación de las etapas que constituyen la metodología, se realiza una integración de dicha información con el fin de generar el diseño final de la prueba.

Hablando de manera general, aunque dependiendo de los objetivos que se tengan, el diseño de una prueba de trazadores tiene como fines específicos, determinar el pozo inyector y los pozos de observación, el tipo de trazador o trazadores a utilizar, la cantidad del mismo a inyectar y un cronograma de muestreo.

Con respecto a las pruebas de trazadores entre pozos, la información con la que se cuenta es muy escasa, y en la que existe no se cuenta con una metodología de diseño de pruebas de trazadores que contemple el cálculo de la cantidad de trazador a inyectar y de sus tiempos de irrupción utilizando la modelación matemática y la simulación numérica

del fenómeno. Actualmente se realizan dichas pruebas considerando un diseño basado en el Método de Dilución Total (Käss, 1988) o variantes de este (Zemel, 1995; Somaruga, 2002).

Sin embargo, en los métodos anteriores no se consideran las predicciones del comportamiento del yacimiento bajo las condiciones de explotación, ni considera el comportamiento del trazador de acuerdo a modelos matemáticos representativos del flujo de trazador en medios porosos, como los modelos clásicos para yacimientos homogéneos que consideran la dispersión y la convección del trazador y los casos de inyección tipo continua o pico (Bear, 1972, o modelos más complejos que incluyen adsorción del trazador en la roca y el decaimiento del mismo (Gershon y Nir, 1969; Coats y Smith, 1963). Asimismo modelos para medios fracturados en los que se consideran dos poblaciones y dos regiones, así como la adsorción del trazador en la roca y el decaimiento del mismo (Tang y Cols., 1981; Walkup y Horne, 1985; Maloszweski y Zuber, 1990; Ramírez y Cols. 1990; Eclipse 2001A).

Para dar una mejor y más amplia idea de lo que es el proceso de diseño de pruebas de trazadores, se muestra a continuación la Figura IV.1; donde el procedimiento tradicional sólo comprende la primera parte.

Posteriormente en los subtemas a desarrollar, se presentará de manera más detallada lo resumido en los párrafos anteriores,

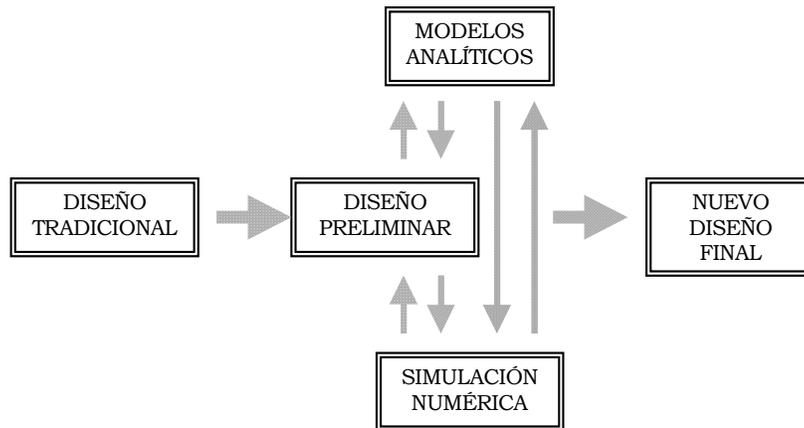


Figura IV.1 Metodología de Diseño de Pruebas de Trazadores en Yacimientos Petroleros

IV.2.1 Definición de los objetivos específicos de la prueba

El conocer el o los fines específicos de la prueba de trazadores a realizar en un Campo petrolero, representa la primera etapa del procedimiento y, por tanto, es considerada una etapa de vital importancia para poder construir cimientos sólidos en la prueba de trazadores a realizar; esto consiste básicamente en definir los objetivos específicos de la prueba, es decir, establecer y tener en mente lo que realmente se quiere lograr al realizar la prueba, ya que se puede llegar a diferentes resultados debido a que existen diferentes tipos de pruebas de trazadores.

Se podría decir que la mayoría de las ocasiones en las que se hace uso de los trazadores radioactivos, el objetivo de las pruebas relacionadas con la Industria Petrolera, es determinar si existe o no conectividad entre diversas regiones de un yacimiento y también para conocer las direcciones preferenciales de flujo, sin embargo, existen además otros beneficios obtenidos a partir de las pruebas de trazadores, como por ejemplo: sus curvas de respuesta, las cuales son la base para poder determinar algunas propiedades promedio del medio poroso asociadas al flujo de fluidos.

Con el fin de lograr una mejor visualización de los objetivos que se quieren alcanzar por medio de la prueba de trazadores, es necesario responder ciertas preguntas, las cuales nos servirán como pauta para ir descartando opciones de la variedad de pruebas existentes; dependiendo del o de los objetivos determinados y de esta manera seleccionar el tipo de prueba que más se ajuste a nuestros requerimientos, es decir; el tipo óptimo de prueba. A continuación se enlistan una serie de preguntas, las cuales nos servirán para poder conocer de una mejor manera los objetivos que buscamos obtener de la prueba:

- a) ¿La prueba se realiza con fines de evaluación del comportamiento del fluido de inyección de un proyecto de recuperación?
- b) ¿Se realiza la prueba después de un proceso de inyección (agua o gas) y ésta se realiza para determinar si los fluidos producidos proceden de la inyección?
- c) ¿Qué fase de los fluidos se requiere marcar?
- d) ¿Se busca analizar la dispersión del fluido inyectado?
- e) ¿Qué tipo de inyección se realizará (continua, bache o instantánea)?

Por ejemplo, si el objetivo de una prueba es el caso (a) de las preguntas anteriores, se tendría que inyectar el trazador con el fluido de inyección al inicio del proceso de recuperación. Además se seleccionaría un trazador con propiedades físico-químicas muy similares a las del fluido de inyección. Esto con el fin de garantizar que el trazador se acople al movimiento general del fluido. Adicionalmente el pozo o los pozos de inyección del trazador serían los mismos pozos que los seleccionados para este fin en el proyecto de recuperación del Campo.

Esto da idea de la diversidad de objetivos y versatilidad de una prueba de trazadores. La prueba se diseña a la medida de los requerimientos de los ingenieros de yacimiento, y sujeto a las condiciones de operación y administración de los mismos.

IV.2.2 Recopilación de la información del Campo

Ahora, ya que se tiene claro el o los objetivos de la prueba, es necesario recopilar, analizar y validar la información necesaria de campo. Cabe mencionar que el tipo y el detalle de la información específica requerida dependen de los objetivos de la prueba obtenidos ya con anterioridad, es por tal motivo, que la primera etapa de esta metodología requiere de mayor atención, ya que si no se conocen bien los objetivos de la prueba puede no contarse con información necesaria para la realización de la misma, y de no tenerse, se repercute en varios aspectos, donde el tiempo y los costos son los más relevantes.

A continuación se presenta la información necesaria para el diseño de una prueba de trazadores radioactivos; donde dicha información es la que se conoce en este estudio como *información general del Campo*. Básicamente la información indispensable es la siguiente:

- Estructura geológica del Campo, es decir: planos transversales a escala de Campo, incluyendo la configuración estructural de cimas, secciones estructurales transversales o cimas, diagramas descendentes del Campo.
- Características del yacimiento (litología, tipo de roca, formación productora, área, espesor, etc.).
- Propiedades PVT del o los fluidos de interés.
- Registros geofísicos de pozos.
- Estado mecánico de pozos, intervalos medios de disparo y las profundidades de los pozos.
- Funcionalidad de pozos.
- Gastos de producción e inyección de fluidos (historial).
- Presión y temperaturas del yacimiento y los parámetros del fluido.
- Gasto de inyección programado para el estudio.

Asimismo, también se requiere el modelo numérico del yacimiento, mismo con el que se cuenta actualmente en la mayoría de los yacimientos. La modelación numérica del Campo es requerida para la etapa 6 de esta metodología de diseño, la cual se estudiará más adelante.

No está de más el mencionar que existen Campos petroleros muy estudiados y por tanto muy documentados, con un archivo que contiene mucha información de gran utilidad, pero desgraciadamente también existen Campos en los cuales la información con la que se cuenta es sólo parcial, y es en este caso en donde se recurre a la literatura o a la información que se tenga de Campos parecidos al Campo que tenemos en observación, para poder realizar correlaciones y eso nos permita avanzar con el diseño de nuestra prueba.

IV.2.3 Análisis, procesamiento e integración de la información de campo

Una vez que se ha recopilado la información (de preferencia todos los aspectos que se puntualizaron en el tema anterior); se inicia el análisis y el procesamiento de la misma conforme lo requieran los objetivos de la prueba y sujeto a las restricciones propias de operación del Campo, lo cual, representa a la tercera etapa de la metodología presentada en este trabajo.

Es en esta parte donde se obtienen aspectos de la prueba, de los pozos en estudio, etc., tales como los que se muestran a continuación:

- Zona de estudio de la prueba
- Número de pozos involucrados
- Pozo idóneo para la inyección de trazador
- Fecha tentativa de inicio de la prueba

También, en esta etapa, se determinan aspectos como: tipo y características del trazador o de los trazadores que se utilizarán en la prueba y se analizan los posibles escenarios de la logística de inyección y muestreo de pozos.

IV.2.3.1 Selección del Trazador

Para seleccionar la mejor opción del o de los trazadores a emplear, es necesario conocer aspectos como: tipo de roca, tipo de porosidad, tipo de formación productora, tipo de yacimiento, etc., en donde algunos de estos datos se pueden obtener directamente de la información del Campo, pero, existen otros parámetros que son obtenidos de cálculos que emplean la información anterior como herramienta.

Es por esto que después de contar con la información necesaria, en este caso de acuerdo a los planos del Campo obtenidos, es necesario analizarlos y de ahí obtener los parámetros que se muestren a continuación:

1. Profundidad del contacto agua-aceite
2. Profundidad del contacto aceite-gas
3. Espesor total del yacimiento
4. Coordenadas de los pozos involucrados en el estudio
5. Distancias entre todos los pozos

Para el estudio del área, se considera un círculo que abarque a todos los pozos productores, conocido como *radio de investigación* al cual se le calcula el volumen de hidrocarburos del yacimiento. Ahora, con respecto a la información general del yacimiento con la que se cuenta, después de su procesamiento y su análisis, se debe obtener información como la que se enumera en la lista siguiente:

1. Porosidad promedio (Φ), en %
2. Saturación de aceite (S_o), en %
3. Saturación de agua (S_w), en %

4. Saturación de gas (S_g), en %
5. Permeabilidad promedio (k) en md
6. Presión actual en el bloque (P), en kg/cm^2
7. Temperatura del bloque (T), en $^{\circ}\text{C}$

Finalmente, con los datos PVT y con los parámetros que se han ido obteniendo con el análisis y el procesamiento de la información se obtienen:

1. Presión de Saturación (P_s), en kg/cm^2
2. Presión de rocío, para yacimientos de gas y condensado, en kg/cm^2
3. Densidad del aceite (ρ_o), en $^{\circ}\text{API}$
4. Viscosidad del aceite (μ_o), en cp
5. Relación de solubilidad (R_s), en $(\text{ft}^3_{\text{gd}}/\text{bl}_o) @ \text{C.S.}$
6. Factores de volumen de aceite, gas, (B_o , B_g) a presión de saturación

IV.2.3.2 Selección de los pozos

De la información del Campo con la que se contó desde el principio, se encuentra el estado mecánico de los pozos, información que nos servirá para determinar el pozo inyector de acuerdo a su ubicación y a las distancias calculadas entre los pozos observados o testigos; una vez seleccionado, se debe de verificar que cuente con un sistema de inyección continua.

Además, con el fin de garantizar las mejores condiciones de operación, así como del personal involucrado en esta, es necesario realizar las siguientes actividades:

1. Realizar una revisión de los aparejos de los pozos mediante los diagramas de estados mecánicos con el fin de determinar la longitud total de la tubería de producción y detectar anomalías (fracturas, rompimiento en la tubería de revestimiento, tubería de producción sellada, zonas de admisión cerradas, etc.) si es que hubieran.

2. Calcular la cantidad necesaria de fluido para desplazamiento adecuando el trazador, considerando el cálculo de volumen de la tubería de producción y del agujero hasta la profundidad del pozo.
3. Realizar los diagramas de los planos señalando las áreas de interés para realizar el estudio.

En caso de no contar con toda la información requerida para el diseño de la prueba será necesario emplear correlaciones, utilizar datos de sistemas roca-fluidos afines, realizar una búsqueda en la literatura, etc., a fin de encontrar los rangos de parámetros que puedan ser aplicables al problema en cuestión. En esta circunstancia se encuentran entre otros el coeficiente de difusión molecular y dispersión mecánica.

IV.2.4 Diseño tradicional y preliminar de la prueba

De acuerdo con la metodología usada como referencia en este trabajo, es en este punto donde se realiza el primer diseño de la prueba, *diseño tradicional*, tomando como base el *Método de Dilución Total* mismo que se explicó en la Sección IV.1.

De él se obtiene la cantidad de trazador mínima requerida, con la cual se determina la cantidad total de trazador a inyectar, de acuerdo al factor de seguridad empleado. Existen diversos criterios para la asignación del factor de seguridad (*Zemel, 1995; Käss, 1988; Somaruga, 2002*), estos criterios esencialmente involucran el límite mínimo de detección del trazador (asociado a las características del método de análisis y al tamaño de la muestra), el volumen efectivo de la zona de barrido y el gasto de producción total de dicha zona.

También se revisa que la cantidad de trazador a inyectar calculada por el método de dilución total no rebase los límites oficiales establecidos por las agencias federales y locales específicas de la materia. En el diseño tradicional no se estiman los tiempos de arribo, ni la respuesta del trazador en los pozos, ni tampoco la duración total de la prueba. Para el monitoreo de los pozos de observación se propone un calendario de

muestreo basado primordialmente en la experiencia, es decir, una frecuencia de muestreo uniforme en el tiempo, y realizada durante un período de tiempo típico para la clase de yacimientos en cuestión. Una variante mejorada del muestreo es hacerlo de forma logarítmica, es decir, tomando un número alto de muestra al inicio y reduciéndolo conforme transcurre el tiempo de la prueba.

El punto de partida del diseño *preliminar* en la metodología de diseño, es el diseño *tradicional* o método de dilución total (Sección IV.1), sin embargo, se le llama preliminar por ser la primera versión del diseño y cuyos datos servirán de base para las etapas posteriores (modelación matemática y simulación numérica). Una vez realizadas estas etapas subsecuentes, el diseño preliminar se retroalimentará y dará lugar a una siguiente versión del diseño de la prueba. A diferencia del diseño tradicional, este diseño preliminar es modificado de acuerdo al análisis de los resultados de las etapas siguientes.

IV.2.5 Modelación Matemática

El siguiente paso en el procedimiento para el diseño de una prueba de trazadores es la aplicación de modelos analíticos o semi-analíticos. Para ello se realizan las siguientes actividades:

- a) Evaluación de la aplicabilidad de los modelos representativos del flujo de trazadores en medios porosos existentes en la literatura para describir la prueba de trazadores bajo las condiciones de inyección, geometría de flujo y características propias del yacimiento.
- b) Selección y aplicación de los modelos que mejor describan la prueba a realizar.
- c) Análisis de los resultados obtenidos de cada modelo utilizado y su consistencia con las condiciones físicas de inyección y características del yacimiento. Comparación e integración de los resultados obtenidos con los diversos modelos analíticos y semi-analíticos empleados.

De esta etapa se obtienen gráficas de concentración del trazador en función del tiempo por pozo (llamadas curvas de *respuesta* o curvas de *surgencia*), se estiman los tiempos de arribo, de tránsito y del pico de la concentración; con esto se calculan las velocidades máxima, media y dominante del trazador (Käss, 1988). Con base en las predicciones de los modelos se obtiene la duración total de la prueba y a partir de estos resultados se obtiene un programa de muestreo fundamentado técnicamente.

La información requerida para aplicar los modelos matemáticos (velocidad del fluido, coeficiente de dispersión, etc.) es obtenida de la información de campo, analizada en la etapa 3 de esta metodología, y la que no estuviera disponible se obtiene de una búsqueda de la literatura.

Los valores de concentración en los pozos de observación de esta predicción del comportamiento del trazador se compararán con el valor global de concentración de trazador estimado en el diseño preliminar, con lo que se tendrá una primera retroalimentación.

IV.2.6 Simulación numérica

Hoy en día la mayoría de los yacimientos petroleros son estudiados de forma sistemática utilizando todas las herramientas existentes a la fecha, entre ellas, la simulación numérica de yacimientos.

Actualmente, sin embargo, el uso de esta herramienta no ha sido aprovechado para el diseño de pruebas de trazadores. Una parte importante en el procedimiento es justamente el empleo de la simulación numérica del yacimiento para predecir el comportamiento del trazador. El simulador a utilizar dependerá de la plataforma empleada por el Ingeniero de Yacimientos para modelar numéricamente el yacimiento.

Entre los simuladores comerciales que incluyen el transporte de trazadores se encuentra *Eclipse de GeoQuest - Schlumberger (Eclipse 2001A)*, que actualmente es uno de los

simuladores empleados por PEMEX en la modelación numérica de yacimientos. La importancia de utilizar el modelo numérico del yacimiento reside en integrar los mecanismos de transporte del trazador al conjunto de las condiciones particulares bajo las cuales ocurre el flujo de fluidos en el Campo de estudio, esto comprende: modelo geológico, propiedades PVT, estado mecánico de los pozos, producción por pozo, inyecciones de fluido, etc.

De la simulación se obtendrá la curva de surgencia de trazador por pozo, así como la producción de trazador por pozo y producción total del Campo; también se obtiene la producción de trazador acumulada. Estos resultados son importantes para verificar que los niveles de trazador a detectar están dentro de la sensibilidad de los métodos y equipos de detección considerados en el diseño preliminar.

La retroalimentación de la simulación numérica al diseño preliminar y a la modelación matemática es esencialmente en los siguientes aspectos:

1. Los valores de concentración reportados por el simulador son adimensionales C/C_0 , donde C es la concentración del trazador (en masa o en actividad radioactiva por volumen) y C_0 la concentración de inicio (definida ésta como la masa o actividad del trazador total inyectado en el volumen definido por el tamaño de la celda del simulador). Con el valor de la concentración de inyección se determina la concentración real en los pozos de observación. De los rangos de valores de estas concentraciones obtenidas por pozo y por Campo, y de la actividad mínima detectable del equipo, se modifica o ratifica la cantidad de trazador mínima a inyectar.
2. De acuerdo a las direcciones preferenciales de flujo, obtenidas de la información con la que se alimentó el modelo numérico del Campo, y teniendo en cuenta las condiciones de operación del mismo, se obtienen los pozos susceptibles de producir trazador, mismos en los que las predicciones de la prueba reportaron presencia de trazador. Con esto se amplía el diseño preliminar de la prueba,

incluyendo como observadores todos los pozos que reporten producción del trazador.

3. Otro aspecto importante en el que la simulación numérica contribuye al diseño preliminar de la prueba de trazadores es respecto al tiempo de duración de la prueba, así como al rediseño del programa de muestreo. De las curvas de respuesta de trazador por pozo, se determinan los tiempos de arribo, medio y final de la prueba (este último cuando ya no se detecta el trazador inyectado en el pozo de observación o ya no es necesario continuar el muestreo). Con estas curvas se estima el tiempo de duración de la prueba y el programa de muestreo por pozo, teniendo como base los valores de los tiempos antes mencionados. Con esta información se rediseña el programa de muestreo obtenido de la modelación matemática.

IV.2.7 Diseño final de la prueba

Una vez terminadas las etapas descritas previamente se analizan los resultados de las predicciones obtenidas con la simulación numérica. Entre otras cosas, se determina: la cantidad de trazador a inyectar, los pozos de observación, los tiempos de arribo, la duración total del monitoreo de los pozos, el cronograma de muestreo por pozo, y se reportan los diferentes escenarios de los posibles comportamientos de los trazadores en el medio poroso.

Cabe hacer notar, que no se espera una concordancia más o menos precisa entre los resultados obtenidos con la modelación matemática y con la simulación numérica, sin embargo, la integración de ambas predicciones conducirá a una “mejor información” base para el diseño de la prueba. La aparente discordancia entre ambas herramientas podría deberse a que el comportamiento “ideal” obtenido de la modelación matemática no considera un conjunto de factores que tienen una fuerte influencia en la trayectoria del trazador en el medio poroso, tales como barreras físicas, zonas de fallas, presencia de

varias capas de conducción de fluidos, heterogeneidades en el yacimiento, producción de los pozos, etc.

En resumen, el diseño final requiere de la integración de información de diversas fuentes, por lo que es importante conocer las limitaciones y bondades de los modelos analíticos y del modelo numérico del yacimiento, y conocer, la información del yacimiento sobre la cual se plantea cada uno de ellos. De esta forma se asignará mayor o menor peso a los resultados de cada parte. Con todo lo anterior se obtendrá un diseño completo, y sobre todo, con alta solidez técnica.

CAPÍTULO V**APLICACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA**

En este capítulo se presenta una aplicación de la Nueva Metodología de Diseño de Pruebas de Trazadores en Yacimientos Petroleros. Esta aplicación corresponde a un proyecto realizado en el Instituto Mexicano del Petróleo, IMP, por el personal de Tecnología de Trazadores adscrito al Programa de Investigación de Yacimientos Naturalmente Fracturados, para un Activo de la Región Marina de PEMEX. Este proyecto se desarrolló en dos etapas principales:

1. Diseño e inyección del trazador
2. Análisis e interpretación de resultados

Para fines de este capítulo, sólo se hace referencia a la primera etapa del proyecto, es decir al *diseño de la prueba*, ya que para un estudio de radiotrazado se cuenta con otras dos etapas, que son la *operación* y la *interpretación*; sin embargo, cabe mencionar, que este ha sido el primer proyecto de este tipo; el cual, como se mencionó anteriormente, fue realizado por el IMP.

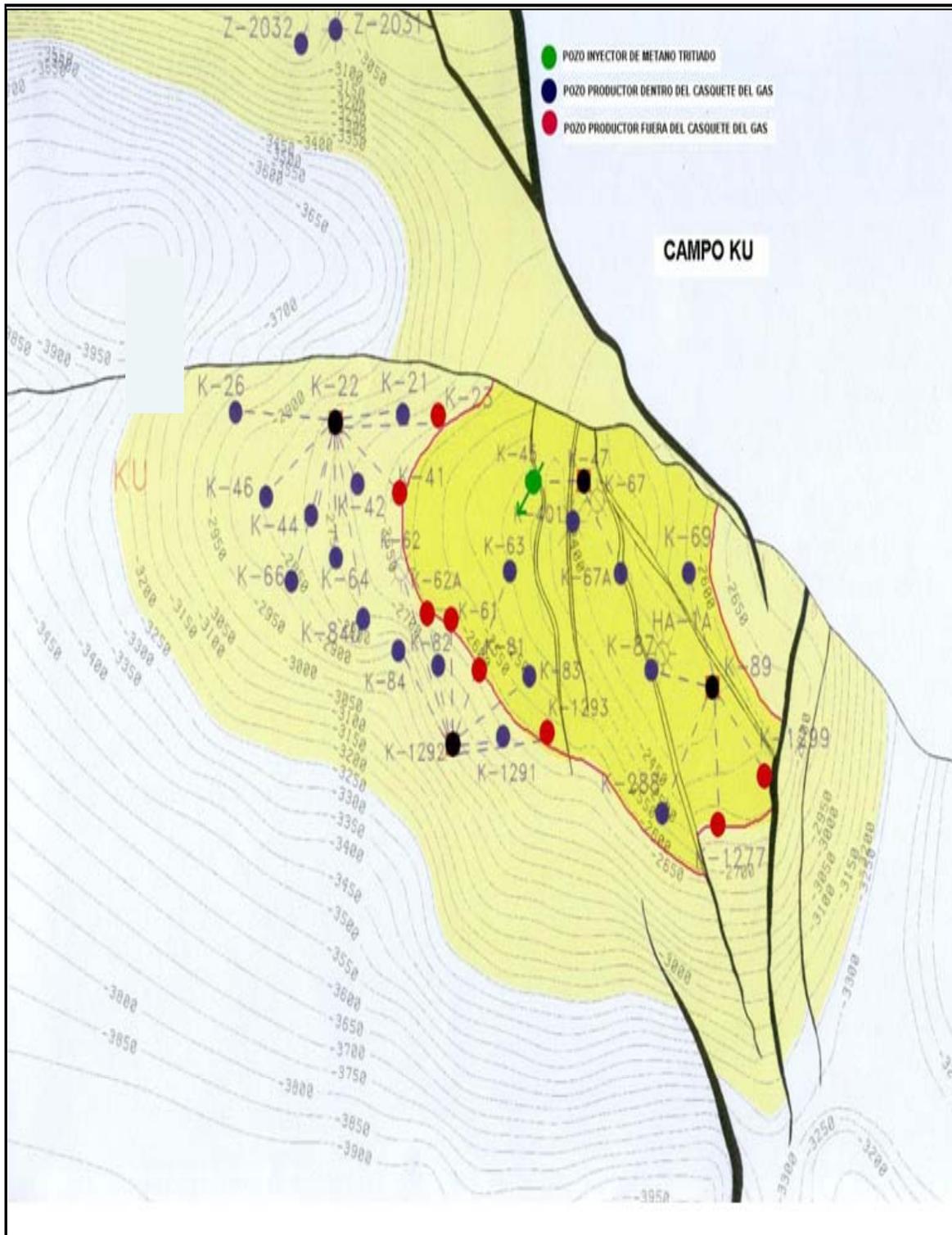


Figura V.1 Distribución de pozos del Campo

A continuación se presenta un breve resumen del estudio de radiotrazado aplicado en uno de los Campos de la Zona Marina.

Como parte de los estudios necesarios, previos a un proyecto de inyección que se tiene programado en un Complejo de la Zona Marina, se realizó un estudio de radiotrazado, cuyo objetivo fue inyectar un trazador en uno de los pozos contemplados como pozo inyector.

Las condiciones planteadas para la prueba fueron las siguientes:

- Inyectar un trazador radioactivo en el pozo propuesto como inyector de N₂.
- Desplazar el trazador con el volumen de nitrógeno necesario para conducir el trazador dentro de la formación y después cerrarlo.

Respecto al diseño de la prueba de trazadores en el Campo se puede resumir la metodología aplicada en las siguientes actividades:

1. Elaboración del diseño preliminar, basado en el Método de Dilución Total.
2. Selección del trazador con base en las características del trazador ideal para este tipo de pruebas.
3. Selección de los pozos observadores con base en el análisis de la información general del Campo. (distancias, profundidades, condiciones mecánicas y producciones de los pozos).
4. Aplicación de modelos matemáticos para describir un comportamiento ideal del trazador y estimar los tiempos de irrupción con base en las curvas obtenidas por los modelos y en los tiempos calculados por la constante de difusividad; se diseña el programa de muestreo.
5. Análisis de los resultados obtenidos con la simulación numérica de la prueba.

V.1 DEFINICIÓN DE LOS OBJETIVOS ESPECÍFICOS DE LA PRUEBA

El objetivo de este estudio es inferir rutas preferenciales de flujo, ausencia o presencia de barreras de flujo y/o posibles canalizaciones en el área de estudio, con la finalidad de contar con la información suficiente del yacimiento para poder predecir, en lo posible, el movimiento del fluido de inyección, en el caso que se tuviera inyección continua de Nitrógeno en esta misma zona; de tal forma que la información obtenida de este estudio sirva para apoyar, afinar o tomar medidas correctivas respecto al proceso de recuperación mejorada que se implementará en este Campo.

V.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE CAMPO

El área del Campo es de 40.7 km²; su formación productora, Brecha del Terciario Paleoceno, está constituida de roca tipo de secuencias de lutitas y dolomías, porosidad promedio de 7.1 %, saturación de aceite de 85% y presentando en la cima un contacto gas/aceite a 2625 mVbnm y contacto agua/aceite a 3050 mVbnm.

La producción diaria de aceite durante la prueba fue de 40,902 bpd y del gas en 23.094 MMft³D para los pozos productores involucrados en el estudio (información hasta mayo/2002).

Para el diseño de la prueba se consideraron todos los pozos en operación con un radio de investigación de hasta 3360 m, que con la estimación aproximada del volumen de hidrocarburos en el yacimiento y con los datos de producción en cada uno de los pozos productores se evaluaron las cantidades totales del trazador Metano tritiado para el pozo propuesto como inyector, como se detalla más adelante.

V.3 ANÁLISIS, PROCESAMIENTO E INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE CAMPO

Con la evaluación de la información recopilada del Campo y con la obtención de parámetros del análisis PVT utilizados en las Correlaciones de *Standing, 1947; Vázquez, 1980* y *Lasater, 1958* se obtuvo la información que se detallará a continuación.

V.3.1 Datos y características del Campo

En la Tabla V.1, mostrada a continuación, se presentan las características del Campo.

Tabla V.1 Datos del yacimiento del Campo

| DATOS | VALOR |
|---|--|
| Formación productora | Brecha del Terciario Paleoceno |
| Litología | Brecha calcárea dolomitizada |
| Tipo de roca | Secuencia de lutitas y dolomías |
| Tipo de yacimiento | Bajosaturado |
| Área, A | 40.7 km ² |
| Profundidad (plano de referencia) | 3120 m |
| Espesor del yacimiento, h | 375 m |
| Espesor del yacimiento (área de interés), h | 298.8 m |
| Tipo de Porosidad | Vugular, en fracturas y primaria (intercristalina) |
| Porosidad promedio del Campo, ϕ | 21.1 % CAL, 7.1 % BP, 5 % JSK |
| Permeabilidad promedio, k | 2000 md para la brecha |
| Presión original del yacimiento, P_y | 317 kg/cm ² |
| Presión inicial | 294 kg/cm ² |
| Presión actual | 162 kg/cm ² |
| Presión de saturación, P_s | 139 kg/cm ² |
| Temperatura original del yacimiento, T_y | 131 °C |
| Temperatura del Bloque | 123 °C |
| Contacto agua-aceite actual | 3050 m |
| Contacto gas-aceite actual | 2625 m |
| Volumen de aceite | 3733.3 MMbl |
| Volumen de gas | 1997.3 MMMft ³ |
| Fracción promedio de agua | 0% |
| Tipo de aceite | Maya |
| Densidad del aceite, ρ_o | 21.6 °API |
| Viscosidad, μ_o | 3.77 cp |
| Saturación de agua, S_w | 15 % para la brecha |
| Saturación residual de aceite, S_{or} | 30 - 35 % para la brecha |

| DATOS | VALOR |
|---|---------------------------------|
| Saturación de gas, S_g | 50 - 55% para la brecha |
| Relación gas aceite, RGA | 68.77 (m^3_g/m^3_o) @ C.S. |
| Relación de solubilidad inicial, R_s Bloque | 602 (ft^3_{gd}/bl_o) @ C.S. |
| Factor de volumen de aceite inicial, $B_o @ P_b$ | 1.307 m^3_{o+gd} / m^3_o |
| Factor de volumen de gas Inicial, $B_g @ P_b$ | 0.01225 m^3_g / m^3_g |
| Factor de recuperación de aceite | 63.80 % |
| Factor de recuperación de gas | 69.40 % |

V.3.2 Análisis de propiedades PVT

En la Tabla V.2 (dividida en dos partes) se presentan las propiedades PVT de los fluidos representativos de los pozos en estudio 42, 45, 47 y 407.

Tabla V.2 Propiedades PVT de los fluidos representativos de los Pozos 42, 45, 47 y 407

| DATO | 42 | 45 | 47 | 407 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Fecha | OCT/2000 | SEP/1997 | OCT/1981 | NOV/2000 |
| Formación | BPKS | BPKS | BPKS | BPKS |
| Profundidad (m) | 3028 | 2900 | 2644 | 2850 |
| Intervalos (mD) | 3048- 3085 | 2900- 2930 | 2788- 2935 | 3000- 3050 |
| Temperatura del yacimiento, T_y (°C) | 122.5 | 123 | 116 | 122.6 |
| Presión del yacimiento, P_y (kg/cm^2) | 147.6 | 149.7 | 287 | 157.6 |
| Presión de saturación, P_s , (kg/cm^2) @ T_y | 152 | 139 | 186.6 | 154.7 |
| Compresibilidad del aceite, $C_o \times 10^{-4}$ (kg/cm^2) ⁻¹ | 1.321 | 1.349 | 1.216 | 1.143 |
| Viscosidad del gas, μ_g @ P_s , T_y (cp) | 0.0169 | 0.0168 | 0.0195 | 0.0170 |
| Viscosidad del aceite, μ_o @ P_s , T_y (cp) | 2.97 | 3.77 | 1.78 | 2.53 |
| Viscosidad del aceite, μ_o @ P_a , T_y (cp) | 9.86 | 14 | 7.08 | 12.99 |
| Factor de volumen del aceite, B_o @ P_s , T_y | 1.302 | 1.307 | 1.400 | 1.218 |

| DATO | 42 | 45 | 47 | 407 |
|--|-----------|-----------|-----------|------------|
| (m^3_{o+gd}/m^3_o) | | | | |
| Factor de volumen del gas, $B_g @ P_s, T_y (m^3_g/m^3_g)$ | 0.00802 | 0.01225 | 0.0088 | 0.0070 |
| Relación de solubilidad, R_s $@ P_s (m^3_{gd}/m^3_o)$ | 85.11 | 68.80 | 107.20 | 56.38 |
| Densidad del aceite, ρ_o (°API) | 21 | 18.4 | 21.6 | 13.2 |
| Densidad del aceite, @ P_s (g/cm^3) | 0.828 | 0.806 | 0.759 | 0.846 |
| Densidad del gas, $\rho_g @ C.Y.$ (g/cm^3) | 0.0939 | 0.0875 | 0.0972 | 0.0860 |
| CH ₃ (%mol) Fluido | 26.82 | 23.63 | 32.44 | 59.07 |
| N ₂ (%mol) Fluido | 0.354 | 0.249 | 0.370 | 1.596 |
| CO ₂ (%mol) Fluido | 2.30 | 0.52 | 2.68 | 5.68 |
| H ₂ S (%mol) Fluido | 1.55 | 0.39 | 1.41 | 2.78 |
| CH ₃ (%mol) Gas | 72.11 | 86.93 | 60.87 | 72.91 |
| N ₂ (%mol) Gas | 1.31 | 0.33 | 0.70 | 2.89 |
| CO ₂ (%mol) Gas | 4.48 | 0.60 | 4.59 | 4.80 |
| H ₂ S (%mol) Gas | 1.36 | 0.45 | 2.07 | 0.78 |
| Presión pseudocrítica, P_{pc} (psia) Gas | 682.03 | 664.52 | ----- | 692.08 |
| Temperatura pseudocrítica, T_{pc} (°R) Gas | 417.2 | 393.45 | ----- | 458.29 |
| Factor de compresibilidad del gas, Z (adim) | 0.8931 | 0.9059 | 0.8610 | 0.9949 |

V.3.3 Datos de presiones y temperaturas de fondo del Campo

En la Tabla V.3, se presentan los valores de los parámetros de presión y de temperatura de fondo del Campo:

Tabla V.3 Presiones y temperaturas de fondo del Campo

| POZO | FECHA | PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO | PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO | TEMPERATURA DE SUPERFICIE | TEMPERATURA DE FONDO |
|-----------------|----------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------|
| | | P_{wf} (kg/cm ²) | P_{wf} (psi) | T_{sup} (°C) | T_{fondo} (°C) |
| 45 | 1/10/96 | 149 | 2112 | 32 | 123 |
| 47 | 12/07/96 | 160 | 2272 | 29 | 121 |
| 63 | 01/12/96 | 159 | 2264 | 28 | 121 |
| 67 A | 21/04/97 | 148 | 2099 | 54.8 | 123 |
| 69 | 04/04/97 | 161 | 2285 | 25 | 120 |
| 83 | 11/12/96 | 162 | 2304 | 24 | 119 |
| 87 | 14/08/96 | 157 | 2233 | 22 | 121 |
| 89 | 11/08/96 | 154 | 2194 | 24 | 118 |
| 288 | 13/08/96 | 152 | 2164 | 24 | 118 |
| PROMEDIO | | 155.77 | 2214.11 | 29.2 | 120.44 |
| 21 | 17/10/91 | 180 | 2552 | ----- | ----- |
| 22 | 05/05/97 | 161 | 2292 | 29.6 | 119 |
| 23 | 19/07/94 | 170 | 2419 | ----- | ----- |
| 41 | 06/05/97 | 161 | 2285 | 32.2 | 119 |
| 42 | 21/10/91 | 187 | 2655 | ----- | ----- |
| 61 | 31/07/96 | 147 | 2092 | 30 | 121 |
| 62 A | 26/07/97 | 155 | 2206 | 35 | 127 |
| 81 | 05/12/96 | 155 | 2207 | 28 | 121 |
| 1277 | 20/01/98 | 151 | 2144 | 22 | 121 |
| 1293 | 01/09/96 | 148 | 2105 | 23 | ----- |
| 1299 | 16/08/96 | 150 | 2136 | 24 | 121 |
| PROMEDIO | | 160.454 | 2281.18 | 27.975 | 121.28 |

Finalmente, en la Tabla V.4 se presentan los valores iniciales y actuales de Presión y Temperatura, en dos unidades diferentes para cada uno de ellos:

Tabla V.4 Valores iniciales y actuales de presión del Campo

| PARÁMETRO | VALOR INICIAL | VALOR ACTUAL | VALOR INICIAL | VALOR ACTUAL |
|----------------------------|--------------------------|--------------|---------------|--------------|
| Presión del Yacimiento | <i>kg/cm²</i> | | <i>psi</i> | |
| | 294 | 162 | 4182.37 | 2304.57 |
| Temperatura del Yacimiento | <i>°C</i> | | <i>°F</i> | |
| | 131 | 123 | 267.8 | 253.4 |

V.3.4 Intervalos de disparos y profundidades totales de los pozos

En la Tabla V.5, mostrada en la siguiente página se presentan características de los intervalos de disparos, así como de las profundidades totales de los pozos involucrados en este estudio de radiotrazado del Campo:

Tabla V.5 Intervalos de disparos del Campo

| POZO | INT. (mD) | PROFUNDIDAD TOTAL (mD) | PROFUNDIDAD TP Y TR I.D. | BRECHA |
|-------------|------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|---------------|
| 69 | 3130-3160 | 3195 | 2823.5 m , 7" | BPKS |
| 87 | 3055-3090 | 3140 | 2619.75 m , 5" | BPKS |
| 89 | 2810-2850 | 3200 | 2526.61 m , 7" | BPKS |
| 288 | 3275-3315 | 3391 | 2874.18 m , 7" | BPKS |
| 45 | 2865-2880 2900-2930 | 2950 | 1595.21 m, 4 ^{1/2} " | BPKS |
| 47 | 2785-2935 | 2935 | 1894.14 m, 7" | BPKS |
| 67A | 2940-2960 3100-3125 | 3180 | 1673.72 m, 4 ^{1/2} " | BPKS |
| 401 | 3570-3580 3675-3695 | 3750 | 2101.26 m, 5" | JSK |
| 63 | 3810-3840 | 3857 | 1796.67 m, 4 ^{1/2} " | BPKS |
| 83 | 3360-3385 | 3455 | 1702.10 m, 7" | BPKS |

V.3.5 Nivel medio de intervalo de disparos y distancias

En la Tabla V.6 mostrada a continuación se presenta el nivel medio de intervalo de disparo junto con las distancias al pozo inyector:

Tabla V.6 Nivel medio de intervalo de disparos y distancias del Campo

| POZO | INTERVALOS (mD) | INTERVALOS (mV) | DISTANCIA (m) | BRECHA |
|-------------|----------------------------|----------------------------|--------------------------|---------------|
| 69 | 3145 | 2840 | 2365 | BPKS |
| 87 | 3073 | 2840 | 2319 | BPKS |
| 89 | 2830 | 2793 | 3110 | BPKS |
| 288 | 3295 | 2803 | 3359 | BPKS |
| 1277 | 3225 | 2836 | 3867 | BPKS |
| 1299 | 3150 | 2769 | 4153 | BPKS |
| 45 | 2898 | 2695 | INYECTOR | BPKS |
| 47 | 2860 | 2843 | 715 | BPKS |
| 67 A | 2950 | 2738 | 1516 | BPKS |
| 401 | 3633 | 3512 | 629 | JSK |
| 61 | 3200 | 2866 | 1609 | BPKS |
| 62 A | 3303 | 2887 | 1811 | BPKS |
| 81 | 2975 | 2803 | 1770 | BPKS |
| 63 | 3825 | 2857 | 818 | BPKS |
| 83 | 3373 | 2875 | 1705 | BPKS |
| 1293 | 3198 | 2692 | 2141 | BPKS |
| 21 | 3075 | 2832 | 1805 | BPKS |
| 23 | 3498 | 2883 | 1401 | BPKS |
| 41 | 3353 | 2908 | 1865 | BPKS |
| 42 | 3067 | 2949 | 2235 | BPKS |

V.3.6 Historial de producción de aceite por pozo del Campo

En la Tabla V.7 que se muestra en la siguiente página se pueden observar los datos de la producción promedio de aceite de cada pozo, considerando el período de Enero a Mayo del 2002, en donde la producción diaria total de aceite de todos los pozos en estudio mostrados en las tres tablas anteriores fue de 590769 bpd.

Tabla V.7 Historial de producción de aceite del Campo

| POZO | MENSUAL (bls) | ACUMULADA (MMbl) | DIARIA (bpd) |
|-------------|--------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| 45 | 0.6 | 31.484 | 0 |
| 47 | 311352.2 | 102.3828 | 10322.4 |
| 63 | 156670 | 39.4996 | 5182.2 |
| 67 A | 268166.8 | 74.8406 | 8498.8 |
| 69 | 181396.4 | 6.22 | 6011.2 |
| 83 | 155303 | 47.1898 | 5140 |
| 87 | 125798.8 | 71.2588 | 4182 |
| 89 | 178651.4 | 78.5418 | 5921.2 |
| 288 | 175854.6 | 5.9516 | 5829.6 |
| 21 | 181092 | 88.066 | 5842 |
| 22 | 236877 | 103.032 | 7641 |
| 23 | 244357 | 51.131 | 7882 |
| 41 | 130957 | 55.786 | 4224 |
| 42 | 229307 | 63.691 | 7397 |
| 61 | 168504 | 36.903 | 5436 |
| 62 A | 151768 | 27.097 | 4896 |
| 81 | 162888 | 42.363 | 5254 |
| 1277 | 162449.6 | 4.5018 | 5388.4 |
| 1293 | 166488.6 | 21.3912 | 5516.8 |
| 1299 | 157835.4 | 6.9516 | 5238 |

V.3.7 Historial de producción de agua por pozo del Campo

Con respecto a la producción de agua, ninguno de los pozos en estudio reportó producción durante el período que abarca de Enero a Mayo del 2002, por lo que la producción diaria total de agua de todos los pozos en estudio fue de 0 bpd.

V.3.8 Historial de producción de gas por pozo del Campo

En la página siguiente se presenta la Tabla V.8 con los datos de la producción promedio de cada pozo, considerando el período de Enero a Mayo del 2002:

Tabla V.8 Historial de producción de gas del Campo

| POZO | ACUMULADA (MMft³) | DIARIO (MMft³/día) | INYECCIÓN (MMft³/día) | RGA (m³_g/m³_o) @ C.S. |
|-------------|---|--|---|---|
| 45 | 24.781 | 1.028 | 0 | ----- |
| 47 | 52.658 | 5.1426 | 1.132 | 89 |
| 63 | 21.579 | 2.659 | 1.1572 | 91.6 |
| 67 A | 36.7242 | 4.6812 | 1.066 | 94.2 |
| 69 | 3.4424 | 3.0906 | 1.535 | 91.8 |
| 83 | 27.0914 | 2.6268 | 1.0288 | 91.2 |
| 87 | 35.384 | 2.0684 | 1.4608 | 90.4 |
| 89 | 39.4194 | 3.0084 | 1.5366 | 90.2 |
| 288 | 3.2924 | 3.0012 | 1.5042 | 92 |
| 21 | 46.1744 | 3.1576 | 0.4854 | 90 |
| 22 | 56.4228 | 4.7952 | 1.1552 | 90.8 |
| 23 | 29.2222 | 3.9494 | 1.1066 | 91.4 |
| 41 | 29.332 | 1.9346 | 0.879 | 91.6 |
| 42 | 35.641 | 5.0006 | 1.0322 | 91.4 |
| 61 | 21.18 | 2.007 | 1.1828 | 91.4 |
| 62 A | 14.8666 | 2.5146 | 1.0254 | 91.6 |
| 81 | 24.2524 | 2.6876 | 1.1838 | 91.8 |
| 1277 | 2.4748 | 2.7904 | 1.4128 | 92.8 |
| 1293 | 12.4416 | 2.824 | 1.0138 | 91.6 |
| 1299 | 3.8734 | 2.6264 | 0.911 | 89.2 |

Por lo que la producción diaria total de gas de todos los pozos en estudio mostrados en las tres tablas anteriores fue de 307.968 MMft³D.

V.3.9 Distancias entre los pozos productores y el pozo inyector

Para la determinación de las distancias entre los pozos productores y el pozo inyector se emplean los mapas de la zona perforada y por medio de un factor de escalamiento se obtienen las coordenadas de los pozos productores al pozo inyector.

Se calcularon las distancias entre pozos productores y posibles inyectores, en la Tabla V.9 se presentan las distancias entre pozos productores y el pozo inyector definitivo.

Pozo 45

Tabla V.9 Distancias entre el Pozo Inyector 45 y los pozos recolectores. Coordenadas del Campo

| POZO | COORDENADAS (m) | | DISTANCIA (m) |
|-------------------|----------------------------------|-------------------------------|-----------------|
| | X | Y | |
| 45 | 587775 | 2157870 | INYECTOR |
| 401 | 588310 | 2157540 | 629 |
| 47 | 588490 | 2157885 | 715 |
| 63 | 587485 | 2157105 | 818 |
| 23 | 586470 | 2158380 | 1401 |
| 67 A | 589050 | 2157050 | 1516 |
| 61 | 586660 | 2156710 | 1609 |
| 83 | 587805 | 2156165 | 1705 |
| 81 | 587050 | 2156255 | 1770 |
| 21 | 586049 | 2158399 | 1805 |
| 62 A | 586310 | 2156805 | 1811 |
| 41 | 585910 | 2157880 | 1865 |
| 1293 | 587990 | 2155740 | 2141 |
| 42 | 585553 | 2157633 | 2235 |
| 87 | 589415 | 2156230 | 2319 |
| 69 | 589990 | 2157040 | 2365 |
| 89 | 590315 | 2156075 | 3110 |
| 288 | 589630 | 2155070 | 3359 |
| 1277 | 590355 | 2154990 | 3867 |
| 1299 | 591080 | 2155355 | 4153 |
| POZO VERDE | INYECTOR | DISTANCIA PROMEDIO (m) | 2063 |
| POZO NEGRO | TESTIGO | DISTANCIA MÍNIMA (m) | 629 |
| POZO ROJO | FUERA DEL CASQUETE DE GAS | DISTANCIA MÁXIMA (m) | 3359 |

V.3.10 Obtención de parámetros a partir de Correlaciones

El primer problema que surge con relación a la determinación de las propiedades de los fluidos, es la carencia de análisis PVT apropiados de laboratorio. El análisis con que se cuenta generalmente es una separación diferencial, realizada a la temperatura de yacimiento, bajo condiciones de equilibrio; sin embargo, al pasar los fluidos a través de la tubería de producción y fluir por la línea de descarga, su temperatura disminuye y el gas liberado no es el que correspondería a condiciones de equilibrio, lo que acarrea un cierto error. Para conocer las propiedades de los fluidos a diferentes presiones y temperaturas, se utilizan generalmente correlaciones cuando se trata de aceites negros, o bien análisis composicionales cuando se trata de aceites volátiles y condensados.

A continuación se presentan: la Tabla V.10 y la Tabla V.11, con los datos del Campo necesarios para poder realizar los cálculos correspondientes a cada una de las correlaciones y los parámetros obtenidos a partir de ellas, respectivamente, ambas del estado inicial. Cabe mencionar que las correlaciones empleadas fueron las de aceite bajosaturado.

Estado inicial

Tabla V.10 Propiedades del Campo empleadas en correlaciones (Inicial)

| DATOS YACIMIENTO | VALOR | EQUIVALENTE |
|--|--|--|
| Número de pozos | 7 | ----- |
| Tipo de yacimiento | Bajosaturado | ----- |
| Densidad relativa gas, γ_g | 0.731 | ----- |
| Fracción molar del CO ₂ , YCO ₂ | 0.60 | 0.0060 fracción |
| Fracción molar del H ₂ S, YH ₂ S | 0.45 | 0.0045 fracción |
| Densidad del aceite ρ_o | 18.35 °API | ----- |
| Rel. Gas-aceite instantánea, R | 68.8 (m ³ _g /m ³ _o)@C.S. | 386 (ft ³ _g /bl _o)@C.S. |
| Presión de separación, P _s | 100 kg/cm ² | 1422 psia |
| Temperatura de sep., T _s | 100 °C | 212 °F |
| Relación de solubilidad, R _s | 68.8 (m ³ _{gd} /m ³ _o)@C.S. | 386 (ft ³ _{gd} /bl _o)@C.S. |
| Presión de burbujeo, P _b | 152 kg/cm ² | 2161 psia |
| Temperatura de burbujeo, T _b | 123(°C) | 253 °F |
| Presión del yacimiento, P _y | 294 kg/cm ² | 4181 psia |
| Temperatura del yac., T _y | 131(°C) | 268°F |
| Densidad aceite (60/60°F) | 0.9443 | ----- |

Tabla V.11 Parámetros del Campo calculados a partir de correlaciones (Inicial)

| VALORES | STANDING | VÁZQUEZ | LASATER | LAB |
|---|-----------------|----------------|----------------|------------|
| Presión de burbujeo, P_b (psia) | 3286 | 2856 | 2895 | 2161 |
| Relación de solubilidad, R_s (ft^3_{gd}/bl_o)@C.S. | 233 | 285 | 412 | 386 |
| Factor de volumen del aceite, B_o (bl_{o+gd} @C.Y./ bl_o @C.S.) | 1.282 | 1.221 | ----- | 1.30 |
| Factor F | 674.7 | ----- | ----- | ----- |
| Densidad relativa del gas, γ_g | ----- | 0.915 | ----- | ----- |
| Factor de P_f | ----- | ----- | 2.966 | ----- |
| Fracción Mol del gas, Y_g | ----- | ----- | 0.583 | ----- |
| Peso molecular del aceite, M_o | ----- | ----- | 453.4 | ----- |
| Y_g ajustado | ----- | ----- | 0.598 | ----- |
| Densidad relativa del gas producido, γ_g | 0.652 | | | |

Con respecto al estado actual, los parámetros del Campo empleados en las correlaciones se muestran en la Tabla V.12 mientras que los parámetros obtenidos a partir de las correlaciones se muestran en la Tabla V.13.

Estado actual

Tabla V.12 Propiedades del Campo empleadas en correlaciones (Actual)

| DATOS YACIMIENTO | VALOR | EQUIVALENTE |
|---------------------------------------|---|---|
| No. de pozos | 8 | ----- |
| Tipo de yacimiento | Bajosaturado | ----- |
| Densidad rel. del gas | 0.731 | ----- |
| Fracción molar de N_2 , Y_{N_2} | 0.24 | 0.0024 fracción |
| Fracción molar de CO_2 , Y_{CO_2} | 0.60 | 0.0060 fracción |
| Fracción molar de H_2S , Y_{H_2S} | 0.45 | 0.0045 fracción |
| Densidad aceite, ρ_o | 21.6 °API | ----- |
| Relación gas aceite instantánea, R | 68.8 (m^3_g/m^3_o)@C.S. | 386 (ft^3_g/bl_o)@C.S. |
| Presión de separación, P_s | 100 kg/cm ² | 1422 psia |
| Temperatura de separación, T_s | 100 °C | 212°F |
| Factor de volumen del aceite, B_o | 1.278 (bl_{o+gd} @C.Y./ bl_o @C.S.) | 1.278 (m^3_{o+gd} @C.Y./ m^3_o @C.S.) |
| Relación de solubilidad, R_s | 68.8 (m^3_{gd}/m^3_o)@C.S. | 386 (ft^3_{gd}/bl_o)@C.S.) |
| Presión de burbujeo, P_b | 152 kg/cm ² | 2161 psia |
| Temperatura de burbujeo, T_b | 123 °C | 253°F |
| Presión del yacimiento, P_y | 162 kg/cm ² | 2304 psia |
| Temperatura del yacimiento, T | 123 °C | 253°F |
| Densidad aceite (60/60°F) | 0.9242 | ----- |

Tabla V.13 Parámetros del Campo calculados a partir de correlaciones (Actual)

| VALORES | STANDING | VÁZQUEZ | LASATER | LAB. |
|--|-----------------|----------------|----------------|-------------|
| Presión de burbujeo, P_b (psia) | 2991 | 2484 | 2768 | 2161 |
| Relación de solubilidad, R_s (ft^3_{gd}/bl_o) @ C.S. | 261 | 332 | 412 | 386 |
| Factor de volumen del aceite, B_o (bl_{o+gd} @ C.Y. / bl_o @ C.S.) | 1.274 | 1.227 | ----- | 1.278 |
| Factor F | 660.2. | ----- | ----- | ----- |
| Densidad relativa del gas, γ_g | ----- | 0.947 | ----- | ----- |
| Factor P_f | ----- | ----- | 2.836 | ----- |
| Fracción Mol, Y_g | ----- | ----- | 0.570 | ----- |
| Peso molecular del aceite, M_o | ----- | ----- | 420.7 | ----- |
| Y_g ajustado | ----- | ----- | 0.586 | ----- |
| Densidad relativa del gas producido, γ_g | 0.652 | | | |

V.3.11 Cálculo del volumen de roca con hidrocarburo (V_{rhc}) y del volumen aceite (N)

Para poder realizar el cálculo del volumen de roca con hidrocarburos y el del volumen de aceite, es necesario contar con cierta información, la cual es necesaria para poder emplear las correlaciones mencionadas con anterioridad. Es por esto que se presentarán 2 tablas, la primera con los datos del yacimiento y la segunda con los datos registrados en el separador.

Tabla V.14 Datos del Campo empleados para el cálculo de V_{rhc} y N

| DATO YACIMIENTO | VALOR | EQUIVALENTE |
|--|------------------------|----------------------|
| Porosidad | 7.1 % | 0.071 fracción |
| Permeabilidad, k | 2 d | 2000 md |
| Saturación de aceite inicial, S_{oi} | 85 % | 0.85 fracción |
| Saturación de agua inicial, S_{wi} | 15 % | 0.15 fracción |
| Espesor promedio, h | 298.8 m | 980 ft |
| Radio de investigación, r | 2200 m | 7218 ft |
| Presión del yacimiento, P_y | 294 kg/cm ² | 4181 psia |
| Temperatura del yacimiento, T_y | 131 °C | 268°F |
| Densidad del aceite, ρ_o | 21.6 °API | ----- |
| Densidad del aceite (60/60°F) | 0.9242 | ----- |
| Densidad relativa del gas disuelto, γ_{gd} | 0.652 | ----- |
| Viscosidad del aceite, μ_o | 3.77 cp | ----- |
| Volumen de aceite, N | 3733 MMbl | 594 MMm ³ |
| Área del yacimiento, A | 3757.7 acres | 15.2 km ² |
| $\frac{3}{4}$ del Área del yacimiento, $\frac{3}{4} A$ | 2818.3 acres | 11.4 km ² |

Tabla V.15 Datos del Campo obtenidos del separador, empleados para el cálculo de V_{rhc} y N

| DATO SEPARADOR | VALOR | EQUIVALENTE |
|-------------------------------------|--|---|
| Gasto de aceite, q_o | 40902 bpd | 6503 m ³ /día |
| Relación gas-aceite, RGA | 68.8 (m ³ _g /m ³ _o) @C.S. | 387 (ft ³ _g /bl _o) @ C.S. |
| Diámetro del estrangulador | 1 ½ in | ----- |
| Temperatura de separación, T_s | 100 °C | 212°F |
| Presión de fondo estático, P_{ws} | 155 kg/cm ² | 2204 psia |
| Presión de fondo fluyendo P_{wf} | 162 kg/cm ² | 2304 psia |
| Presión de separación, P_s | 100 kg/cm ² | 1422 psia |
| Densidad del líquido del separador | 21.6 °API | ----- |
| Densidad del gas del separador | 0.845 | ----- |
| Volumen de gas de formación | 15.80 MMft ³ D | ----- |
| Presión de burbujeo, P_b | 2735 psig | 192 kg/cm ² |
| Relación de solubilidad, R_s | 497(ft ³ _{gd} /STB)@C.S. | 88.6 (m ³ _{gd} /m ³ _o)@C.S. |
| Factor de volumen de aceite, B_o | 1.274 bl _{o+gd} @C.Y./bl _o @C.S | 1.274 m ³ _{o+gd} @C.Y./m ³ _o @C.S. |

De acuerdo a los datos mostrados anteriormente, se observa que la densidad del líquido es menor a 30 °API, por lo que las ecuaciones a emplear, de acuerdo a lo establecido por la Correlación de *Standing, 1947*; son las mostradas con anterioridad, además de las que se muestran a continuación:

- Área de investigación:

$$A = 3.1416r^2 \tag{V.1}$$

¾ Área de investigación: $A = \frac{3}{4}(\text{Área})$

- Volumen de roca con hidrocarburos:

$$V_{rhc} = 43560Ah\phi(1 - S_w) \tag{V.2}$$

- Volumen de aceite del yacimiento

$$N = V_{rhc} / B_o \tag{V.3}$$

Ahora, de acuerdo a las ecuaciones presentadas en renglones anteriores, los resultados obtenidos empleándolas se mostrarán en la Tabla V.16:

Tabla V.16 Parámetros obtenidos de la Correlación de Standing

| PARÁMETRO | VALOR CALCULADO |
|--|---|
| Área de investigación, A | 163.7 MMft ² |
| ³ / ₄ Área de investigación, ³ / ₄ A | 122.8 MMft ² |
| Factor de volumen del aceite, B _o | 1.274 bl _{o+gd} @C.Y./bl _o @C.S. |
| Relación de solubilidad, R _s | 497 (ft ³ _{gd} /bl _o) @C.S. |
| Presión de Burbujeo, P _b | 2735 psig |
| Densidad rel. Gas normalizada, γ _{gs} | 0.845 |
| Densidad rel. gas disuelto, γ _{gd} | 0.652 |
| Factor F, F | 659.2 |
| Volumen de roca con hidrocarburos, V _{rhc} | 1723.8 MMbl |
| Volumen original de aceite, N | 1353.2 MMSTB |
| | 215.2 MMm ³ |

V.3.12 Cálculo del volumen de gas producido (G_p) en el área de interés

Con la información de los parámetros del yacimiento que se ha ido obteniendo a lo largo de las primeras etapas de la metodología de diseño empleada como referencia en este trabajo, se pueden realizar los cálculos propuestos por *Craft & Hawkins, 1959*, para obtener el volumen de gas producido, de acuerdo a las ecuaciones que se muestran a continuación:

- Gravedad específica del aceite:

$$\gamma_o = 141.5/^\circ API + 131.5 \quad (V.4)$$

- Peso Molecular del aceite (Gragoe):

$$M_o = 44.29\gamma_o/1.03 - \gamma_o \quad (V.5)$$

- Relación gas-aceite instantánea:

$$R = G_p/N_p \quad (V.6)$$

- Gas inicial en el área por acre pie.

$$G = 379.4PV/ZRT \quad (V.7)$$

- Fracción del volumen producido como gas:

$$f_g = \frac{ng}{ng + no} = \frac{ng}{nt} \tag{V.8}$$

$$f_g = R/379.4 / (R/379.4 + 350\gamma_o/M_o) \tag{V.9}$$

- Gas producido

$$G_p = \frac{\text{Producción_diaria_total_de_pozos}}{\text{Fracción_total_producida_como_gas}} \tag{V.10}$$

A continuación se presenta la Tabla V.17 con los datos del Campo empleados para obtener el volumen de gas producido:

Tabla V.17 Datos del Campo empleados para el cálculo de G_p

| DATOS YACIMIENTO | VALOR | EQUIVALENTE |
|--|-------------------------------------|--------------------|
| Presión del yacimiento, P_y | 294 kg/cm ² | 4180.7 psia |
| Presión actual del bloque | 162 kg/cm ² | 2304.57 psia |
| Temperatura del yacimiento, T_y | 131 °C | 727.8 °R |
| Temperatura actual del bloque | 123 °C | 713.07 °R |
| Porosidad, ϕ | 7.1% | 0.071 fracción |
| Saturación de agua en la brecha, S_w | 15 % | 0.15 fracción |
| Saturación de gas, S_g | 50 - 55 % | 0.55 fracción |
| Saturación de aceite, S_o | 35 % | 0.35 fracción |
| Densidad de aceite, ρ_o | 21.6 °API | ----- |
| Densidad de gas, ρ_g (PVT) | 0.778 | ----- |
| Producción diaria de aceite, q_o | 40902 bls | ----- |
| Producción diaria de gas, q_g | 23.094 MMft ³ | ----- |
| Factor de compresibilidad del gas, Z (PVT) | 0.9059 | ----- |
| Constante del gas, R | 10.73 psia ft ³ /lbmol°R | ----- |
| Volumen de roca | 2628.8 ac-ft | ----- |

En la Tabla V.18, se pueden observar los resultados obtenidos con respecto al cálculo del volumen de gas producido empleando los datos de la Tabla V.17:

Tabla V.18 Obtención del volumen de gas producido (Crafts & Hawkins) con parámetros del Campo

| PARÁMETRO | VALOR CALCULADO | |
|--|--|---|
| Gravedad específica del gas, γ_g (PVT) | 0.778 | |
| Gravedad específica del aceite, γ_o | 0.9242 | |
| Peso molecular del aceite (Gragoe), M_o | 387 | |
| Relación gas-aceite instantánea, R | 564.6 (ft ³ _g /bl _o) @C.S. | |
| Gas inicial en el área acre-pie, G | 589.41 Mft ³ /ac-ft(inicial) | 331.332 Mft ³ /ac-ft (actual) |
| Fracción de volumen total producido como gas, f_g | 0.6404 | |
| Volumen de gas en el área por acre-pie, $G \cdot f_g$ | 377.430 Mft ³ /ac-ft(inicial) | 212.170 Mft ³ /ac-ft (actual) |
| Volumen de aceite en el área por acre-pie, N | 668.47 bls/ac-ft (inicial) | 375.776 bls/ac-ft(actual) |
| Volumen de aceite, N | 5.186 MMbl (inicial) | 2.915 MMbl (actual) |
| <i>Volumen de gas producido diario por pie cúbico estándar, G_p</i> | 36.064 MMft ³ D | |
| <i>Volumen de gas producido, G_p</i> | 16.441 MMMft ³ (inicial) | 9.242 MMMft ³ (actual) |

V.3.13 Selección del trazador radioactivo

Con el fin de seleccionar el trazador radioactivo para la aplicación adecuada en los estudios de inyección y adicionalmente la duración de éste, se tomaron en cuenta las características que presenta el yacimiento, basándose en la información del Campo, además de las características y propiedades químicas del fluido, datos de producción por pozo, condiciones de los estados mecánicos, etc.

Los hidrocarburos tritiados son considerados como trazadores gaseosos, que pueden producirse por intercambio catalítico con el gas tritio, produciendo una variedad de compuestos tritiados como por ejemplo etano tritiado, metano tritiado, propano tritiado, etc. El hidrocarburo del Campo de estudio tiene un alto contenido de metano (72 % mol en el gas), por esta composición se seleccionó el metano tritiado como el trazador ideal, que presenta muchas ventajas: requiere blindaje mínimo, es químicamente y físicamente similar al fluido del yacimiento, tiene una vida media larga, 12.3 años, existe como un

gas bajo condiciones del yacimiento y además tiene una energía beta ideal para la detección en los instrumentos de medición.

El yacimiento con casquete de gas hidrocarburo tiene mucho metano natural presente que servirá como “transportador” del metano marcado, que es químicamente idéntico al hidrógeno que puede ser oxidizado y convertidos en forma de agua tritiada y posteriormente ser medido fácilmente por contadores de centelleo líquido LSC.

El tritio como emisor beta también puede ser detectado con un 85% de eficiencia en un detector de gas proporcional interna. Una propiedad del contador proporcional blindado, es que puede contar 1 litro de gas de capacidad como muestra con un fondo menor de 3 pCi/l.

La oxidización del gas mediante combustión nos puede proporcionar una cantidad de agua en forma tritiada y transferir a un vial para llevar a un contador de centelleo líquido LSC, y el tritio es medido como cualquier otra muestra.

V.3.13.1 Volumen de gas para análisis en contadores de centelleo líquido LSC

Para un volumen de 10 ml de agua se tiene 0.56 moles de agua, 1 litro de metano gas contiene 0.044 moles; como cada mol de metano produce 2 moles de agua, esto es, por cada litro de gas nos producirá 0.088 moles de agua, por lo que 0.56 moles de agua (10 ml) nos dará un volumen equivalente de 6.3 litros de gas natural (0.56 moles de agua/0.088 moles de agua/l de gas).

Si la Actividad Mínima Detectable (AMD) de la muestra es de 1.5 pCi/muestra, entonces la AMD de tritio en gas natural será de 0.24 pCi/l (1.5 pCi/6.36 l). Esta cantidad se basó en los valores reportados del volumen de gas marcado y de la AMD de trazadores internacionales. En nuestro cálculo nos reporta un valor de 0.255 pCi/l gas para el diseño de prueba.

Se puede estimar una concentración máxima de trazador de 2 a 10 veces del límite de detección bajo (LDB), para el Hidrógeno-3 (Tritio), la Concentración Efluente en Aire es de $1 \text{ E-}07 \text{ } \mu\text{Ci/ml}$, esto es convertido a 100 pCi/l .

Este valor se aplica para el Tritio (H-3) como vapor de agua en aire y para el H-3 gaseoso como HT o T2.

Por esta razón se seleccionó al isótopo Tritio como el mejor trazador para estos estudios, aunado a su bajo costo y la facilidad de adquirir en el mercado internacional.

El manejo e inyección de estos radioisótopos son sencillos y requieren permiso por parte de la CNSNS y autorización por medio de Licencia de uso y posesión de material radioactivo.

V.3.14 Selección de pozos observadores

Se ha seleccionado el Pozo 45, que está localizado a una profundidad total de 2743 mV y con intervalos de disparos 2664-2678 y 2696-2724 mV, y los pozos observadores propuestos dentro del área del casquete de gas son los números: 47, 63, 67A, 69, 83, 87, 89, 288 y 1293, estos pozos se seleccionaron por su cercanía al pozo inyector y por sus profundidades a nivel medio de intervalo de disparos con respecto al pozo inyector.

Debe de dejarse abierta la posibilidad de añadir más pozos observadores de acuerdo a los resultados arrojados por la Simulación Numérica.

Los pozos productores pueden continuar operando durante la prueba de inyección. Una vez que el trazador sea inyectado con un volumen de nitrógeno calculado para desplazar el trazador, se recomienda que el pozo inyector propuesto quede cerrado durante el período del estudio para lograr el movimiento de difusión del trazador en la formación hacia los pozos observadores y evitar el posible retorno del gas marcado al pozo inyector.

Y cuando sea detectada la irrupción del trazador en algún pozo observador, el pozo se reabriría de nuevo para su explotación.

Una vez seleccionado y definido el pozo como inyector, se verificará que cuente con adaptación de entrada de inyección de N₂ (cabezal del pozo), además una revisión del aparejo del pozo mediante el diagrama de estado mecánico para determinar la longitud de la tubería de producción, se calculará la cantidad necesaria de fluido para el desplazamiento adecuado del trazador, considerando el cálculo de volumen de la tubería de producción y del agujero hasta la profundidad total del pozo.

V.4 DISEÑO PRELIMINAR Y TRADICIONAL DE LA PRUEBA

V.4.1 Método de Dilución Total o volumen de gas marcado para esta prueba

El punto de partida para el diseño de prueba es la determinación de la cantidad mínima de trazador que se requiere para lograr los objetivos del estudio, ya que el objetivo primordial es la detección del trazador inyectado después de una dilución extrema y de alguna distancia del punto de inyección. (*Wagner y Baker, 1974*)

Siendo el límite de detección analítico un parámetro importante para la determinación de la cantidad del isótopo inyectado, esto es, la cantidad de trazador inyectado sea proporcional a la sensibilidad analítica de los equipos de Conteo de Centelleo Líquido (LSC) para detectar la presencia del isótopo Tritio con energía baja y de radiación tipo emisor beta.

Aunque la extensión de la dilución del aceite en el yacimiento sólo se puede estimar con un Factor de Seguridad (F_s) y el número de veces de la Actividad Mínima Detectable (AMD) representando la concentración nominal de diseño. Este factor está por debajo del valor de las Concentraciones Máximas Permisibles (CMP) que se indican en el 10-CFR 20, para agua como Hidrógeno, 3×10^{-3} $\mu\text{Ci}/\text{ml}$ (microCuries por mililitro), este valor se utiliza en los cálculos de Seguridad Radiológica, que generalmente es aceptado y establecido por

la CNSNS, organismo regulador en materia nuclear en México (Normas Oficiales Mexicanas, NOM-NUCL, 1994).

La cantidad del trazador gaseoso para la inyección del estudio se obtiene por medio del cálculo estimado del gas inyectado, el volumen de gas del área de investigación, los tiempos de irrupción estimados y una evaluación de las condiciones de porosidad, permeabilidad, presión, temperatura, litología, etc., esta metodología de cálculo es comúnmente conocida como la *dilución total o volumen total marcado*, mostrado con anterioridad.

Para esta evaluación se estiman los tiempos de avance (irrupción) sean prematura, nominal y tardía en días. Considerando un coeficiente de partición para el trazador Metano tritiado (Kd) de 0.24 ± 0.02 por pérdida de incremento del volumen de gas marcado del 25% (Zemel, 1995). Con base en lo anterior se obtendrá el volumen total de gas a marcar.

V.4.1.1 Evaluación de los tiempos de flujo radial-gas

Para la obtención de los tiempos para el flujo radial-gas para cada pozo considerado como testigo, se aplicó la siguiente ecuación:

$$T = 0.04r_e^2/\eta \quad (V.11)$$

(Crafts y Hawkins, 1959), donde η es la constante de difusividad, que es igual a:

$$\eta = k/\mu_g C_g \phi \quad (V.12)$$

Para obtener estos parámetros, se obtuvieron primero, las distancias entre el pozo inyector y productor como radio del área de interés; se emplearon los datos utilizados en el modelo numérico del complejo, tales como; porosidades del bloque matriz y fracturas

por cada capa del yacimiento, permeabilidades por capa, la viscosidad del gas; el análisis PVT; y la compresibilidad del gas obtenida por la correlación de *Standing-Katz, 1942*.

En la Tabla V.19 se detalla la evaluación de porosidades y permeabilidad para los bloques, matriz y fractura del Campo, cabe mencionar que como se consideraron condiciones isotrópicas, los valores arrojados para el bloque matriz en las tres direcciones son los mismos, al igual que los valores para el bloque fracturas en todas las direcciones.

Tabla V.19 Evaluación de porosidades y permeabilidades en los bloques matriz y fracturas del Campo

| POZO | DIST. (m) | ϕ_M (fracción) | ϕ_F (fracción) | k_M md | k_F md |
|-------------|----------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| 47 | 715 | 0.042 | 0.028 | 0.938 | 2081 |
| 63 | 818 | 0.042 | 0.028 | 0.846 | 1438 |
| 67 A | 1516 | 0.023 | 0.034 | 1.260 | 3103 |
| 83 | 1705 | 0.042 | 0.028 | 2.578 | 2858 |
| 1293 | 2141 | 0.040 | 0.060 | 3.359 | 6417 |
| 87 | 2319 | 0.042 | 0.028 | 2.335 | 1954 |
| 69 | 2365 | 0.042 | 0.028 | 2.214 | 1857 |
| 89 | 3110 | 0.042 | 0.028 | 2.283 | 1499 |
| 288 | 3359 | 0.024 | 0.036 | 1.439 | 1742 |
| 23 | 1401 | 0.023 | 0.034 | 0.658 | 4464 |
| 61 | 1609 | 0.042 | 0.028 | 3.289 | 3102 |
| 81 | 1770 | 0.023 | 0.034 | 1.721 | 3549 |
| 21 | 1805 | 0.027 | 0.041 | 0.934 | 2844 |
| 62 A | 1811 | 0.023 | 0.034 | 2.895 | 5959 |
| 41 | 1865 | 0.031 | 0.047 | 1.109 | 6111 |
| 42 | 2235 | 0.023 | 0.034 | 0.727 | 7040 |
| 1277 | 3867 | 0.024 | 0.036 | 1.408 | 1837 |
| 1299 | 4153 | 0.023 | 0.034 | 1.489 | 2158 |

La ecuación empleada en este caso para obtener la compresibilidad del gas es propuesta por *Standing-Katz, 1942* y se presenta a continuación:

$$C_g = \left[\left(\frac{1}{P} \right) - \left(\frac{1}{Z} P_{pc} \right) \left(\frac{dZ}{dP} \right)_T \right] \quad (V.13)$$

Para aplicar esta ecuación, se emplearon los parámetros del Campo, mostrados en la Tabla V.23:

Tabla V.20 Datos empleados en la ecuación de Standing y Katz para obtener C_g

| PARÁMETRO | VALOR | EQUIVALENTE |
|--|---------------------------|-------------|
| Temperatura, T | 123 °C | 713 °R |
| Presión, P | 162 kg/cm ² | 2304.57 psi |
| Temperatura pseudocrítica, T _{pc} | 417.2 °R | |
| Presión pseudocrítica, P _{pc} | 682 psia | |
| Temperatura pseudoreducida, T _{pr} | 1.7 | |
| Presión pseudoreducida, P _{pr} | 3.4 | |
| Factor de compresibilidad del gas, Z @ T _{pr} , P _{pr} | 0.889 | |
| ($\Delta Z / \Delta P$) | 0.006 | |
| Compresibilidad del gas, C _g | 0.00042 psi ⁻¹ | |

Con estos datos, es posible realizar una evaluación de los tiempos de flujo radial –gas para el Campo, considerando además el bloque matriz y el bloque fracturas.

En la Tabla V.21, mostrada en la siguiente página, se detallan los tiempos obtenidos de flujo radial-gas (T_{efr}) para cada pozo productor, con valores de porosidad y permeabilidad promedio del Campo (ϕ , k), del bloque matriz del Campo (ϕ_M , k_M) y del bloque fracturas del Campo (ϕ_F , k_F), obtenidos del modelo numérico:

Tabla V.21 Determinación de tiempos para flujo radial-gas Pozo Inyector

| POZO | DISTANCIA | | Φ (frac) | K md | μ_g Cp | Cg | | η Cte. dif. | T días |
|------|-----------|---------|------------------|---------|---------------|--------------------|-------------------|---------------------|-----------|
| | (m) | (ft) | | | | BARS ⁻¹ | psi ⁻¹ | | |
| 47 | 715 | 2345.8 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 6 |
| 63 | 818 | 2683.7 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 7 |
| 67 A | 1516 | 4973.8 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 25 |
| 83 | 1705 | 5593.8 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 32 |
| 1293 | 2141 | 7024.3 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 50 |
| 87 | 2319 | 7608.3 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 59 |
| 69 | 2365 | 7759.2 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 61 |
| 89 | 3110 | 10203.4 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 105 |
| 288 | 3359 | 11020.3 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 123 |
| 23 | 1401 | 4596.5 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 21 |
| 61 | 1609 | 5278.9 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 28 |
| 81 | 1770 | 5807.1 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 34 |
| 21 | 1805 | 5921.9 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 36 |
| 62 A | 1811 | 5941.6 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 36 |
| 41 | 1865 | 6118.8 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 38 |
| 42 | 2235 | 7332.7 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 54 |
| 1277 | 3867 | 12687 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 163 |
| 1299 | 4153 | 13625.3 | 0.071 | 2000 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.95E6 | 188 |

Por otro lado, en la Tabla V.22, mostrada a continuación, se presenta una evaluación de los tiempos de flujo radial – gas en la matriz, considerando el Pozo Inyector:

Tabla V.22 Evaluación de tiempos para flujo radial-gas en matriz Pozo Inyector

| POZO | DISTANCIA | | Φ_M (frac) | K _M Md | μ_g cp | Cg | | η Cte. Dif. | T Días |
|------|-----------|---------|--------------------|----------------------|---------------|--------------------|-------------------|---------------------|-----------|
| | (m) | (ft) | | | | BARS ⁻¹ | psi ⁻¹ | | |
| 47 | 715 | 2345.8 | 0.042 | 0.938 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 3.13E3 | 70 |
| 63 | 818 | 2683.7 | 0.042 | 0.846 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 2.82E3 | 102 |
| 67 A | 1516 | 4973.8 | 0.023 | 1.26 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 7.75E3 | 128 |
| 83 | 1705 | 5593.8 | 0.042 | 2.578 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 8.60E3 | 145 |
| 1293 | 2141 | 7024.3 | 0.040 | 3.359 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.77E4 | 168 |
| 87 | 2319 | 7608.3 | 0.042 | 2.335 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 7.79E3 | 297 |
| 69 | 2365 | 7759.2 | 0.042 | 2.214 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 7.39E3 | 326 |
| 89 | 3110 | 10203.4 | 0.042 | 2.283 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 7.62E3 | 546 |
| 288 | 3359 | 11020.3 | 0.024 | 1.439 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 8.40E3 | 578 |
| 23 | 1401 | 4596.5 | 0.023 | 0.658 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 4.04E3 | 209 |
| 61 | 1609 | 5278.9 | 0.042 | 3.289 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.09E3 | 101 |
| 81 | 1770 | 5807.1 | 0.023 | 1.721 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.05E3 | 127 |
| 21 | 1805 | 5921.9 | 0.027 | 0.934 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 4.81E3 | 291 |
| 62 A | 1811 | 5941.6 | 0.023 | 2.895 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.78E4 | 79 |
| 41 | 1865 | 6118.8 | 0.031 | 1.109 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 4.98E3 | 300 |
| 42 | 2235 | 7332.7 | 0.023 | 0.727 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 4.47E3 | 481 |
| 1277 | 3867 | 12687 | 0.024 | 1.408 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 8.22E3 | 782 |
| 1299 | 4153 | 13625.3 | 0.023 | 1.489 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 9.15E3 | 811 |

Finalmente en la Tabla V.23 se muestra la evaluación de los tiempos para el flujo radial – gas en fracturas considerando el Pozo inyector:

Tabla V.23 Evaluación de tiempos para flujo radial-gas en fracturas Pozo Inyector

| POZO | DISTANCIA | | Φ_F (frac) | K_F Md | μ_g cp | C_g | | η Cte. Dif. | T Días |
|-------------|-----------|---------|--------------------|-------------|---------------|--------------------|-------------------|---------------------|-----------|
| | (m) | (ft) | | | | BARS ⁻¹ | psi ⁻¹ | | |
| 47 | 715 | 2345.8 | 0.028 | 2081 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.04E7 | 2 |
| 63 | 818 | 2683.7 | 0.028 | 1438 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 7.20E6 | 4 |
| 67 A | 1516 | 4973.8 | 0.034 | 3103 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.27E7 | 8 |
| 83 | 1705 | 5593.8 | 0.028 | 2858 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.43E7 | 9 |
| 1293 | 2141 | 7024.3 | 0.060 | 6417 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.50E7 | 13 |
| 87 | 2319 | 7608.3 | 0.028 | 1954 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 9.78E6 | 24 |
| 69 | 2365 | 7759.2 | 0.028 | 1857 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 9.30E6 | 26 |
| 89 | 3110 | 10203.4 | 0.028 | 1499 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 7.50E6 | 55 |
| 288 | 3359 | 11020.3 | 0.036 | 1742 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 6.78E6 | 72 |
| 23 | 1401 | 4596.5 | 0.034 | 4464 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.83E7 | 5 |
| 61 | 1609 | 5278.9 | 0.028 | 3102 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.55E7 | 7 |
| 81 | 1770 | 5807.1 | 0.034 | 3549 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.45E7 | 9 |
| 21 | 1805 | 5921.9 | 0.041 | 2844 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 9.77E6 | 14 |
| 62 A | 1811 | 5941.6 | 0.034 | 5959 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 2.44E7 | 6 |
| 41 | 1865 | 6118.8 | 0.047 | 6111 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 1.83E7 | 8 |
| 42 | 2235 | 7332.7 | 0.034 | 7040 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 2.88E7 | 7 |
| 1277 | 3867 | 12687 | 0.036 | 1837 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 7.15E6 | 90 |
| 1299 | 4153 | 13625.3 | 0.034 | 2158 | 0.0168 | 2.92E-5 | 4.2E-4 | 8.85E6 | 84 |

V.4.1.2 Metodología de cálculo de la cantidad del trazador

Con los datos del Campo, características del yacimiento e información de producción de gas, se estimó el volumen de gas del área de investigación, los tiempos estimados de irrupción prematura, nominal y tardía. A continuación se presenta la metodología para diversos cálculos:

- 1) Para el cálculo del gas producido (G_p), en el bloque del casquete de gas, se empleó la Ec. V.10 (*Craft y Hawkins, 1959*) con la finalidad de obtener:
 - a) Fracción mol en estado gaseoso
 - b) Fracción total producida como gas
 - c) Producción diaria total de los pozos involucrados en el estudio en MMft³

Ahora con el valor de G_p se estiman los tiempos de tránsito con base en el cálculo del volumen de poros invadidos de gas en el área del casquete. En donde los parámetros involucrados para el cálculo de G_p son:

- a) Presión del yacimiento, P_y , en kg/cm^2
- b) Temperatura de yacimiento, T , $^{\circ}\text{C}$
- c) Porosidad, ϕ , en %
- d) Saturación de agua, S_w , en %
- e) Saturación de aceite, S_o , en %
- f) Saturación de gas, S_g , en %
- g) Densidad del aceite, ρ_o en $^{\circ}\text{API}$
- h) Producción diaria de aceite, q_o , en bls
- i) Producción diaria de gas, q_g , en MMMft^3
- j) Factor Z del análisis PVT

Con estos parámetros se determinan las densidades relativas, del aceite (γ_o) y del gas (γ_g), mediante las correlaciones revisadas con anterioridad.

- 2) Estimación de las fracciones molares en estado gaseoso relacionadas con la obtención de los parámetros siguientes:
 - a) Cálculo del peso molecular del aceite por la ecuación de Gragoe Ec. (V.5).
 - b) Cálculo de la relación gas-aceite instantánea, R , Ec. (V.6).
 - c) Por lo que la fracción de gas (f_g) del volumen total producido como gas, se puede obtener con la Ec. (V.10).
- 3) Cálculo de la cantidad de gas en el área por acre – pie: con los parámetros P , V (acres - pie), Z , R y T se calcula la cantidad de gas por acre - pie, y con el valor de la fracción mol de gas (f_g) se obtiene finalmente la cantidad de gas en el área por acre – pie, Ec. (V.7).

- 4) Cálculo del factor de formación de gas, B_g .
- Cálculo de volumen de gas a condiciones de yacimiento en $\text{MMft}^3 @ \text{C.Y.}$
 - Cálculo de volumen de gas a condiciones estándar en $\text{MMft}^3 @ \text{C.S.}$
- 5) Para la estimación de los tiempos de tránsito y del fluido, se lleva la siguiente secuencia de cálculo, a saber:
- Cálculo del volumen de roca invadido de gas, V_{rig} .
 - Cálculo del volumen de poros invadidos de gas con respecto a la porosidad, V_{pig} .
 - Cálculo del volumen de gas en el yacimiento con respecto al V_{pig} , saturación del gas y el factor volumétrico del gas, G_i .
 - Tiempo de tránsito, con respecto al V_{pig} calculado y del gas producido G_p , T_t .
 - Tiempo de fluido que tarda en pasar el trazador por un pozo lejano al inyector, es decir de $\frac{1}{4}$ parte del tiempo de tránsito (T_t), T_f .
- 6) Cálculo de la actividad necesaria para un trazador gaseoso, con la selección del trazador gaseoso, su vida media, nivel de energía, tipo de emisión, podemos evaluar lo siguiente:
- Volumen de gas producido durante el tiempo que tarda en pasar el trazador, en este caso T_f ; G_p .
 - Volumen total de gas a marcar en el yacimiento con el volumen de gas calculado (G_i) podemos sumarlo al G_p , y nos dará el V_{gt} .
 - Cantidad de la Actividad Mínima Inyectable (AMI) del trazador, con los parámetros calculados, V_{gt} y AMD del equipo contador beta nos proporcionará una AMI real.

Basado en los siguientes parámetros y características del equipo Analizador de Bajo Nivel, de su eficiencia de conteo y del volumen de la muestra de gas, para obtener la Actividad Mínima Detectable, AMD, en Ci / ft^3 o en Ci / cm^3 .

$$\text{Cantidad_real_de_trazador} = V_{\text{gt}} \text{AMD} * F_s \quad (\text{V.14})$$

El valor del Factor de Seguridad para el estudio del Campo se consideró cuatro veces de la Actividad Mínima Inyectable calculada.

V.4.1.3 Cálculo de la Actividad Mínima Detectable (AMD)

❖ Trazador Tritio Gaseoso

El Tritio viene en forma de compuesto químico como gas tritiado o agua tritiada, que tiene las mismas propiedades del gas del yacimiento porque presenta las mismas moléculas presentes en el hidrocarburo (*Deem, 1967; Farouq Alí y Bolívar, 1967*).

En la Tabla V.24 se muestran los datos necesarios para poder realizar los cálculos pertinentes y así poder obtener la cantidad de trazador a emplear:

Tabla V.24 Datos del Campo empleados para el cálculo de la cantidad de trazador

| PARÁMETROS | VALOR |
|---|---|
| Espesor del área de interés del estudio), h | 298.8 m = 980 ft |
| Radio del área de investigación, r | 3350 m= 10990 ft |
| Número de pozos productores testigos, P _n | 8 |
| Porosidad promedio del Campo, ϕ | 7.1 % |
| Permeabilidad promedio, k | 2000 md |
| Volumen de roca con hidrocarburos, V _{rhc} | 274.1 MMm ³ |
| Volumen de aceite del área de investigación, N _o | 215.2 MMm ³ |
| Saturación de gas, S _g | 50 – 55% |
| Saturación de agua, S _w | 15% para la brecha |
| Presión actual bloque, P | 162 kg/cm ² = 2304.57 psia |
| Temperatura del bloque, T | 123 °C = 713.07 °R |
| Producción diaria de aceite (pozos), q _o | 40,902 Barriles (05/2002) |
| Producción de diaria de gas (pozos), q _g | 23.094 MMft ³ (05/2002) |
| Densidad del aceite, ρ_o | 21.6 °API |
| Densidad del gas, ρ_g | 0.778 (PVT) |
| Factor de Compresibilidad, Z | 0.8931(PVT) |
| Factor de volumen del gas: B _g | 0.00802 ft ³ _g @C.Y./ ft ³ _g @C.S. (PVT) |

De acuerdo al dato de la distancia entre el Pozo 45 y el 288 (10990 ft) se obtiene el área de investigación como se muestra a continuación:

$$\text{Área} = \pi(10990 \text{ ft})^2 \text{ ac} / 43560 \text{ ft}^2 = 8710.78 \text{ acres}$$

$$\text{Área} = 379.44 \text{ MM} [\text{ft}^2]$$

Por otro lado, se obtuvieron primero los parámetros necesarios para obtener la fracción mol en estado gaseoso, la fracción total producida como gas calculada en 0.6404 y la producción diaria de gas de los Pozos 47, 63, 67A, 69, 83, 87, 89 y 288 en 23.094 MMft³, como se mencionó con anterioridad, por lo que la producción diaria total de gas en pies cúbicos estándar, es de:

$$G_p = 23.094 \text{ MMft}^3 / 0.6404 = 36.064 \text{ MMft}^3 \text{ D}$$

Este valor calculado se utilizó para estimar los tiempos de tránsito con base en el cálculo del volumen de poros invadido de gas en el área de interés.

❖ Procedimiento para el cálculo de la Actividad Mínima Detectable (AMD)

La Actividad Mínima Detectable (AMD) de los analizadores de Conteo de Bajo Nivel se basa en los siguientes parámetros para obtener el valor mínimo detectable para la detección de las partículas de radiación beta del isótopo Tritio:

t = Tiempo de conteo: 120 minutos por muestra de gas

B = Fondo: 20 cpm (cuentas por minuto)

E = Eficiencia del equipo de conteo LSC: 68 %

V = Volumen de la muestra de gas recuperado por pozo: 3 litros

Ci = Curie: 2.22 x 10¹² dpm (desintegraciones por minuto)

pCi = 2.22 dpm

La AMD está determinada por la siguiente ecuación para la detección de límite bajo del conteo del isótopo Tritio:

$$AMD = 2.83(B/t)^{1/2} / E * V * 2.22 \text{ dpm/pCi} [pCi/l] \quad (V.15)$$

Por lo tanto, la AMD para este estudio de radiotrazado es igual a 0.255 pCi/l-gas , equivalente a: $7.22 \times 10^{-12} \text{ Ci/ft}^3$. Este valor se aplicó en los cálculos para la obtención de la Actividad Mínima Inyectable (AMI) del trazador Metano tritiado por pozo para el diseño de prueba del estudio con inyección de gas.

V.4.1.4 Cálculo de la Actividad Mínima Inyectable (AMI)

Este tipo de proyectos se diseñan para usar la mínima cantidad de trazador consistente en detectar las cantidades del radioisótopo en el gas producido, con base en la AMD para el trazador Metano-tritiado multiplicado por el Factor de seguridad en cuatro veces. La cantidad de trazador obtenida se basó en la metodología conocida como dilución total o volumen total, considerándose la duración del estudio de 12 meses.

❖ Estimación de los Tiempos de Tránsito y del Fluido

- Cálculo del volumen de roca invadido de gas en el área en estudio:

$$V_{rig} = Ah \quad (V.16)$$

$$V_{rig} = 371.85 \text{ MMMft}^3$$

- Cálculo del volumen de poros invadido de gas en el área en estudio:

$$V_{pig} = V_{rig} \phi \quad (V.17)$$

$$V_{pig} = 26.40 \text{ MMMft}^3$$

- Cálculo de volumen de gas en el yacimiento:

$$G_i = V_{pig} S_g / B_g \quad (V.18)$$

$$G_i = 1810.47 \text{ MMMft}^3$$

- Estimación del tiempo de tránsito (Tt):

Tiempo de tránsito entre el pozo inyector y los productores.

$$T_t = V_{pig} / G_p \quad (V.19)$$

$$T_t = 732 \text{ días}$$

$$T_{t3/4} = V_{pig3/4} / G_p \quad (V.20)$$

$$T_{t3/4} = 549 \text{ días}$$

- Estimación del tiempo de fluido (Tf):

Tiempo que tarda en pasar el trazador por un pozo lejano al inyector.

$$T_{f1/4} = T_{t/4} \quad (V.21)$$

$$T_{f1/4} = 183 \text{ días}$$

- ❖ Cálculo de la actividad necesaria del trazador metano tritiado

- Volumen de gas producido durante el tiempo que tarda en pasar el trazador (183 días):

$$G_p = G_p T_t \quad (V.22)$$

$$G_p = 6.599 \text{ MMMft}^3$$

- Volumen total de gas a marcar en el yacimiento:

$$V_{gt} = G_i + G_p \quad (V.23)$$

$$V_{gt} = 1817.07 \text{ MMMft}^3$$

- Cantidad de actividad mínima inyectable trazador (AMI):

$$AMI = V_{gt} AMD \quad (V.24)$$

$$AMI = 13.12 \text{ Ci}$$

- AMI Corregida por decaimiento (AMIs_c):

Actividad corregida por decaimiento para la inyección considerando el tiempo de irrupción en el modelo actualizado en 732 días y de la vida media del trazador Tritio:

Propiedades del trazador Tritio:

Forma química: Metano gaseoso

Vida media: $t_{1/2} = 12.43$ años

$$AMI_{sc} = AMI / e^{-\left(\frac{\ln 2}{t_{1/2}}\right)} \tag{V.25}$$

$$AMI_{sc} = 15.0 \text{ Curies}$$

Con un Factor de Seguridad (F_s) de cuatro veces de la AMD: 60 Curies

Para el estudio de radiotrazado del Campo se estima obtener un volumen de 8 - 10 ml de agua recuperada en el gas durante la combustión y además, la cantidad necesaria para la inyección en el Pozo 45 será de 60 Curies de metano tritiado, suficiente para tener una respuesta satisfactoria en el estudio. A continuación se presenta la Tabla V.25 en donde se pueden observar los resultados obtenidos:

Tabla V.25 Valores de AMI obtenidos

| POZO INYECTOR | $V_{gt} * AMD$ | F_s | AMI FINAL (Ci) | AMI REAL (Ci) |
|----------------------|----------------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------|
| 45 | 13.26 | 4.0 | 53.04 | 60.0 |

Por lo que la cantidad a inyectar se debe tomar el valor real de la AMI, debido a que la adquisición de los trazadores son de actividades estándares, no fraccionales.

V.5 MODELACIÓN MATEMÁTICA

El análisis de pruebas de trazadores en yacimientos naturalmente fracturados, se dificulta principalmente por dos razones, primero; la teoría existente para la descripción de estos procesos ha sido, en su mayoría, desarrollada para medios porosos homogéneos; y segundo; los modelos matemáticos deben de considerar la mayoría de los fenómenos que ocurren en el trayecto del trazador a través del medio poroso. Además, deben de considerar mecanismos de transporte macroscópicos como microscópicos (convección, dispersión, difusión molecular, intercambio iónico, adsorción, reacciones químicas, decaimiento radioactivo), los cuales pueden estar presentes y tienen que ser considerados en el análisis de la prueba.

Cuando se tiene el proceso de flujo de un trazador a través de un sistema, naturalmente fracturado, los procesos dominantes serán la dispersión (transporte convectivo más difusivo) en la red de fracturas y la difusión en el bloque de la matriz. Normalmente, el proceso de difusión en la matriz actuará como efecto retardador en la aparición del trazador en el pozo productor.

Para la descripción del comportamiento del flujo del trazador se emplearon los tres modelos de difusión siguientes:

V.5.1 Modelo de Difusión Brigham

$$C(x,t)/C = \left[1/(4\pi(D/Vx)T_n^3)\right]^{0.5} \exp\left[-(1-T_n)^2/4(D/Vx)T_n\right] \quad (V.26)$$

El tiempo T_n , del modelo de difusión Brigham, (Abbaszadeh y Brigham, 1984) es el tiempo determinado en la evaluación de flujo radial con respecto al tiempo medio de residencia:

$$T_n = T_{efr}/T_{mr} \quad (V.27)$$

Donde T_{mr} está vinculado con los siguientes parámetros de las características de la formación:

$$T_{mr} = \phi S_g \mu_g L^2 / K \Delta P \text{ (en días)} \quad (V.28)$$

El valor de (D/Vx) con el coeficiente de dispersión longitudinal, D , con respecto a la velocidad media del fluido en la dirección x , Vx , se consideró de 0.030.

V.5.2 Modelo de Difusión Zuber

$$C_N = (t_N/t)^2 \exp\left[-\left((x-Vt)^2/4D_L t\right) + \left((x-Vt_N)^2/4D_L t_N\right)\right] \quad (V.29)$$

El tiempo normalizado, t_N , del modelo de difusión propuesto por Zuber, (Werner, 1992) es el tiempo después de la inyección cuando la concentración normalizada es observada (C_N). Este tiempo t_N está vinculado con los siguientes parámetros de las características de la formación:

$$t_N = \pi \phi h L^2 / Q_g \text{ (en días)} \quad (V.30)$$

El parámetro x , es la distancia directa entre el pozo inyector y productor en observación y t , es el tiempo de avance o transcurrido de la prueba. El coeficiente de dispersión longitudinal D_L , es el producto igual a la constante de dispersividad longitudinal, α_L , por la velocidad media del flujo, esto es:

$$D_L = \alpha_L V \quad (V.31)$$

El valor α_L , es la constante de dispersividad calculada para el yacimiento del Campo y la velocidad del flujo es igual a:

$$\alpha_L = x/t_N \quad (V.32)$$

V.5.3 Modelo de Difusión Kreft-Zuber

$$C(x,t) = \left[A_o / Q_g t_o (4\pi P_D (t/t_o)^3)^{0.5} \right] * \exp \left[- (1 - (t/t_o))^2 / 4P_D (t/t_o) \right] \quad (V.33)$$

El tiempo medio de tránsito t_o , del modelo de difusión Kreft-Zuber, (*Bear, 1972, Kreft y Zuber, 1998*) está vinculado por los siguientes parámetros de las características de la formación:

$$t_o = \pi \phi h r^2 / Q_g \text{ (en días)} \quad (V.34)$$

El parámetro de dispersión P_D , está relacionado por la constante de D_L y la velocidad media del flujo V , con respecto a la distancia directa entre el pozo inyector y productor.

V.5.4 Análisis General de los Tiempos del flujo de gas

V.5.4.1 Comparación de los tiempos de irrupción

Para la evaluación de diseño de prueba de trazadores del Campo se consideró aplicar los Modelos de Difusión Brigham (Ec. V.26), Zuber (Ec. V.29) y el Kreft-Zuber (Ec. V.33) mostrados en la sección anterior, por presentar respuestas esperadas de acuerdo a la cantidad de Actividad Mínima Inyectable calculada por pozo.

Se concluye que el Modelo de Difusión Brigham para el flujo gas tiene curvas representativas similares y mejores tiempos para esperar respuesta en el estudio de trazadores.

A continuación (Tabla V.26 y V.27), se detalla una evaluación de los tiempos de los flujos radiales (T_{efr}), tiempos de los modelos matemáticos empleados.

Tabla V.26 Tiempo de los flujos radiales de los modelos matemáticos para el Pozo Inyector con ϕ y k promedio

| POZO | DISTANCIA (m) | T_{efr} (días) | MODELO 1 BRIGHAM | MODELO 2 ZUBER | MODELO 3 KREFT-ZUBER |
|-------------|--------------------------|---|-----------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| 47 | 715 | 6 | 7 | 4 | 4 |
| 63 | 818 | 7 | 10 | 8 | 8 |
| 67 A | 1516 | 25 | 32 | 20 | 20 |
| 83 | 1705 | 32 | 40 | 40 | 40 |
| 1293 | 2141 | 50 | 62 | 60 | 60 |
| 87 | 2319 | 59 | 74 | 60 | 65 |
| 69 | 2365 | 61 | 78 | 70 | 70 |
| 89 | 3110 | 105 | 128 | 110 | 130 |
| 288 | 3359 | 123 | 150 | 150 | 170 |
| 23 | 1401 | 21 | 26 | 20 | 20 |
| 61 | 1609 | 28 | 35 | 36 | 38 |
| 81 | 1770 | 34 | 42 | 40 | 42 |
| 21 | 1805 | 36 | 45 | 36 | 38 |
| 62 A | 1811 | 36 | 45 | 46 | 48 |
| 41 | 1865 | 38 | 48 | 72 | 78 |
| 42 | 2235 | 54 | 68 | 30 | 34 |
| 1277 | 3867 | 163 | 200 | 230 | 272 |
| 1299 | 4153 | 188 | 230 | 340 | 408 |

Tabla V.27 Tiempo de los flujos radiales de los modelos matemáticos para el Pozo Inyector con ϕ_f y k_f (fracturas)

| POZO | DISTANCIA (m) | T_{efr} (días) | MODELO 1 BRIGHAM | MODELO 2 ZUBER | MODELO 3 KREFT-ZUBER |
|-------------|--------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| 47 | 715 | 2 | 3 | 2 | 2 |
| 63 | 818 | 4 | 4 | 4 | 3 |
| 67 A | 1516 | 8 | 10 | 10 | 8 |
| 83 | 1705 | 9 | 11 | 15 | 15 |
| 1293 | 2141 | 13 | 16 | 52 | 56 |
| 87 | 2319 | 24 | 29 | 23 | 24 |
| 69 | 2365 | 26 | 32 | 25 | 26 |
| 89 | 3110 | 55 | 67 | 43 | 47 |
| 288 | 3359 | 72 | 118 | 93 | 106 |
| 23 | 1401 | 5 | 6 | 8 | 8 |
| 61 | 1609 | 7 | 9 | 14 | 14 |
| 81 | 1770 | 9 | 8 | 19 | 20 |
| 21 | 1805 | 14 | 18 | 20 | 22 |
| 62 A | 1811 | 6 | 27 | 22 | 22 |
| 41 | 1865 | 8 | 40 | 48 | 51 |
| 42 | 2235 | 7 | 9 | 15 | 15 |
| 1277 | 3867 | 90 | 110 | 116 | 131 |
| 1299 | 4153 | 84 | 108 | 163 | 186 |

Del análisis de los resultados de los modelos matemáticos, se deduce que el Modelo de Difusión Brigham, es el más viable a aplicar en el diseño de prueba con trazador gaseoso, con respecto a la concordancia aproximada de los tiempos de evaluación flujo radial-gas (T_{efr}), mientras que los modelos matemáticos Zuber y Kreft-Zuber tienen resultados muy similares con respecto a sus tiempos obtenidos, pero difieren mucho con respecto al Modelo de Difusión Brigham, por lo que no se aplican para el diseño de prueba de trazadores.

A continuación se presenta un gráfico representativo del Modelo de Difusión de Brigham, para el bloque de fracturas y a manera de comparación se presenta también un gráfico para el Modelo Zuber y uno para el Kreft – Zuber.

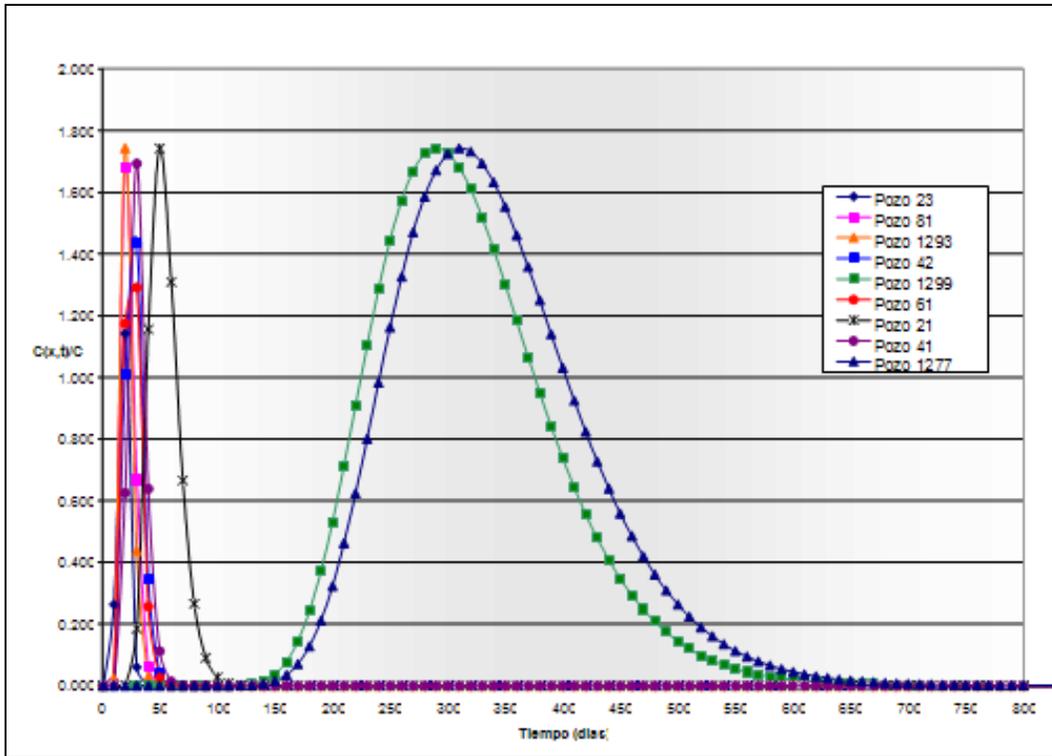


Figura V.2 Modelo de Difusión Brigham $C(x,t)/C$

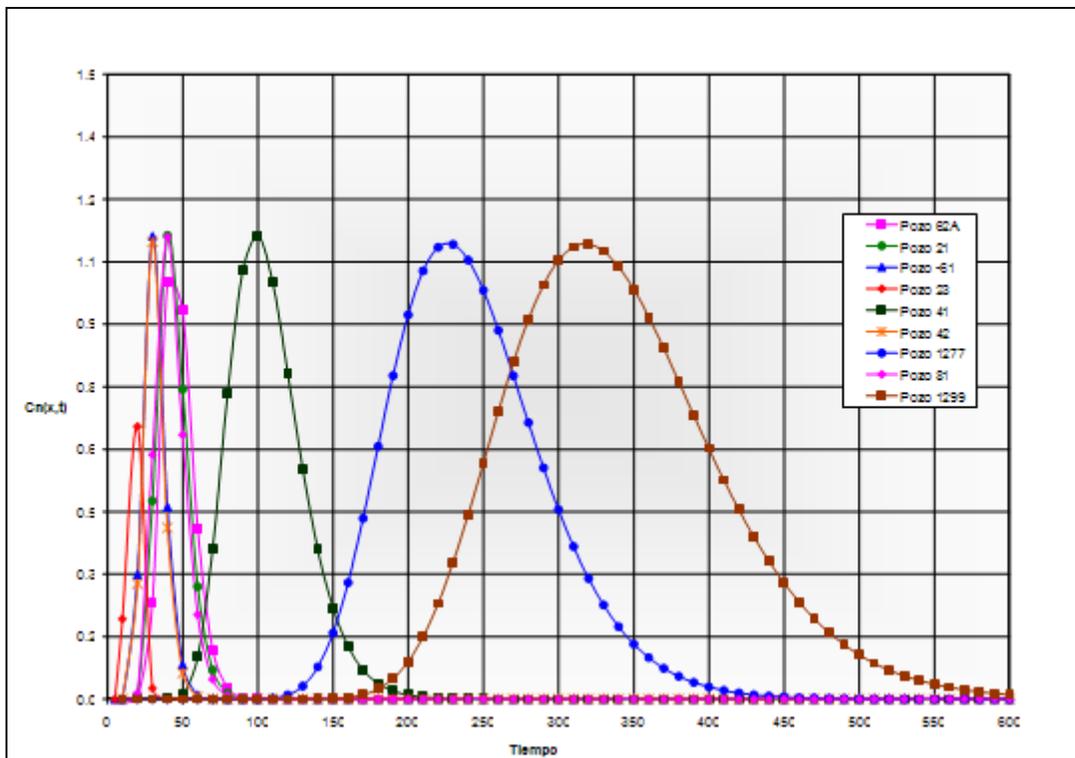


Figura V.3 Modelo de Difusión Zuber $C_n(x,t)$

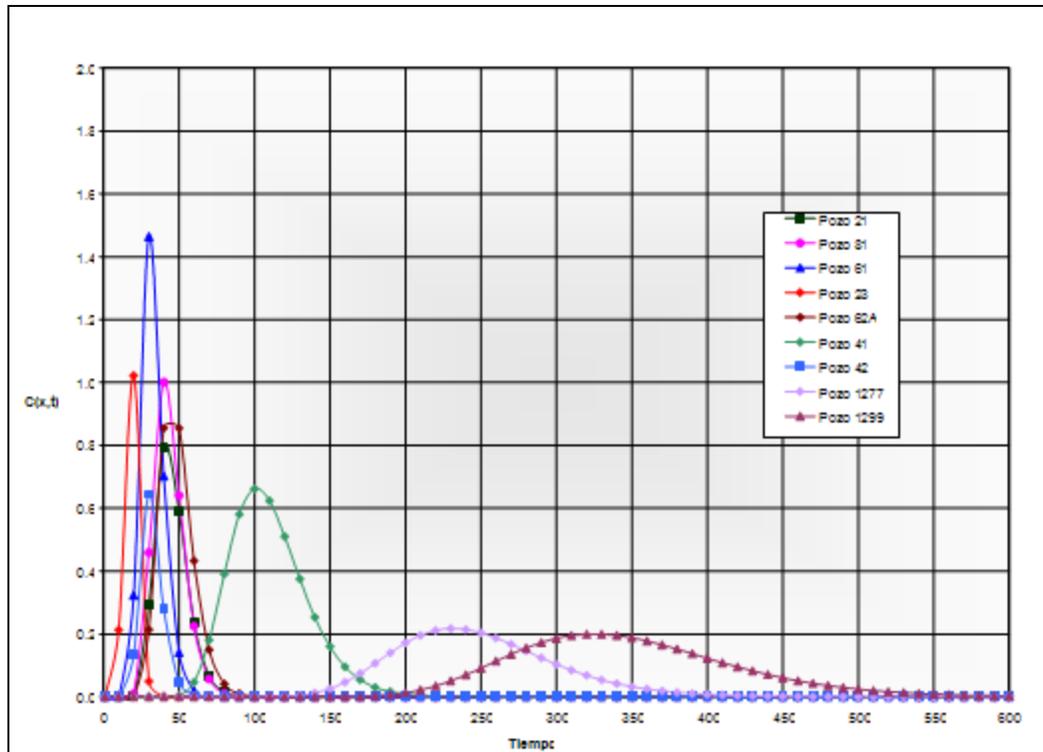


Figura V.4 Modelo de Difusión Kreft Zuber $C(x,t)$

V.6 SIMULACIÓN NUMÉRICA

Como se ha mencionado anteriormente, el uso de trazadores proporciona información sobre comportamientos de flujo en el medio poroso, patrones de flujo, estratificación, heterogeneidades del yacimiento, saturaciones residuales de aceite, entre otros, pero es necesario cuantificar y predecir la respuesta del trazador dadas ciertas condiciones de flujo en el yacimiento.

Para predecir tal respuesta es necesario contar con un modelo numérico del yacimiento el cual considere las características geológicas y petrofísicas de la roca almacenadora, de igual forma este modelo debe ser capaz de reproducir los fenómenos de flujo de fluidos que se presenten a través de la historia de producción y/o inyección del yacimiento.

Este tipo de modelos se construyen con base en la discretización de un modelo geológico y petrofísico.

En el caso del ejemplo de aplicación, se cuenta con un modelo numérico que considera flujo de aceite negro y doble porosidad, este modelo se encuentra ajustado el comportamiento a diciembre del 2001. El ajuste obtenido se realizó con el simulador para yacimientos de aceite negro, Eclipse 100, de GeoQuest, Schlumberger.

Los simuladores de la familia Eclipse tienen la opción para el manejo de la inyección de trazadores, con ciertas restricciones. De acuerdo con los objetivos de la prueba, se adecuó el modelo numérico para que representara el flujo del trazador en el medio poroso, partiendo del modelo existente del Campo.

En este capítulo se presenta un breve resumen de las características y los resultados obtenidos de la simulación, para el cálculo del comportamiento de un trazador en fase gas inyectado.

V.6.1 Objetivo

El objetivo del estudio se centró en modelar, con el simulador numérico de yacimientos Eclipse 100, el comportamiento del flujo de fluidos a través del yacimiento y determinar la dirección preferencial de flujo, utilizando para esto la opción de simular la inyección de un trazador en fase gas inyectado en el seno del aceite del yacimiento y desplazarlo con un volumen de gas de 30500 ft³, en el Pozo inyector.

V.6.2 Generalidades

El Complejo está formado por tres estructuras, las cuales conforman un grupo de yacimientos fracturados a los cuales se les asigna un acuífero común, por lo cual se modelan en forma conjunta conformando así un complejo que se simula con un sólo modelo numérico. La simulación de este complejo se efectuó utilizando el modelo numérico Eclipse 100 para aceite negro, considerando doble porosidad con una etapa de ajuste del comportamiento de presión y producción a diciembre del 2001.

El complejo está discretizado con una malla irregular en la cual se consideraron 41 celdas en la dirección “X” y 62 celdas en la dirección “Y”, verticalmente el modelo se caracterizó con 16 capas o unidades de flujo.

Debido a que el Complejo presenta fracturas y de acuerdo a los requerimientos del simulador Eclipse, se tiene un total de 32 capas en sentido vertical, de las cuales las primeras 16 corresponden al sistema de matriz y las 16 restantes al sistema de fracturas.

De la discretización anterior se obtuvieron un total de 81344 celdas.

El Complejo cuenta con 44 pozos, en donde se eligió como pozo inyector, el Pozo 45, localizado en la zona del casquete de gas; donde los pozos más próximos a él y por tanto en los que se esperaría detectar la presencia del trazador son: el 63, 47, 67A, 23, 21, 41, 62A, 61, 81 y 83.

V.6.3 Simulación numérica del proceso

Se realizaron una serie de predicciones en las que se efectuaron variaciones a los parámetros que definen el proceso de inyección del trazador y su desplazamiento mediante un volumen de gas.

Las predicciones realizadas para analizar el proceso de inyección del trazador en el Pozo 45, se dividen en 3 etapas: en la primera etapa se buscó determinar un gasto de inyección que permitiera determinar el comportamiento del trazador en el yacimiento; en la segunda etapa se hicieron variaciones en el tiempo de simulación y en las condiciones de inyección, se consideró un caso para inyección continua y otro sólo ampliando en tiempo y finalmente; en la tercera etapa se modificaron los volúmenes de inyección y el intervalo de inyección.

En la Tabla V.28 se muestra un resumen de las predicciones realizadas en la primera etapa, en esta se observa que en ocasiones el trazador no es detectado en ningún pozo, esto debido a que el volumen de inyección es muy pequeño, por lo tanto, la influencia de la inyección es mínima sobre el yacimiento que es de grandes dimensiones.

En las corridas en las que se detecta el trazador, muestran valores muy bajos a los esperados, del orden de 1×10^{-20} , además de que no se observa un comportamiento característico, es decir, la concentración del trazador debería incrementarse a partir de la surgencia de éste en algún pozo hasta llegar a un máximo y después de este tiempo se esperaría una disminución hasta que el trazador desaparezca.

En las corridas generadas no ocurre así, en los parámetros: producción acumulada, concentración y ritmo de producción del trazador los valores se incrementan con el tiempo, esto sólo es correcto en el caso del primer parámetro, y no así para el segundo ni el tercero, lo cual pudiera no ser razonable, sin embargo por el tiempo de simulación no puede decirse que el comportamiento es erróneo.

Tabla V.28 Resumen de corridas y resultados para la primera etapa de simulación

| DÍAS DE EMPUJE | VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO | SURGENCIA | POZO | CONCENTRACIÓN |
|-----------------------|------------------------------------|------------------|-------------|----------------------|
| 1 | 30.5 MMPC SE INYECTAN EN LA CAPA 4 | 20-Ago-02 | 23 | 2.04E-20 |
| | | 28-Sep-02 | 21 | 1.03E-20 |
| | | 31-Oct-02 | 41 | 8.88E-20 |
| | | 30-Nov-02 | 42 | 3.34E-20 |
| 1 | 30.5 MPC | 23-Sep-02 | 23 | 1.07E-20 |
| 1 | 15250.0 MPC | 31-Dic-02 | 41 | 1.79E-20 |
| 1 | 100 MPC | --- | --- | --- |
| 1 | 1000 MPC | --- | --- | --- |
| 1 | 500 MPC | --- | --- | --- |
| 1 | 3000 MPC | --- | --- | --- |
| 1 | 30500 MPC SE INYECTAN EN LA CAPA 3 | 29-Ago-02 | 23 | 1.13E-20 |
| | | 30-Nov-02 | 21 | 1.21E-20 |
| | | 31-Dic-02 | 41 | 1.79E-20 |

Con el propósito de obtener un comportamiento más representativo, con el cual pudiera visualizarse la dirección preferencial del flujo y la influencia de la inyección del gas en el yacimiento, se generaron dos corridas más, mostradas en la Tabla V.29 presentada en la siguiente página.

De estas corridas se puede observar que el número de pozos en que se detecta el trazador aumenta considerablemente, comparado con las condiciones de las otras corridas, esto básicamente se debe por un lado al tiempo de simulación y por otro a la inyección de gas.

Con estas predicciones se pudo definir el flujo preferencial noroeste a partir del Pozo inyector, esto fue corroborado por la distribución de presiones y transmisibilidades, es esta zona, además puede observarse que los pozos 23, 41 y 21 serán los pozos en los que primero será detectado el trazador, dadas las características del modelo.

Tabla V.29 Resumen de corridas y resultados para la segunda etapa de simulación

| DÍAS DE EMPUJE | VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO | SURGENCIA | POZO | CONCENTRACIÓN |
|-----------------------|------------------------------------|------------------|-------------|----------------------|
| 1 DÍAS | 30500 MPC 25 AÑOS DE SIMULACIÓN | 29-Ago-02 | 23 | 1.13E-20 |
| | | 30-Nov-02 | 21 | 1.21E-20 |
| | | 31-Dic-02 | 41 | 1.79E-20 |
| | | 30-Jun-03 | 42 | 1.39E-19 |
| | | 31-Dic-03 | 22 | 3.04E-20 |
| | | 31-Dic-03 | 47 | 3.25E-17 |
| | | 30-Jun-05 | 1293 | 1.03E-19 |
| | | 30-Jun-07 | 62 A | 2.65E-20 |
| | | 31-Dic-08 | 1291 | 1.00E-20 |
| | | 31-Dic-08 | 46 | 1.94E-20 |
| | | 31-Dic-22 | 1299 | 1.56E-19 |
| INYECCIÓN CONTINUA | 30500 MPC 25 AÑOS DE SIMULACIÓN | 29-Ago-02 | 23 | 1.31E-20 |
| | | 23-Ago-02 | 41 | 1.34E-20 |
| | | 31-Oct-02 | 21 | 1.16E-18 |
| | | 31-Oct-02 | 1293 | 8.53E-19 |
| | | 30-Nov-02 | 42 | 1.50E-20 |
| | | 30-Jun-03 | 63 | 5.39E-19 |
| | | 30-Jun-03 | 22 | 1.34E-19 |
| | | 30-Jun-03 | 47 | 1.03E-12 |
| | | 31-Dic-03 | 1291 | 1.04E-18 |
| | | 31-Dic-03 | 87 | 1.05E-20 |
| | | 30-Jun-04 | 69 | 4.73E-20 |
| | | 30-Jun-04 | 62 A | 3.38E-20 |
| | | 30-Jun-04 | 81 | 4.41E-20 |
| | | 31-Dic-04 | 288 | 2.15E-20 |
| | | 31-Dic-04 | 84 | 9.94E-19 |
| | | 31-Dic-04 | 84D | 2.85E-20 |
| | | 31-Dic-04 | 82 | 9.15E-20 |
| | | 31-Dic-04 | 83 | 9.41E-18 |
| | | 31-Dic-04 | 84 | 9.94E-19 |
| | | 30-Jun-05 | 46 | 6.35E-20 |
| | | 31-Dic-07 | 1299 | 4.26E-20 |
| 30-Jun-05 | 64 | 1.89E-20 | | |
| 31-Dic-06 | 89 | 3.17E-20 | | |

Finalmente en la tercera etapa se decidió evaluar un escenario en el que el volumen del gas para desplazar el trazador fuera de 70000 ft³, y que el pozo no tuviera que ser intervenido, por lo que, la inyección se llevaría a cabo en los intervalos actualmente disparados. Estas condiciones se consideraron en la corrida de la cual se presenta un resumen y los resultados en la Tabla V.30.

Tabla V.30 Resumen de corridas y resultados para la tercera etapa de simulación

| DÍAS DE EMPUJE | VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO | SURGENCIA | POZO | CONCENTRACIÓN |
|-----------------------|--|------------------|-------------|----------------------|
| 1 DÍAS | 70.0 MPC TIEMPO DISCRETIZADO [AGO, SEP] | 18-Ago-02 | 23 | 1.73E-20 |
| | | 31-Oct-02 | 41 | 6.36E-20 |
| | | 31-Oct-02 | 21 | 1.64E-19 |
| | | 31-Oct-02 | 42 | 2.42E-20 |
| | | 28-Feb-03 | 22 | 1.22E-20 |
| | | 31-Dic-03 | 47 | 1.07E-20 |
| | | 28-Feb-04 | 63 | 1.28E-20 |
| | | 31-Oct-05 | 62 A | 1.66E-20 |
| | | 30-Jun-06 | 46 | 1.13E-20 |
| | | 31-Jul-06 | 69 | 1.32E-20 |
| | | 31-Dic-06 | 84D | 1.06E-20 |

Con los resultados de esta corrida se corroboraron las conclusiones, sobre la dirección preferencial del flujo en el medio.

V.6.4 Análisis de las predicciones

Se efectuaron una serie de corridas con el fin de evaluar el comportamiento del movimiento del trazador desde el pozo inyector y a través del yacimiento, y además con el fin de determinar el gasto mínimo de inyección con el cual pudiese ser evaluado el comportamiento del trazador. En esta sección se hace una descripción más detallada de los resultados obtenidos en cada una de las tres etapas de simulación y además se presentan algunas de las gráficas generadas para evaluar el comportamiento del trazador.

V.6.4.1 Primera etapa de simulación

Las condiciones sobre las cuales se efectuaron las corridas de la primera etapa de simulación son las que se muestran en la Tabla V.28, en la que además se puede observar que la principal diferencia entre ellas es el gasto de inyección. De igual forma se aprecia la fecha en la que se detecta la presencia del trazador en los pozos productores.

De acuerdo a los resultados el primer pozo que manifiesta presencia del trazador es el Pozo 23, el siguiente pozo en detectar la presencia del trazador es el Pozo 41, por lo cual se observa que el movimiento y el flujo preferencial son hacia los pozos ubicados a la izquierda del pozo inyector.

V.6.4.2 Segunda etapa de simulación

Con la intención de observar de mejor forma el avance y surgimiento del trazador en los pozos del complejo se diseñaron un par de corridas más, cuyas características generales se encuentran contenidas en la Tabla V.29, siendo entre ellas la principal diferencia el tiempo de inyección del fluido desplazante del trazador; en la primer corrida el tiempo de empuje es de sólo un día mientras que en la segunda se trata de inyección es continua. Esto se refleja directamente en el número de pozos que detectan la presencia del trazador como puede observarse en la tabla referida.

Para este caso, se puede observar un flujo preferencial hacia la parte este del pozo inyector; sin embargo, el trazador se detecta en un pozo ubicado a la izquierda del mismo.

V.6.4.3 Tercera etapa de simulación

Esta etapa es la que sirvió de base sobre la cual se diseñó finalmente la prueba de inyección del trazador en un pozo del Complejo, estas características se plasman en la Tabla V.30 mostrada con anterioridad, aquí se observa que el gasto de desplazamiento del trazador es de 70000 ft³ de gas por un día de empuje, también se observa que los Pozos 23, 41, 21 y 42 detectan la presencia del trazador durante los primeros dos meses y medio de llevada a cabo la inyección del trazador, el Pozo inyector, se modeló con una terminación idéntica a la que tenía en el momento en que se encontraba produciendo.

En esta corrida se observa una tendencia del trazador de moverse hacia el oeste del pozo inyector, estas gráficas se presentan para la capa 7 del modelo numérico, que es la capa donde mejor se difunde el trazador; por lo cual, flujo preferencial del trazador a través del yacimiento es hacia la sección en la cual se tienen los pozos 63, 23, 21 y 22.

V.6.5 Conclusiones de la simulación numérica

En el estudio que se desarrolló para el estudio de radiotrazado del Complejo se observó que para las condiciones planteadas en las diferentes corridas, en lo referente a la simulación del proceso de inyección de un trazador, el flujo preferencial se da en la dirección Sur – Oeste, dado que para todas las corridas los pozos que detectan el trazador son los más cercanos al Pozo inyector en esta dirección.

Es importante mencionar que para una adecuada simulación del proceso y que la información pueda ser más precisa, se debe tener un buen ajuste del modelo, esto da mayor confiabilidad a los resultados, para este trabajo se tiene un desfase en el ajuste de la información de siete meses, por lo que es importante tomar las reservas convenientes y proceder a actualizar el modelo numérico del campo.

Un proceso de inyección de un trazador y su desplazamiento por un gas requiere de un mejor conocimiento de las propiedades de los fluidos dentro del yacimiento, por lo que se recomienda contar con un modelo composicional, lo cual permitirá incluir el estudio del comportamiento de los fluidos del yacimiento con la inyección de un gas como podría ser el nitrógeno, y simular escenarios más reales y cuyos resultados sean más confiables.

Por otro lado las características de los fluidos contenidos dentro de los yacimientos parecen ser muy diferente de acuerdo a los indicios que se tienen a la fecha, razón por la cual es necesario efectuar una buena caracterización de los fluidos contenidos dentro de los yacimientos que conforman el Complejo, pues si bien estos se encuentran conectados por un acuífero común, el contener fluidos con comportamientos termodinámicos diferentes puede ocasionar inestabilidad en el proceso.

Finalmente, cabe mencionar, que de acuerdo a los resultados obtenidos durante la simulación se obtienen aspectos necesarios para realizar el diseño final de la prueba de radiotrazado, como lo son: los pozos en los que se espera que haya presencia de trazador, esto debido a que posiblemente en el diseño preliminar no se han considerado todos los pozos candidatos a producir trazador; también se obtiene la cantidad de trazador a emplear, por lo cual se puede ya contar con un volumen final tentativo del mismo y además se pueden obtener las curvas de surgencia que nos permitirán tener un tiempo estimado en la cual arribará el trazador lo cual repercutirá directamente en las fechas de muestreo.

En las páginas siguientes se muestran las gráficas más representativas del estudio de simulación del Complejo en las cuales se puede tener una mejor idea de lo expresado en párrafos anteriores.

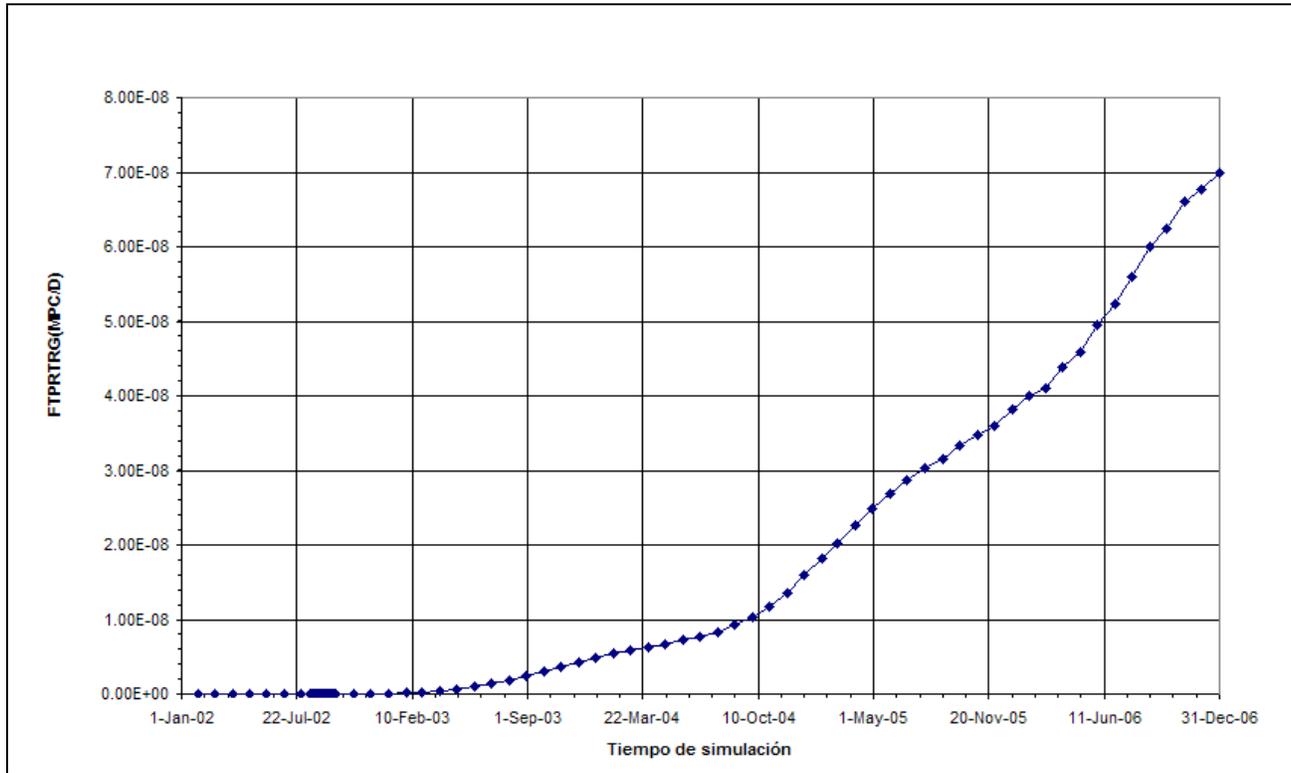


Figura V.5 Ritmo de producción de trazador por Campo

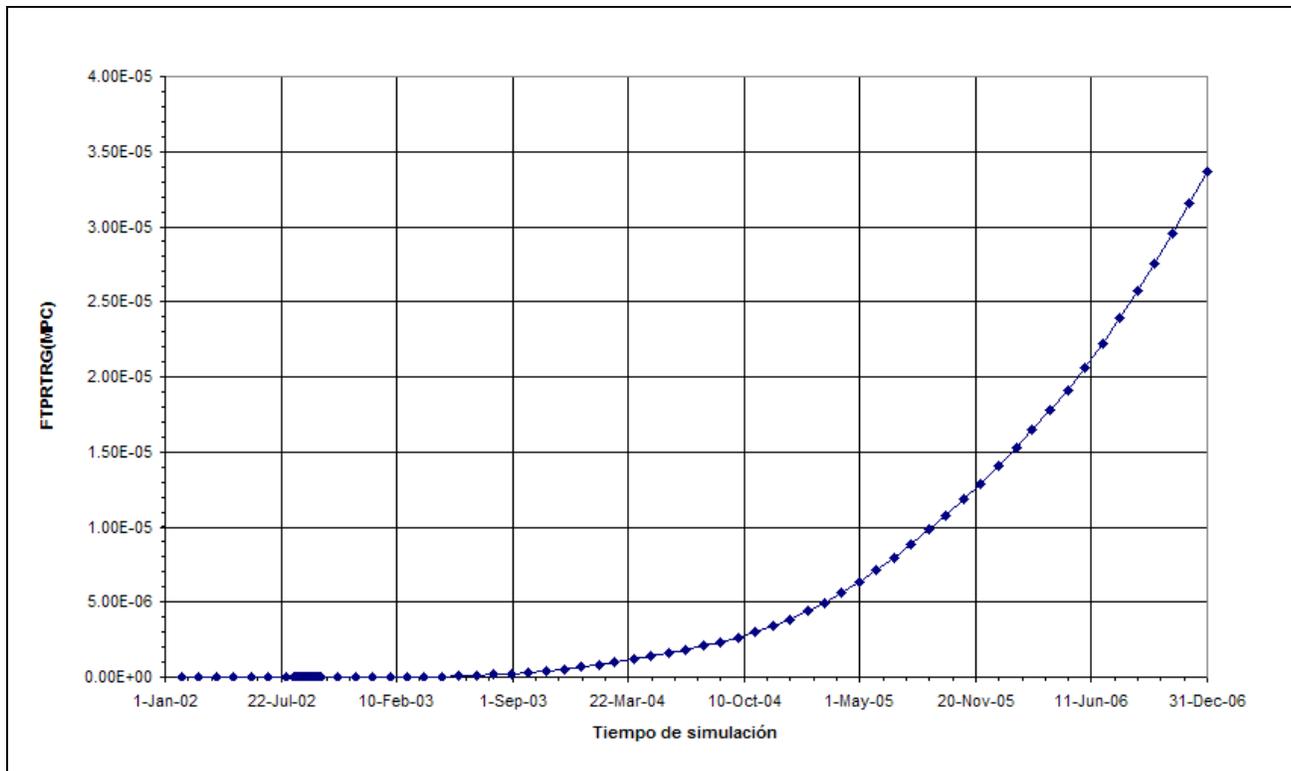


Figura V.6 Producción total de trazador por Campo

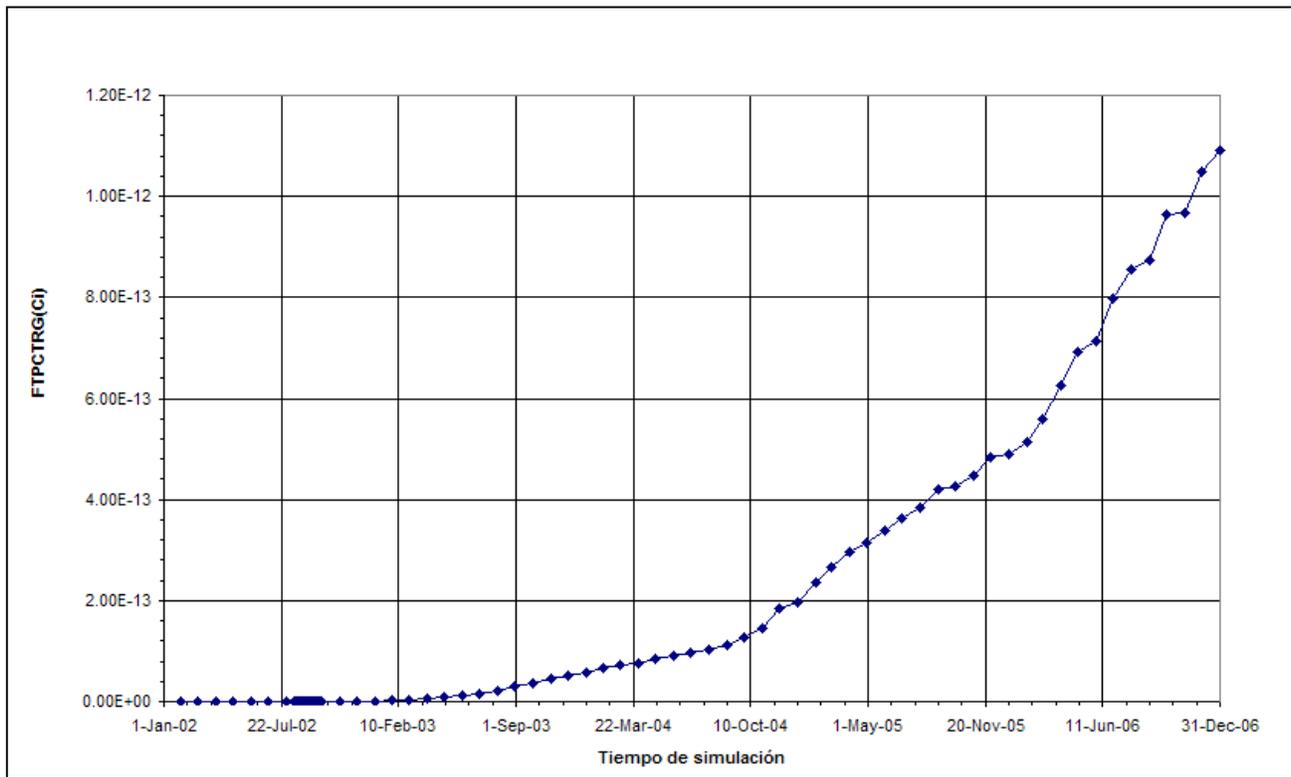


Figura V.7 Concentración del trazador por Campo

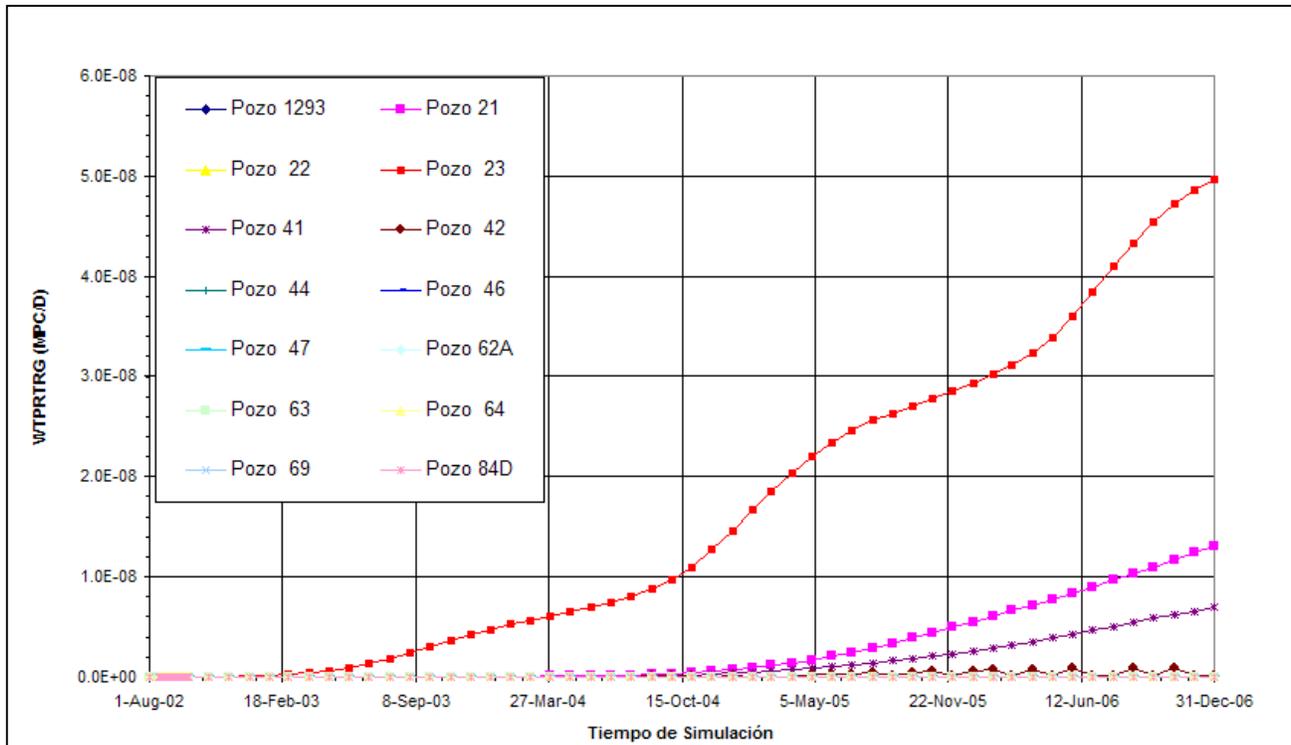


Figura V.8 Ritmo de producción del trazador por pozo

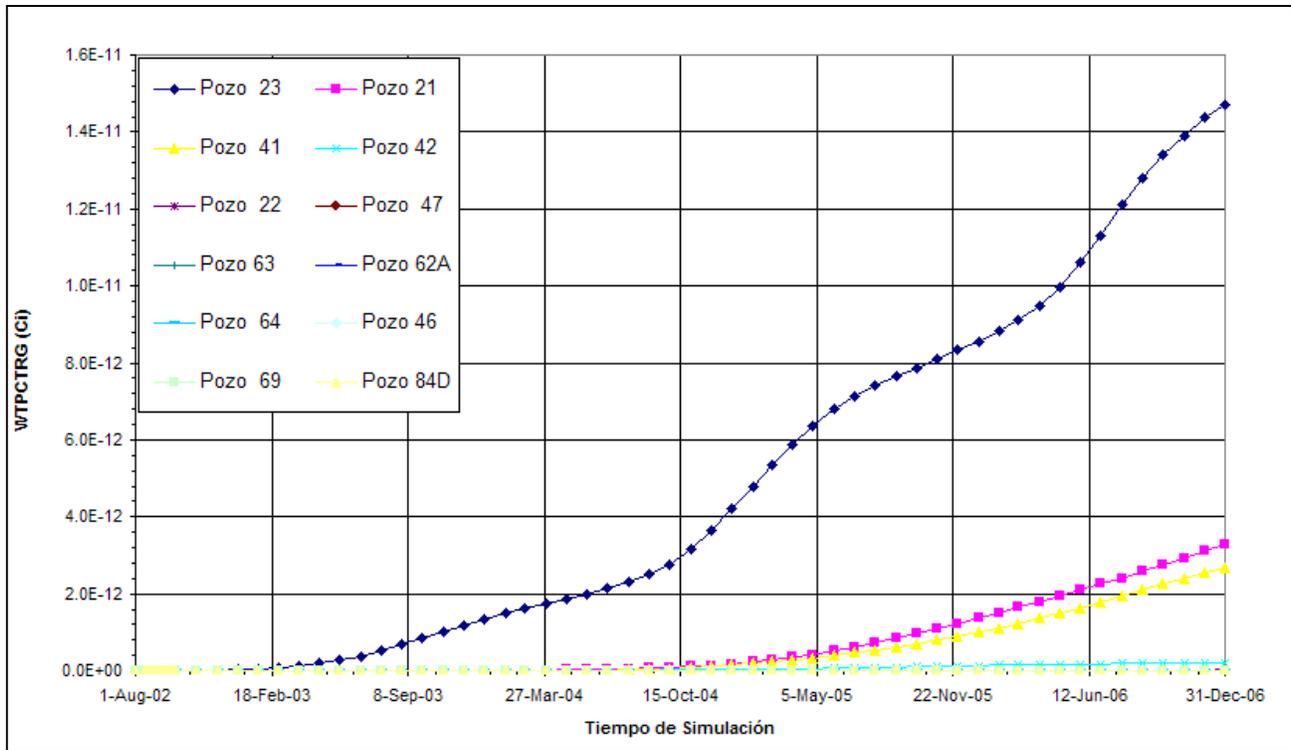


Figura V.9 Concentración del trazador por pozo

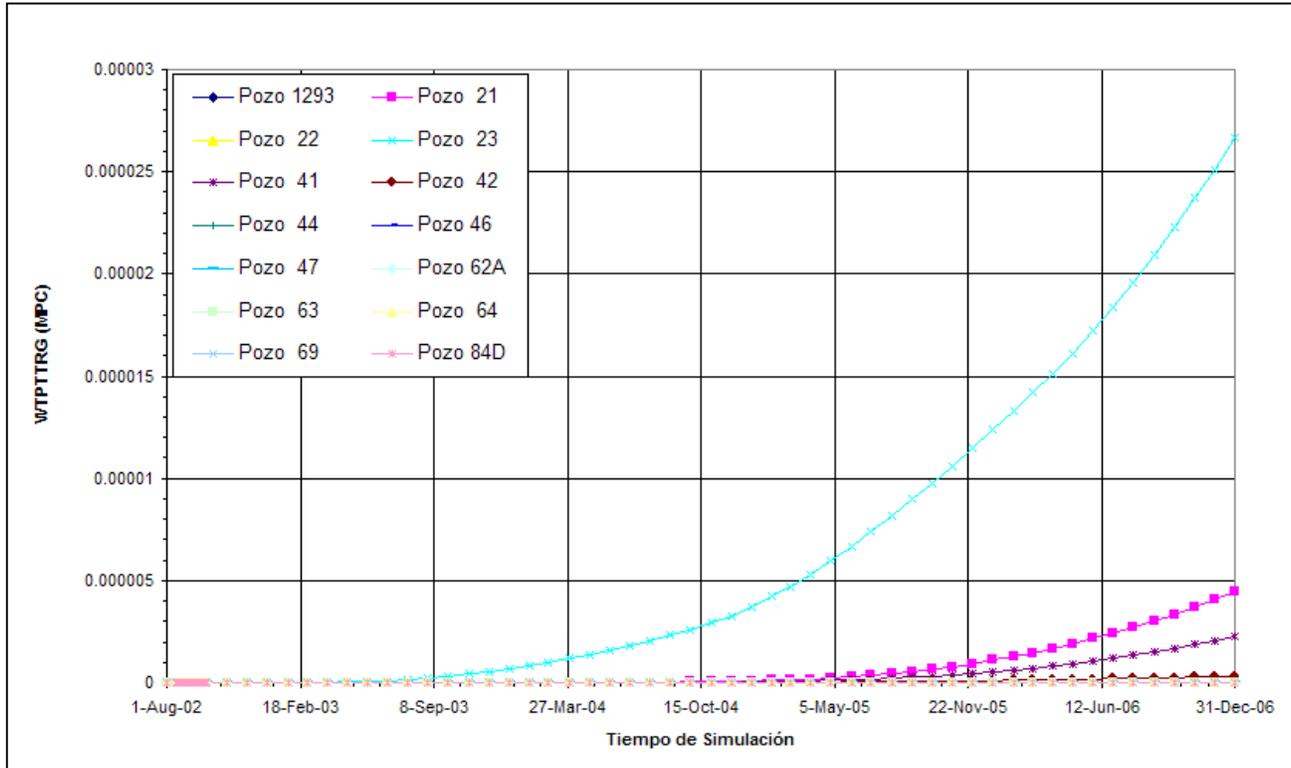


Figura V.10 Producción total del trazador por pozo

*V.7 DISEÑO FINAL DE LA PRUEBA**V.7.1 Introducción*

El método para determinar la presencia del trazador es realizar un monitoreo de pozos observadores seleccionados basándose en su localización con respecto al pozo inyector. A las muestras de gas recuperadas del mismo, se les realiza un análisis radioquímico para determinar la presencia del radionucleido inyectado; la identificación del trazador se basa fundamentalmente en la interpretación de los espectros obtenidos, al realizar la comparación con espectros patrones previamente definidos (fondo natural de la formación).

Con la determinación de la presencia de trazador y la cuantificación de la actividad del mismo se obtendrá la cantidad de gas de inyección que fluye hacia el pozo productor, el tiempo de irrupción y la velocidad del flujo.

El conocimiento de los tiempos de irrupción entre el pozo inyector y los pozos productores mediante el estudio de radiotrazado permitirá conocer el comportamiento real de la orientación del flujo preferencial del fluido de inyección.

V.7.2 Diseño final

De acuerdo a las etapas presentadas con anterioridad, el diseño final en el cual estará fundamentado el estudio de radiotrazado a realizar se muestra en la Tabla V.31 a manera de resumen.

Tabla V.31 Parámetros y cantidades del diseño final para el estudio de radiotrazado

| PARÁMETRO | VALOR |
|----------------------|---|
| Tipo de trazador | Metano tritiado |
| Cantidad de trazador | 60 Ci |
| Pozo inyector | 45 |
| Pozos observadores | 47, 63, 67A, 69, 83, 87, 89, 288, 1293 y los pozos derivados de la simulación numérica: 21, 23, 41, 42, 61, 62 A, 81, 1277 y 1299 |

El programa de muestro, parte primordial del diseño de una prueba de trazadores, se presentará en la siguiente sección.

V.7.2.1 Programa de muestreo de fluidos de producción

El programa de muestreo está elaborado considerando la posibilidad de una irrupción estimada en días, en las predicciones tanto de la modelación matemática como de la simulación numérica, por lo que todos los pozos serán monitoreados después de la inyección del trazador y una disminución de muestreo en semanas posteriores para reducir los costos.

Para la recolección de muestras de fluidos de producción se debe cumplir con lo siguiente:

a) Visita al Campo

Recabar la información proporcionada de las condiciones y estados mecánicos de cada pozo productor, revisar las disposiciones de las válvulas de ½" existentes para la toma de fluidos de aceite, medir presiones en TP y de las líneas de producción (bajantes).

b) Muestreo previo

Realizar un muestreo a los pozos seleccionados antes de la inyección del trazador con el fin de efectuar un análisis radioquímico para la determinación del fondo natural del yacimiento, que será la base de referencia del estudio de radiotrazado.

c) Programa de muestreo

Después de la inyección del trazador se realizará de acuerdo a un programa calendarizado previamente establecido con base en el diseño de la prueba.

En el programa de muestreo estimado se contempla una duración de 16 semanas para el año 2002 con etapas y ritmos de muestreo diferentes, según el avance de los resultados que se obtengan, además se consideraron 4 grupos de pozos, los cuales están constituidos de la siguiente manera:

GRUPO 1: Pozos 21, 23, 41 y 42.

GRUPO 2: Pozos 61, 62 A, 63, 81, 83 y 1293.

GRUPO 3: Pozos 47 y 67 A.

GRUPO 4: Pozos 69, 87, 89, 288, 1277 y 1299

En las páginas posteriores se presentan las Tablas V.32 y V.33 donde se detalla el programa de muestreo calendarizado:

Tabla V.32 Programa de muestreo del Campo (Etapas iniciales)

| ETAPA 1 | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|----------|---|----|----|----|----|----|-------|
| Frecuencia de muestreo: 2 muestras por semana | | | | | | | | | | | | | | | |
| Semana 1 | | | | | | | | Semana 2 | | | | | | | |
| Día | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | TOTAL |
| Grupo | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1 | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1 | |
| Muestras | 2 | 3 | 2 | 4 | 2 | 3 | 2 | 2 | 3 | 2 | 4 | 2 | 3 | 2 | 36 |
| Análisis | 2 | 3 | | 2 | | | 2 | 2 | 3 | | 2 | | | 2 | 18 |

| ETAPA 2 | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----|----|----|----|----|----|----|----------|----|----|----|----|----|----|-------|
| Frecuencia de muestreo: 2 muestras por semana | | | | | | | | | | | | | | | |
| Semana 3 | | | | | | | | Semana 4 | | | | | | | |
| Día | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | TOTAL |
| Grupo | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1 | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1 | |
| Muestras | 2 | 6 | 2 | 4 | 2 | 6 | 2 | 2 | 6 | 2 | 4 | 2 | 6 | 2 | 48 |
| Análisis | 2 | 3 | | 2 | | 3 | 2 | 2 | 3 | | 2 | | 3 | 2 | 24 |

| ETAPA 2 - 3 | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----|----|----|----|----|----|----|----------|----|----|----|----|----|-----|-------|
| Frecuencia de muestreo: 2 muestras por semana | | | | | | | | | | | | | | | |
| Semana 5 | | | | | | | | Semana 6 | | | | | | | |
| Día | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | TOTAL |
| Grupo | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1 | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1,4 | |
| Muestras | 2 | 6 | 2 | 4 | 2 | 6 | 2 | 2 | 6 | 4 | 4 | 2 | 6 | 6 | 54 |
| Análisis | 2 | 3 | | 2 | | 3 | 2 | 2 | 3 | 2 | 2 | | 3 | 4 | 28 |

| ETAPA 3 | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----|----|----|----|----|----|-----|----------|----|----|----|----|----|-----|-------|
| Frecuencia de muestreo: 2 muestras por semana | | | | | | | | | | | | | | | |
| Semana 7 | | | | | | | | Semana 8 | | | | | | | |
| Día | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 | 53 | 54 | 55 | 56 | TOTAL |
| Grupo | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1,4 | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1,4 | |
| Muestras | 2 | 6 | 4 | 4 | 2 | 6 | 6 | 2 | 6 | 4 | 4 | 2 | 6 | 6 | 58 |
| Análisis | 2 | 3 | 2 | 2 | | 3 | 4 | 2 | 3 | 2 | 2 | | 3 | 4 | 32 |

Tabla V.33 Programa de muestreo del Campo (Etapas finales)

| ETAPA 3 | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----|----|----|----|----|----|-----|-----------|----|----|----|----|----|-----|-------|
| Frecuencia de muestreo: 2 muestras por semana | | | | | | | | | | | | | | | |
| Semana 9 | | | | | | | | Semana 10 | | | | | | | |
| Día | 57 | 58 | 59 | 60 | 61 | 62 | 63 | 64 | 65 | 66 | 67 | 68 | 69 | 70 | TOTAL |
| Grupo | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1,4 | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1,4 | |
| Muestras | 2 | 6 | 4 | 4 | 2 | 6 | 6 | 2 | 6 | 4 | 4 | 2 | 6 | 6 | |
| Análisis | 2 | 3 | 2 | 2 | | 3 | 4 | 2 | 3 | 2 | 2 | | 3 | 4 | |

| ETAPA 3 | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----|----|----|----|----|----|-----|-----------|----|----|----|----|----|-----|-------|
| Frecuencia de muestreo: 2 muestras por semana | | | | | | | | | | | | | | | |
| Semana 11 | | | | | | | | Semana 12 | | | | | | | |
| Día | 71 | 72 | 73 | 74 | 75 | 76 | 77 | 78 | 79 | 80 | 81 | 82 | 83 | 84 | TOTAL |
| Grupo | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1,4 | 3 | 2 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1,4 | |
| Muestras | 2 | 6 | 4 | 4 | 2 | 6 | 6 | 2 | 6 | 4 | 4 | 2 | 6 | 6 | |
| Análisis | 2 | 3 | 2 | 2 | | 3 | 4 | 2 | 3 | 2 | 2 | | 3 | 4 | |

| ETAPA 4 | | | | | | | |
|---|------------|------------|------------|----------------|------------|------------|-------|
| Frecuencia de muestreo: 2 muestras por semana | | | | | | | |
| Semana 13 - 15 | | | | Semana 16 - 18 | | | |
| Día | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | TOTAL |
| Grupo | 1, 2, 3, 4 | 1, 2, 3, 4 | 1, 2, 3, 4 | 1, 2, 3, 4 | 1, 2, 3, 4 | 1, 2, 3, 4 | |
| Muestras | 18 | 18 | 18 | 18 | | | |
| Análisis | | 18 | | 18 | | | |

| CONTABILIDAD DE MUESTREO TOTAL Y ANÁLISIS | | | | | |
|--|----|----|-----|----|-------|
| Etapa | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| Muestras | 36 | 72 | 210 | 72 | 390 |
| Análisis | 18 | 36 | 112 | 36 | 202 |

Al realizar la toma de muestras de gas en el Campo, es necesario contar con los permisos para desechar el crudo sobrante y estar habitando permanentemente (dos personas del IMP) en la plataforma de producción.

V.7.3 Requerimientos de operación de la prueba

Para realizar este estudio se deben cumplir con las siguientes etapas:

1. Revisión de estados mecánicos de los pozos productores (Visita a plataformas).
2. Cálculo de capacidad de tubería y volúmenes de desplazamiento de gas.
3. Determinación de la radiación natural de la formación (Muestreo previo a la inyección).
4. Inyección del trazador gaseoso.
5. Análisis radioquímico de los fluidos de producción.
6. Resultados e Informes.
7. Procedimientos de Seguridad Radiológica.

Los cuales se irán presentando uno a uno en las siguientes secciones.

V.7.3.1 Revisión de Estados Mecánicos de los pozos involucrados (Inyector y productores)

El punto de partida del diseño es realizar una visita a los pozos que se planean incluir en el estudio de radiotrazado, ya sean equipos terrestres o marinos, para determinar los puntos de muestreo de los pozos productores, constatar que cuenten con las válvulas adecuadas y observar las condiciones superficiales de los pozos.

Es por esto que se debe de contar con los estados mecánicos de los mismos y así poder conocer lo mencionado en el párrafo anterior, en las páginas posteriores se destacan los diagramas de los estados mecánicos actuales de los pozos involucrados en el estudio, en este caso sólo se mostrarán la Fig. V. 11, estado mecánico del Pozo 45 (pozo inyector) y la Fig. V.12 en donde se presenta el estado mecánico del Pozo 47 (productor), ya que sólo se pretende ilustrar la forma en la que se tiene que realizar la revisión de los estados mecánicos de los pozos involucrados.

Cabe mencionar que se deben de incluir los estados mecánicos de todos los pozos inyectoros, en caso de que haya más de uno, y de todos los pozos productores involucrados en el estudio de radiotrazado.

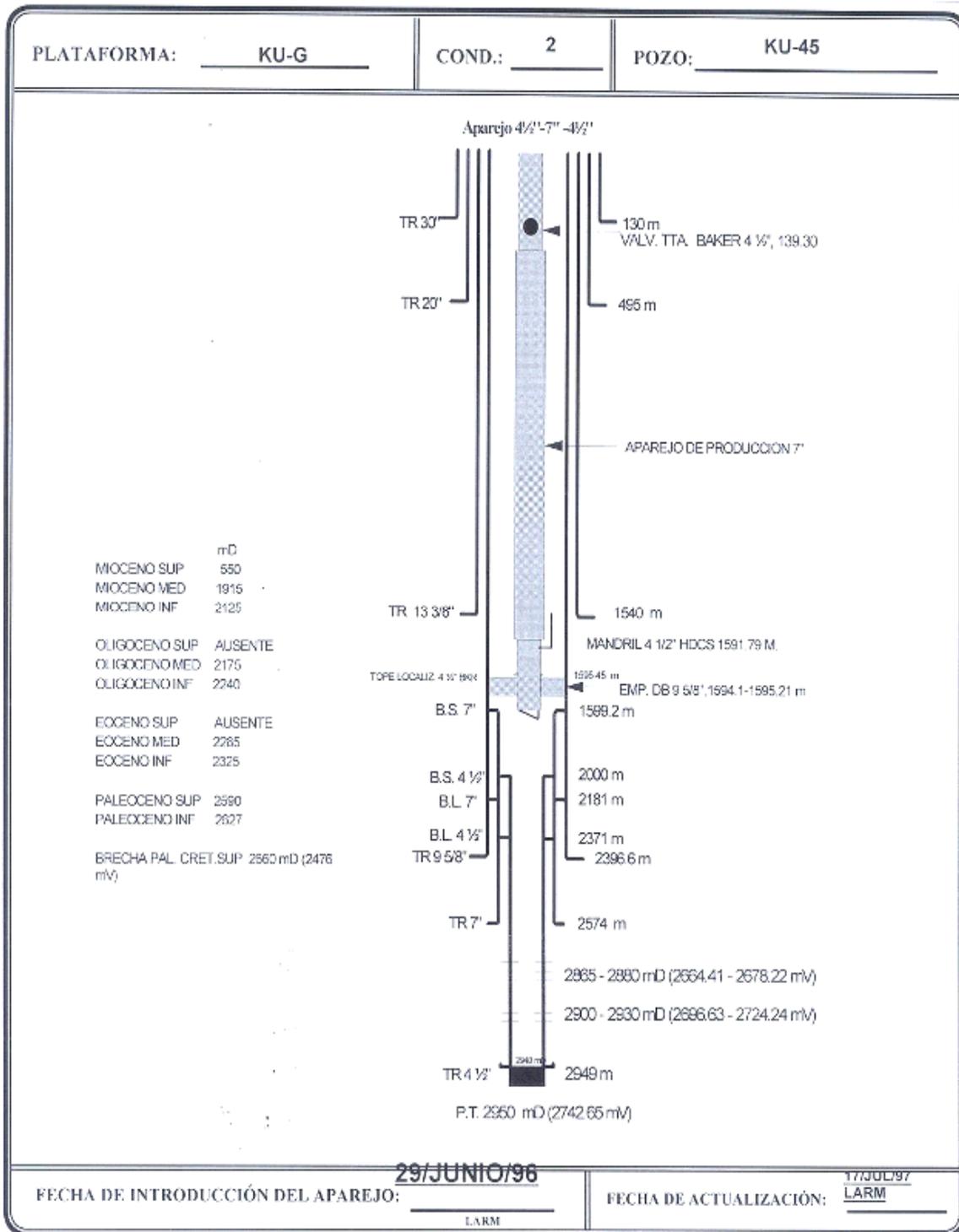


Figura V.11 Estado Mecánico del Pozo 45 (pozo inyector)

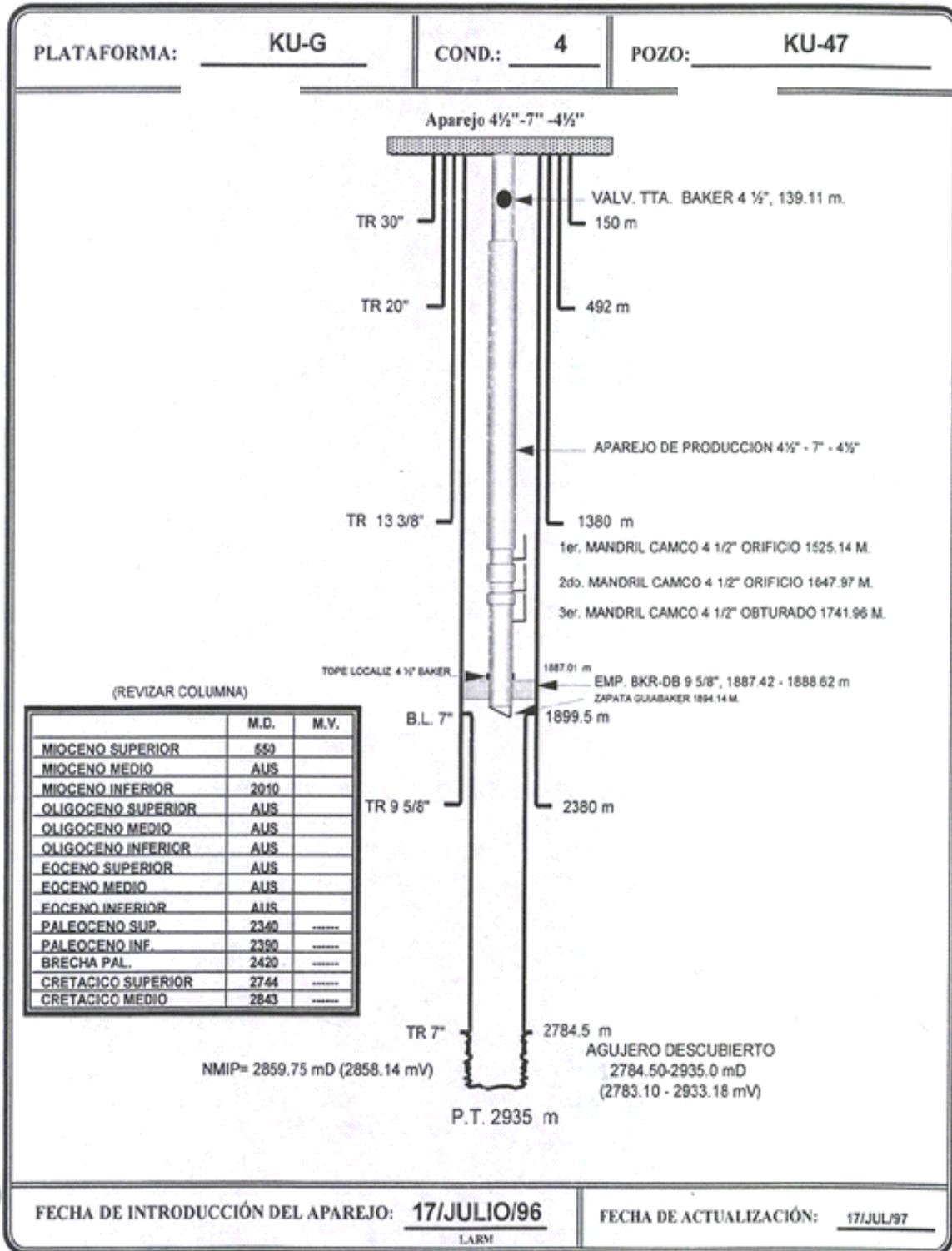


Figura V.12 Estado mecánico del Pozo 47 (pozo productor)

V.7.3.2 Cálculo de capacidad de tubería y volúmenes de desplazamiento de gas

Con el cálculo de capacidad del aparejo de tubería de producción hasta la zona de disparos del pozo inyector se determinó el volumen necesario para llenar el mismo aparejo con nitrógeno e inyectar el trazador Metano tritiado desplazando con una cantidad de 8 veces el volumen deseado.

Además se debe programar la cantidad de desplazamiento de fluido con un volumen de 10 veces la capacidad del aparejo de la tubería del pozo inyector después de la inyección del trazador gaseoso, con el fin de obtener la limpieza total de los residuos remanentes del trazador en la tubería.

A continuación se presentan los datos correspondientes al aparejo de producción del Pozo 45 (Tabla V.34)

Tabla V.34 Datos del aparejo de producción del Pozo 45

| PARÁMETROS | VALOR |
|--|--|
| Intervalos de disparos | 2865 – 2880, 2900 – 2930 mD |
| Diámetros de las tuberías del aparejo | 4 ½” – 7” – 4 ½” |
| Diámetro interior de la tubería de 4 ½” con peso de 12.6 lb/ft | 3.958”, equivalente a 0.08552 ft ³ /ft lineal |
| Diámetro interior de la tubería de 7” con peso de 29.0 lb/ft | 6.184”, equivalente a 0.2085 ft ³ /ft lineal |
| Longitud total del aparejo de producción | 1599.2 m |
| Profundidad total | 2950 m |
| Empacado del aparejo de producción | 5000 m ³ de Nitrógeno, equivalente a 176573 ft ³ |
| Volumen de desplazamiento del trazador Metano tritiado | 2000 m ³ de Nitrógeno, equivalente a 70629 ft ³ |
| Volumen de limpieza del aparejo de producción | 8000 m ³ de Nitrógeno, equivalente a 282517 ft ³ |

Para el cálculo de los tiempos de inyección en el Pozo 45 se considera que el volumen de Nitrógeno requerido es de 15,000 m³ o bien de 529,720 ft³, pero se contará con el apoyo de un Barco de Servicios con capacidad de 20,000 m³ es decir, 706,293 ft³.

Se debe de considerar el gasto de inyección programado tanto por el programa operativo del Barco como del personal especialista de PEMEX y de las condiciones que presente el Pozo inyector.

Cabe mencionar que de acuerdo a otros Campos se han considerado gastos de inyección promedio de 30 a 100 m³ de Nitrógeno por minuto a una presión 1000 psi, por lo que para la inyección en este estudio se considerará un gasto de inyección promedio de 50 a 150 m³, donde los tiempos de empacado, de desplazamiento, de limpieza y de operación serán los siguientes:

❖ Tiempo de empacado del aparejo de tubería

$$T_{empacado} = \frac{\text{Volumen_total_de_Nitrógeno}}{\text{Gasto_de_inyección_de_Nitrógeno_}(150\text{m}^3)}$$

$$T_{empacado} = \frac{176573 \text{ ft}^3}{317832 \text{ ft}^3 \text{ h}} = 0.55 \text{ h} = 33 \text{ min}$$

❖ Tiempo de desplazamiento del trazador

$$T_{desplazamiento} = \frac{\text{Volumen_total_de_Nitrógeno}}{\text{Gasto_de_inyección_de_Nitrógeno_}(150\text{m}^3)}$$

$$T_{desplazamiento} = \frac{70629 \text{ ft}^3}{317832 \text{ ft}^3 \text{ h}} = 0.22 \text{ h} = 13 \text{ min}$$

❖ Tiempo de limpieza del aparejo de la tubería del trazador

$$T_{lim\ pieza} = \frac{\text{Volumen_total_de_Nitrógeno}}{\text{Gasto_de_inyección_de_Nitrógeno_}(150\text{m}^3)}$$

$$T_{lim\ pieza} = \frac{282517 \text{ ft}^3}{317832 \text{ ft}^3 \text{ h}} = 0.88 \text{ h} = 54 \text{ min}$$

❖ Duración total en operación

$$T_{\text{lim pieza}} = \frac{\text{Volumen_total_de_Nitrógeno}}{\text{Gasto_de_inyección_de_Nitrógeno}_{(150\text{m}^3)}}$$

$$T_{\text{lim pieza}} = \frac{529720 \text{ ft}^3}{317832 \text{ ft}^3 \text{ h}} = 1.66 \text{ h} = 100 \text{ min}$$

Es necesario que estos cálculos sean revisados de manera detallada conjuntamente con especialistas de PEMEX y la Compañía de Servicios del Barco para estimar los gastos de inyección programados y sus parámetros de operación previa a la inyección de los trazadores.

En la Tabla V.35 se muestra de manera detallada los cálculos del volumen de Nitrógeno para cada tramo de tubería del aparejo de producción:

Tabla V.35 Datos y cálculos necesarios del volumen de inyección del Nitrógeno

| TUBERÍA | D.O (in) | D.I (in) | CIMA (m) | BASE (m) | LONG (m) | VOL. (m ³) | CAP. X (m ³ /m) | VOL. (bl) | VOL. (ft ³) |
|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|---------------|---------------------------|-------------------------------|--------------|----------------------------|
| EMR | 4.5 | 3.958 | 0 | 15.1 | 15.1 | 0.12 | 0.008 | 0.8 | 4.2 |
| 9 TP L-80 | 7 | 6.184 | 15.1 | 127.2 | 112.1 | 2.17 | 0.019 | 13.6 | 76.6 |
| 1 TP L-80 | 4.5 | 3.958 | 127.2 | 149.6 | 22.4 | 0.18 | 0.008 | 1.1 | 6.3 |
| 117 TP L-80 | 7 | 6.184 | 149.6 | 1579.4 | 1429.8 | 27.62 | 0.019 | 173.8 | 975.4 |
| 1 TP C-75 | 4.5 | 3.958 | 1579.4 | 1589.0 | 9.6 | 0.08 | 0.008 | 0.5 | 2.8 |
| 1 TP TRC-95 | 4.5 | 3.958 | 1589.0 | 1598.7 | 9.7 | 0.08 | 0.008 | 0.5 | 2.8 |
| 1 TR L-80 | 7 | 6.184 | 1598.7 | 2000.0 | 401.2 | 7.75 | 0.019 | 48.8 | 273.7 |
| 1 TR L-80 | 4.5 | 3.958 | 2000.0 | 2949.0 | 949.0 | 7.51 | 0.008 | 47.2 | 265.2 |
| | | | | TOTAL | 2948.9 | 45.5 | | 286.2 | 1607 |

De acuerdo a los datos anteriores, ahora se realizará una estimación del volumen desplazado en el Pozo 45 y en el yacimiento, para lo cual se emplearán los datos que se muestran en la Tabla V.36:

Tabla V.36 Datos del Campo, del Pozo 45 y del Nitrógeno para el cálculo del volumen desplazado

| PARÁMETRO | VALOR | EQUIVALENTE |
|---|------------------------|-------------------------|
| Presión del Yacimiento, P_y | 162 kg/cm ² | 2303 psi |
| Temperatura del Yacimiento, T_y | 123 °C | 713.4 °R |
| Volumen total del pozo, V_{pozo} | 45.5 m ³ | 1607 |
| Presión de fondo, P_{wf} | 149 kg/cm ² | 2118.8 psi |
| Presión del cabezal, P_{wh} | 93 kg/cm ² | 1322.5 psi |
| Temperatura de fondo, T_w | 121 °C | 709.8 °R |
| Volumen total inyectado | 15000 m ³ | 529,720 ft ³ |
| Presión de inyección del Barco, P_i | 1560 psi | |
| Presión @ C.S. | 14.7 psi | |
| Temperatura @ C.S. | 20 °C | 528 °R |

Es necesario considerar el cálculo directo de los factores de compresibilidad Z_1 y Z_2 del Nitrógeno mediante la correlación de Standing-Katz:

Cálculo de las propiedades pseudocríticas del Nitrógeno:

$$P_{pc} = 626.7 \text{ psi}$$

$$T_{pc} = 438.0 \text{ °R}$$

Cálculo de las propiedades pseudorelativas del Nitrógeno para Z_1 :

$$P_{pr1} = P_{@ \text{ C.S.}} / P_{pc} = 0.02$$

$$T_{pr1} = T_{@ \text{ C.S.}} / T_{pc} = 1.21$$

Cálculo de las propiedades pseudorelativas del Nitrógeno para Z_2 :

$$P_{pr2} = P_{wf} / P_{pc} = 3.38$$

$$T_{pr2} = T_w / T_{pc} = 1.62$$

Cálculo de los factores de compresibilidad Z_1 y Z_2 con la Correlación de Standing-Katz:

$$Z_1 = 0.995$$

$$Z_2 = 0.839$$

Cálculo del volumen de Nitrógeno desplazado en el pozo:

$$V_2 = \left[\frac{(P_{wf} * V_{pozo})}{Z_1} \right] * \left[\frac{Z_2}{P_{@C.S.}} \right]$$

$$V_2 = \left[\frac{(2118.8 \text{ psi} * 1607 \text{ ft}^3)}{0.995} \right] * \left[\frac{0.839}{14.7 \text{ psi}} \right]$$

$$V_2 = 195311 \text{ ft}^3 = 5530.6 \text{ m}^3$$

Entonces el volumen de Nitrógeno desplazado en el yacimiento será:

$$VN_2 \text{ yac} = \text{Volumen}_{total} N_2 - V_2$$

$$VN_2 \text{ yac} = 529720 \text{ ft}^3 - 195311 \text{ ft}^3$$

$$VN_2 \text{ yac} = 334409 \text{ ft}^3 = 9469.4 \text{ m}^3$$

V.7.3.3 Determinación de la radiación natural de la formación

Para la primera etapa, se plantea parte del programa de trabajo, que consiste en realizar una revisión física del estado mecánico de los pozos productores y del pozo inyector, mediante una visita al Campo previa a la inyección del trazador, con el fin de recolectar las primeras muestras de fluidos en línea de cada pozo productor, para posteriormente determinarles la actividad de radiación del producto gas obtenido del aceite, ya que los valores que se obtengan servirán como base para la determinación del fondo natural de radiación del yacimiento, que es importante para poder llevar a cabo la identificación del trazador inyectado.

V.7.3.4 Inyección del trazador gaseoso

Se requiere una visita al Campo y tener registros de temperatura (en caso de contar con ellos) previo a la inyección para definir el intervalo de admisión y revisar las condiciones operativas del pozo inyector y sus accesorios que componen sus válvulas y líneas del árbol del pozo para adaptar las condiciones del equipo de inyección de trazadores.

El procedimiento de inyección del trazador se diseña basándose en las normas de Seguridad Radiológica y no interfiere con operaciones de producción e inyección; la inyección se hará con una presión mayor a la de la línea de inyección o bien en el cabezal del pozo.

Todas las operaciones de inyección son verificadas durante el ensayo para asegurar la integridad del sistema de inyección. La línea de Tecnología Nuclear del IMP tiene la capacidad y el equipo para proporcionar la adquisición de trazadores, obtener las licencias correspondientes ante la CNSNS, inyección de trazadores, disposición de desechos y sobre todo la Seguridad Radiológica en el impacto ambiental.

Además uno de los aspectos más relevantes para determinar las concentraciones de los trazadores fue el de calcular las dosis máximas permisibles para cumplir con las normas de Seguridad Radiológica.

En la sección V.7.4 se detalla el procedimiento de mecanismo de inyección del trazador gaseoso.

V.7.3.5 Análisis radioquímico de los fluidos de producción

❖ Análisis radioquímico de las muestras del gas Metano-tritiado

Las mediciones de alta sensibilidad no pueden ser realizadas en el Campo, por esta razón todas las muestras deben ser analizadas en un Laboratorio especializado que cuente con Equipos de Conteo por Centelleo Líquido (LSC), utilizando espectrometría beta para detectar pequeñas cantidades del trazador Tritio contenido en las muestras del gas metano convertido en agua tritiada.

Al gas obtenido de los pozos productores se le realiza una combustión al vacío, para la separación de elementos que pudieran interferir en la detección de radiación porque los elementos también son emisores de radiación alfa, beta y gamma, y obtener vía agua tritiada.

El análisis radioquímico de las muestras comprenderá las siguientes actividades:

1. Recepción y control de muestras de cilindros gaseosos
2. Combustión de las muestras gaseosas
3. Preparación de muestras de agua obtenida con centelladores especiales
4. Conteos de las muestras en los equipos analizadores de Conteo de Bajo Nivel
5. Interpretación de los espectros obtenidos por pozo
6. Determinación de la presencia del trazador por pozo
7. Cuantificación de las curvas de respuesta de trazador por pozo

El programa de conteo se hará de dos horas por muestra con cinco ciclos repetitivos de análisis para obtener un margen estadístico de confianza de 99.5%, ya que la energía manifestada es comparada con la energía de un espectro patrón previamente determinado con una concentración conocida.

V.7.3.6 Procedimientos de seguridad radiológica

Antes de efectuar una experiencia que implique el empleo de trazadores radioactivos, tanto por personal de instituciones oficiales como de empresas habilitadas para su uso, debe gestionarse la correspondiente autorización ante la autoridad de regulación nuclear, que es la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS).

Para ello se elabora un informe detallado, denominado Procedimientos en el que se justifique el empleo de radiotrazadores en lugar de otras técnicas. Además se presenta un cálculo de las dosis estimadas a ser recibidas tanto por los operadores como por el

público y detallar las medidas de protección radiológica que se tomarán durante el desarrollo de las tareas.

En los procedimientos deben incluirse aspectos vinculados, no sólo con las tareas de campo, sino también con el transporte de los materiales radioactivos. Con esta información, personal de la citada autoridad efectúa un balance de riesgos y beneficios involucrados en el empleo de radioisótopos y, eventualmente emitirá la correspondiente autorización. Una vez finalizadas las tareas se presentarán un informe evaluativo de seguridad radiológica.

Todo lo anterior se puede observar en la Sección *V.7.4 Procedimientos de inyección y muestreo ante la CNSNS* en donde se detallan los procedimientos de inyección del trazador gaseoso Metano tritiado y del muestreo de fluidos gaseosos entregados a la CNSNS.

V.7.4 Procedimientos de inyección y muestreo ante la CNSNS

OBJETIVOS

Los objetivos principales de la *inyección de trazadores gaseosos* son los siguientes:

- Inyectar el trazador gaseoso Metano tritiado en el pozo inyector a profundidad de la zona de intervalos de admisión del seno de casquete de gas.
- Cumplir con las medidas preventivas y procedimientos de Seguridad Radiológica implantadas por la CNSNS.

Por otro lado, los objetivos principales del muestreo en pozos productores de aceite son:

- Recuperar muestras de gas en los pozos productores de aceite de Campo.
- Transferir las muestras recuperadas a recipientes especiales para el envío a su análisis radioquímico.
- Cumplir con las medidas de Seguridad Radiológica y Protección Ambiental.

PLANEACIÓN DE TRABAJO

Las actividades que se realicen con el manejo de material gaseoso Metano tritiado ($\text{CH}_3\text{-H}_3$) se llevará a cabo de acuerdo a las medidas preventivas de Seguridad Radiológica implantadas por la CNSNS. El personal que maneje el trazador es responsable de cumplir con el procedimiento que a continuación se menciona:

REQUISITOS PREVIOS

Antes de cualquier aplicación, toda persona autorizada y debidamente entrenada, tendrá la obligación de revisar el procedimiento aquí especificado, para no omitir alguna etapa, que traiga consigo algún riesgo innecesario.

Revisar el material, equipo a utilizar y equipo de protección personal, para que sea adquirido previamente en caso de algún faltante, y así evitar imprevistos durante el desarrollo de las actividades.

Es necesario que se realice y desarrolle una planeación de trabajo en distintas etapas:

- Transporte del material radioactivo
- Factores de protección radiológica
- Inyección de trazadores según la operación específica
- Medición de niveles de radiación
- Muestreo de pozos productores de aceite
- Seguridad y Protección Ambiental
- Referencias Y Normas

Las etapas más importantes para la protección radiológica son: *la coordinación de la operación de inyección y la determinación de los niveles de radiación*. Así como la

observación de los cambios para acrecentar las normas de seguridad incorporando todo aquello que contribuya a las mismas.

V.7.4.1 Transporte del material radioactivo

El transporte del material radioactivo $\text{CH}_3\text{-H}_3$ se deberá cumplir con las siguientes disposiciones:

❖ Contenedores

El material radioactivo importado tanto en estado líquido ó gaseoso viene almacenado en contenedores de plomo, los cuales cumplen con los requisitos en seguridad física y radiológica, diseñados para albergar a los radioisótopos clasificados como bultos tipo A, categoría II Amarilla.

Basado en el artículo 199 del Reglamento General de Seguridad Radiológica, del Diario Oficial de la Federación, el cual indica que “las normas de seguridad radiológica aplicables al transporte de material radioactivo, serán los contenidos en el reglamento para el transporte respectivo”.

Para este estudio de radiotrazado, los recipientes están diseñados para el almacenamiento de isótopos gaseosos radioactivos con el blindaje adecuado para atenuar la radiación y el resguardo para el embarque. Estos recipientes constan esencialmente de construcción hecha de acero Hoke No. 4242x2. El cilindro interno está sellado y protegido por una capa protectora que envuelve la válvula que evita del daño en tránsito y también proporciona un sello de seguridad en el que se entraparía el material radioactivo en caso de accidente por goteo de la válvula. Los recipientes son de tipo DOT7A, requisito para la transportación.

El contenido del cilindro está llenado a una presión menor a una atmósfera, el montaje de salida es una combinación CGA180M/110F. La presión estimada del cilindro es de 1800 psi (acero DOT 3E-1800).

❖ Vehículo de transporte de material radioactivo

El vehículo autorizado para efectuar el transporte de los trazadores radioactivos llevará los señalamientos indicados en los lados opuestos de la parte trasera del mismo. Adicionalmente lleva en el interior de la cabina de tripulación, una hoja con las instrucciones a seguir en caso de emergencia, ésta deberá de contener los nombres y teléfonos de las personas a contactar, incluyendo los de la CNSNS.

En este estudio, el vehículo de transporte cuenta con un sistema para sujetar los bultos o embalajes, además de extinguidor, banderolas, señales luminosas, botiquín de primeros auxilios, postes porta-cordón para delimitar áreas de una longitud igual a dos perímetros del vehículo de transporte, cordón rojo, letreros con la leyenda: “Peligro Radiación”, herramientas y llanta de refacción.

Los niveles de radiación (Tabla V.37) que se tengan en las vecindades de los contenedores, no deben rebasar los límites establecidos según el tipo de etiquetas con el cual estén clasificados a saber:

Tabla V.37 Niveles de radiación de los contenedores de acuerdo a la etiqueta de los mismos

| ETIQUETA | A CONTACTO | N.R. a 1 metro |
|-----------------|-------------------|-----------------------|
| II AMARILLA | Hasta 50 mR/hr | 1 mR/hr |
| III AMARILLA | Hasta 200 mR/hr | 10 mR/hr |

Como se especificó anteriormente los contenedores del trazador CH₃-H₃ son de categoría II Amarilla.

❖ Datos del isótopo Metano-H₃

El Tritio, como gas, líquido o absorbido en material sólido, tiene una vida media de 12.3 años y tipo de radiación moderada de energía beta. Es clasificado como un radionucleido en el grupo VII en el estado incompresible, a presión menor de 14.7 psia, por el Departamento de Transporte, bajo las normas para el transporte del Código de Regulaciones Federales (CFR), Título 49 – Transportación, en las partes 170 a 190 indican el límite a 1000 Curies para bultos de tipo A y 50,000 Curies para bultos de tipo B (valores definidos en 49CFR173).

A continuación se presenta la Tabla V.38 con los datos principales de este radionucleido:

Tabla V.38 Principales características del metano tritiado (CIRANI y GUARDNO, 1966)

| | | |
|--|---|------------------|
| NOMBRE QUÍMICO | Metano Tritiado | |
| TIPO DE FUENTE | ART 844 | |
| COMPONENTES | como gas metano | 95 – 97 % |
| | tritio como gas radioactivo | 3 – 5 % |
| EFFECTOS EN LA SALUD | Irritación y toxicidad | Ninguna |
| | Efecto carcinógeno | Ninguno |
| | Efecto local | ninguno esperado |
| | Riesgo de exposición | ninguno esperado |
| SÍNTESIS | El metano es preparado por hidrólisis de Metil-haluro de magnesio con agua tritiada | |
| ESTABILIDAD Y RECOMENDACIONES DE ALMACENAMIENTO | La temperatura de almacenamiento recomendada es de 0-5 °C | |

V.7.4.2 Factores de protección radiológica

Los procedimientos están encaminados para asegurar que las prácticas delineadas no impliquen riesgos, aplicando los factores siguientes:

❖ Tiempo

El lapso de exposición a la radiación debe ser mínimo. A menor tiempo de exposición, menor dosis recibida; este factor es el más usado puesto que es más fácil manejar el tiempo de exposición por el Personal Ocupacionalmente Expuesto (POE).

❖ Distancia

La intensidad de radiación disminuye al alejarse de la fuente radioactiva, es decir a mayor distancia, menor dosis recibida.

❖ Blindaje

Reduce la exposición interponiendo materiales entre la fuente y el personal, es decir a mayor espesor de blindaje, menor dosis recibida.

El POE que realiza la operación de inyección de los trazadores cuenta con el equipo de seguridad adecuado que le permite evaluar posibles riesgos de contaminación y protección en las actividades desarrolladas.

Las cantidades usadas de material radioactivo son autorizadas por la CNSNS, por lo que se cumple con las normas internacionales en materia de seguridad radiológica.

Los instrumentos para detectar la radiación son muy sensibles y las mediciones de las mismas son específicas.

V.7.4.3 Inyección de trazadores según la operación específica

❖ Requerimientos y condiciones de operación

Disponer de un tanque de Nitrógeno con una presión de 140 – 200 kg/cm² para apoyar en la inyección del trazador metano tritiado.

La inyección del material radioactivo es instantánea, ya que se realiza tomando en cuenta la formación física y mecánica del pozo inyector, posición y lugar donde se colocará el dispositivo de inyección.

El procedimiento de la inyección se diseña con el énfasis en la seguridad radiológica y no interfiere en las operaciones de producción e inyección.

Las condiciones de operación e inyección quedan establecidas al realizar pruebas previas, utilizando material inerte (gas nitrógeno) para evitar fugas en las conexiones y válvulas del dispositivo de inyección, el cual estará conectado a la línea del cabezal del pozo.

El trazador gaseoso se dosifica regulando las válvulas del pozo, de tal forma que el volumen marcado con trazador sea succionado con éste. Una vez que se ha efectuado la inyección, se hace fluir gas (Nitrógeno) por el depósito de inyección hasta el momento en que la rapidez de exposición sea menor de 0.4 mR/h.

A partir de este instante el equipo se considera listo para desmantelarse y transportarse para su almacenamiento definido.

❖ Procedimiento de inyección

La secuencia de actividades que se llevarán a cabo durante la operación de inyección es el siguiente:

1. Verificar con el personal de campo (PEMEX – IMP) que el pozo esté asimilando la inyección del gas de la línea de llegada al pozo inyector y que no presente fugas. El trazador no será inyectado hasta que las fugas sean reparadas (PEMEX).
2. Realizar pruebas de hermeticidad de las válvulas maestras del pozo inyector y toma de presión TP del cabezal (operación realizada por PEMEX).
3. Conectar e instalar el equipo de mezclado del IMP en el punto de inyección localizado en la línea al cabezal del pozo.
4. Delimitar el área restringida colocando letreros para campo según correspondan.
5. Contar con las herramientas necesarias a utilizar; así como con el equipo de seguridad adecuado (lentes, guantes de cirujano, máscara antigas, dosímetros, equipos medidores de radiación provistos de alarmas).
6. Colocar los contenedores revestidos internamente con plomo donde está el material radioactivo, al lado del equipo de inyección.
7. Conectar una válvula check en el punto de inyección de la línea al cabezal del pozo con el fin de evitar el retorno de los trazadores. Revisar posibles fugas.
8. Conectar el tanque de Nitrógeno con regulador de presión adecuado para asegurar que todo el gas sea vertido al sistema del equipo de inyección.
9. Antes de la inyección del trazador, con el monitor de radiación Geiger-Müller, se realizará una inspección de niveles de radiación sobre las siguientes áreas: ambiental (fondo), contenedores, tanque de mezclado, líneas, árbol del pozo, anotando los resultados en el formato correspondiente.

10. Usando guantes de látex, extraer primero los contenedores del material radioactivo $\text{CH}_3\text{-H}_3$ y manteniendo el sistema a favor del viento, conectarlo al dispositivo de inyección.
11. En este punto, verificarle al sistema de inyección que las conexiones estén selladas herméticamente.
12. Abrir las válvulas del tanque de mezclado que estarán conectados con los contenedores del trazador $\text{CH}_3\text{-H}_3$.
13. Iniciar la transferencia del trazador al tanque realizando la toma de conteo del tiempo, registros de niveles de radiación y presión de llenado.
14. Después de la transferencia del trazador (2 a 4 minutos), cerrar válvulas y conexiones. Inmediatamente se desconectan los recipientes y se guardan en sus respectivos contenedores.
15. Abrir la válvula del tanque de Nitrógeno para desplazar el trazador del dispositivo de inyección.
16. Posteriormente abrir levemente la válvula del cabezal del pozo, el gas de inyección comenzará a desplazar la materia de trazador en el interior del pozo.
17. Continuar con la inyección del gas (Nitrógeno) hasta que el volumen del trazador $\text{CH}_3\text{-H}_3$ haya sido desplazado al interior del pozo y asegurar que el sistema de inyección y el árbol del pozo estén limpios sin afectar a las operaciones del Campo.
18. Cerrar la válvula check del punto de inyección, quitar el tanque de mezclado de $\text{CH}_3\text{-H}_3$ ya inyectado.
19. Cerrar las válvulas del cabezal del pozo y del tanque de mezclado.

20. Abrir la válvula de la línea de llegada de flujo de gas y desplazar totalmente el trazador $\text{CH}_3\text{-H}_3$ hasta las zonas de intervalos de disparo del pozo y mantener su gasto de inyección diario (operación realizada por PEMEX).
21. Verificar nuevamente los niveles de radiación en la línea de flujo y del árbol de pozo.
22. Al concluir las operaciones, monitorear de nueva cuenta sobre las áreas y equipos mencionados y registrar los resultados.
23. Desmontar y guardar todo el equipo utilizado, contenedores y herramientas para su retorno.
24. En una bolsa especial depositar todo el material que fue utilizado en la inyección de los trazadores (guantes, papel absorbente, cintas autoadheribles, plásticos, etc.) y etiquetar con los siguientes datos: fecha, isótopo y nivel de radiación a contacto; finalmente almacenar en una maleta destinada para este fin.
25. Avisar al personal de campo de la finalización de la operación para continuar con el programa de trabajo.

Para realizar estas operaciones es necesario contar con personal de Operación y de Instrumentos, así como de personal de Seguridad.

La actividad completa de la inyección y los preparativos, requieren de tres personas especialistas del IMP que permanecerán durante la operación.

❖ Equipo y material de inyección

Se contará con monitores de radiación debidamente calibrados y certificados por la CNSNS y el equipo de protección individual adecuado para la realización de las operaciones.

EQUIPO DE INYECCIÓN

Tabla V.39 Equipo necesario para la inyección de trazadores radioactivos

| CANTIDAD | EQUIPO |
|-----------------|---|
| 2 | Contenedores de trazadores gaseosos |
| 1 | Tanque de mezclado de acero inoxidable Hoke (bala de inyección) |
| 1 | Dispositivo de inyección de 4 vías con sus válvulas de globo y de aguja |
| 1 | Soporte estructural de acero inoxidable con sus accesorios |
| 4 | Mangueras tipo hidráulica de alta presión 1/4" de diámetro y de 2 a 4 metros de largo |
| 1 | Caja con conectores de acero inoxidable Hoke (varios diámetros) |
| 2 | Tanques de nitrógeno (8 m ³ c/u con presión de 140 kg/cm ²) |
| 1 | Regulador de presión para el tanque de nitrógeno |
| 2 | Manómetros calibrados |
| 4 | Válvulas de acero inoxidable Hoke tipo check |
| 1 | Caja de herramientas diversas y accesorios (cintas teflón, masking-tape, etc.) |

EQUIPO DE SEGURIDAD RADIOLÓGICA

El metano es preparado por hidrólisis de metil-haluro de magnesio con agua tritiada. El equipo se muestra en la Tabla V.40:

Tabla V.40 Equipo de Seguridad Radiológica

| CANTIDAD | EQUIPO |
|-----------------|---|
| 2 | Monitores de radiación tipo Geiger-Müller marca Victoreen |
| 3 | Dosímetros personales de lectura directa y películas TLD |
| 3 | Máscaras antigas con filtros especiales |
| 3 | Lentes protectores |
| 2 | Señalamientos de “Peligro de Radiación” |
| 8 | Pares de guantes para cirujano |
| 1 | Rollo de papel absorbente |
| 4 | Bolsas para desechos radioactivos |

V.7.4.4 Medición de niveles de radiación

Antes, durante y al término de la inyección del trazador se realizarán monitoreos en tuberías superficiales, árbol de válvulas del pozo y áreas involucradas en la prueba para verificar que no exista contaminación los cuales son registrados debidamente, evitando así posibles riesgos.

Todos los pasos mencionados se revisarán cuidadosamente con el personal de campo para cumplir con las disposiciones actuales sobre todos los fluidos producidos del tratamiento y así adecuar los procedimientos para evitar emanaciones al medio ambiente.

Para el control de la dosimetría interna del POE que labora en instalaciones donde se utiliza material radioactivo, que por su estado físico y presentación, es susceptible de dispersarse (fuentes radioactivas abiertas en forma de polvos, líquidos, vapores, etc.) se establecen Límites Anuales de Incorporación (LAI) y concentraciones derivadas en aire (NOM-005-NUCL-1994).

El personal especializado porta los aditamentos en protección Radiológica: dosímetros de lectura directa, películas TLD, para el control de dosimetría.

Se considera aceptable durante la operación normal de dicho tipo de instalaciones el vertimiento de residuales de material utilizado, en niveles tales que el riesgo para personas del público sea insignificante y el detrimento en el ambiente sea nulo.

Para ello deben establecerse criterios que permitan determinar qué fracciones de los límites anuales de incorporación para el POE sean las adecuadas para utilizarse en el caso del público.

V.7.4.5 Muestreo de pozos productores de aceite

El programa de muestreo para campo que se tiene considerado para el año 2002, el cual contempla los siguientes requerimientos:

Es necesario que los pozos productores de aceite, dispongan de líneas de producción (bajante) para realizar la toma de fluidos a través de las válvulas de ½" NPT (National Pipe Thread).

Se requiere que el personal del IMP, que efectuará los muestreos de aceite cuente con permiso autorizado por el Depto. de Seguridad Industrial y expedido por el Activo de PEMEX.

❖ Programa de muestreo

Adicionalmente se incluirán otros pozos productores que el Activo solicite al presentar la irrupción del trazador, el cual modificaría el ritmo de monitoreo del pozo detectado.

Las disposiciones de seguridad se llevarán a cabo según la reglamentación o los requerimientos de PEMEX. Así mismo es importante hacer notar que el programa de muestreo se encuentra sujeto a cambios por los motivos siguientes:

1. Cuando personal del Activo así lo requiera siempre y cuando lo justifique.
2. Por disposiciones del Área de Seguridad.
3. Por cuestiones de personal de Operación.
4. Por condiciones climatológicas (Área de plataformas).

❖ Procedimiento de muestreo de fluidos gaseosos en campo

Para este estudio de radiotrazado se dispone de personal capacitado y autorizado ante la CNSNS para llevar a cabo esta actividad con las medidas de seguridad necesarias y los suficientes conocimientos para obtener una muestra representativa.

Las actividades que se realicen en la toma de muestras de los pozos productores están encaminadas para llevarse a cabo de manera segura, cumpliéndose con las siguientes disposiciones:

El procedimiento de muestreo se hará en dos fases, la primera consiste en la toma de muestra de gas en los pozos productores y la segunda, en la transferencia y envasado de muestras a recipientes especiales.

A continuación se indican los pasos de la primera fase para efectuar la operación de muestreo, que realizará el personal a cargo de la prueba:

- a) Contar con oficios de autorización por parte de Operación y Seguridad Industrial de PEMEX y apoyo de un Ayudante “C” de Producción para realizar el muestreo a pozos y en caso de requerirlo un personal de Contra incendio.
- b) El personal del IMP dispondrá de recipientes metálicos (cilindros de muestreo), un manómetro, mangueras de alta presión, cintas teflón, herramientas adecuadas para la conexión de la válvula de la bajante del pozo y equipo de seguridad personal para el muestreo.

- c) El personal del IMP verificará que las válvulas de cada cilindro, previamente succionadas al vacío estén cerradas, con el fin de evitar fugas y preparará los accesorios de adaptación para la toma de muestras.

EN CASO DE PERMANECER CERRADOS LOS POZOS:

1. Verificar y anotar el estado actual de apertura de los estranguladores y las presiones de los pozos en la TP y de las bajantes antes de efectuar el muestreo (operación exclusiva que realizará el Ayudante “C” de Producción con disposición de manómetros y herramientas).
2. Desfogar la columna de gas contenido en el aparejo del pozo a través de la tubería de producción hacia el separador o quemador (operación exclusiva que realizará el Ayudante “C” de Producción), con el fin de limpiar los residuos presentes dentro de las líneas de las bajantes de los pozos para obtener una muestra limpia y representativa del yacimiento.
3. Conectar la manguera de alta presión a la válvula de la bajante del pozo en estudio, a la cual, en su otro extremo se encuentra conectado el cilindro de muestreo (las conexiones llevarán cinta teflón para asegurar su hermeticidad).
4. Abrir lentamente la válvula de ½” ubicada en la bajante y verificar posibles fugas.
5. Abrir la válvula del cilindro evacuado al vacío e iniciar la transferencia de la muestra gaseosa de la bajante del pozo.
6. Al concluir la operación de llenado de gas, cerrar las válvulas, primero la de la bajante del pozo y posteriormente la del cilindro.
7. Desconectar la manguera de alta presión de la válvula de ½” de la bajante.

8. Continuar con el mismo procedimiento de muestreo para cada pozo distinto.

Al terminar la toma de muestra del pozo, se realizará la segunda fase que consiste en la transferencia y envasado de muestras de gas a recipientes especiales. Los siguientes pasos que a continuación se indican, los realizará el personal del IMP.

1. La transferencia de gas se realizará en laboratorio de campo con equipo de seguridad personal y herramientas.
2. Los recipientes especiales (contenedores metálicos DOT-39NRC240/300) vendrán con una presión igual a una atmósfera. Así como el etiquetado con sus datos correspondientes.
3. Se conectarán los recipientes especiales a los cilindros de muestreos por medio de manguera con sus respectivos accesorios.
4. Puesto que existe mayor presión en cilindro de muestreo, se transfiere el gas recuperado al recipiente especial abriendo primeramente la válvula del cilindro adaptado con un regulador de alta presión y posteriormente el del recipiente para el llenado a una presión menor de 124 psig, con el objeto de tener un volumen interno de 60 pulgadas de gas recuperado.
5. Al finalizar la operación de transferencia de muestras de gas, se procederá a vaciar y limpiar los cilindros de muestreo y los accesorios correspondientes.

De esta misma manera se realizaría para los posteriores muestreos de cada semana, el proceso de vacío por medio de succión a los cilindros de muestreo, utilizando una bomba portátil tipo eléctrico de 120 V que dispone el IMP.

❖ Equipo y material de muestreo

Se contará con el equipo de protección individual adecuado para la realización de las operaciones de muestreo.

EQUIPO DE MUESTREO

Tabla V.41 Equipo de muestreo

| CANTIDAD | EQUIPO |
|-----------------|---|
| 1 | Bomba de vacío portátil tipo eléctrico de 120 V adaptado con un manómetro y vacuómetro |
| 10 | Cilindros de acero inoxidable Hoke de 1000 cm ³ de capacidad para el muestreo de gas |
| 10 | Mangueras tipo hidráulica de alta presión ¼” de diámetro y de 1 metro de largo para el muestreo a pozos |
| 200 | Recipientes especiales (contenedores metálicos DOT-39NRC240/300) |
| 10 | Mangueras tipo hidráulica de alta presión ¼” de diámetro y de 60 cm. de largo para la transferencia de gas a recipientes especiales |
| 10 | Adaptadores de recipientes especiales |
| 1 | Caja de conectores de acero inoxidable Hoke |
| 1 | Regulador de presión |
| 1 | Manómetro calibrado para la medición de presión a bajantes de pozos |
| 1 | Caja de herramientas diversas y accesorios (cintas teflón, masking-tape, etc.) |

EQUIPO DE PROTECCIÓN DE SEGURIDAD RADIOLÓGICA

Tabla V.42 Equipo de Protección Radiológica

| CANTIDAD | EQUIPO |
|-----------------|--|
| 2 | Dosímetros personales de lectura directa y películas TLD |
| 2 | Máscara antigas con filtros especiales. |
| 2 | Lentes protectores |
| 6 | Pares de guantes de carnaza |
| 1 | Rollo de papel absorbente |

V.7.4.6 Seguridad y protección ambiental

En los proyectos diseñados con la aplicación de material radioactivo por el grupo de Tecnología Nuclear se establece estar muy por debajo de las concentraciones máximas permisibles indicadas en el Reglamento de la CNSNS, que es el organismo regulador del uso de sustancias radioactivas en México (basado en el código de Regulaciones Federales de los Estados Unidos, Norma 10 CFR 20, para agua y gas).

El personal especializado que maneja material radioactivo cuenta con amplia experiencia, y está reconocido como POE ante la CNSNS, es responsable directo de sus operaciones, encargado también de la seguridad y salud de todo el personal que trabaje cerca de las fuentes de radiación, así como del público en general.

En los estudios de Radiotrazado con trazadores líquidos y gaseosos se establece que las actividades utilizadas en el fluido estén debajo de los límites que se determinan en la Norma 10 CFR 10.102.

No obstante se efectúa en cada prueba un monitoreo radiológico “in situ”, con el fin de asegurar que los desechos no causen daños al personal y/o al medio ambiente.

❖ Riesgos

Los riesgos por inhalación, se minimiza cuando el encargado de realizar la operación cuenta con el equipo adecuado (guantes de goma, lentes y mascarilla antigas) durante la transferencia del trazador de su contenedor original al pozo; en caso de fuga total en el momento de la inyección realizada en zona abierta, el gas se incorporaría rápidamente a la atmósfera circundante y en pocos segundos la concentración del trazador en aire, estaría por debajo de la concentración máxima permisible; si fuera necesario se favorecería la dilución con el nitrógeno que se utilizará durante la inyección.

Como se considera una producción de millones de pies cúbicos por día de gas natural, la concentración en un lugar abierto como en el caso que se analiza, sería despreciable.

❖ Manejo de desechos

Se espera que el equipo de inyección y desechos generados tengan aproximadamente 1/1000 de la actividad inyectada, para su disposición final como desecho radioactivo.

Dado que los desechos gaseosos son de niveles de radiación despreciables, del orden de microRem/hr, el manejo de ellos no requiere de herramientas especiales pero sí el uso de mascarillas antigas, su empleo es obligatorio e indispensable debido al riesgo de ingestión, absorción e inhalación.

V.7.4.7 Referencias y normas

1. Reglamento General de Seguridad Radiológica. Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de Noviembre de 1988.
2. CIRANI, C. y GUARDNO, J.: Labelled Compounds, 2(2), 1966.
3. Normas Oficiales Mexicanas (NOM):
 - a) NOM-004-NUCL-1994
Clasificación de los desechos radioactivos
La CNSNS hace referencia a la Norma Oficial Mexicana NOM-052-ECOL-1993, que establece las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
 - b) NOM-005-NUCL-1994
Límites anuales de incorporación (LAI) y concentraciones derivadas en aire (CDA) de radionucleidos, para el Personal Ocupacionalmente expuesto.
 - c) NOM-006-NUCL-1994

Criterios para la aplicación de los LAI para grupos críticos del público.

d) NOM-008-NUCL-1994

Límites de contaminación superficial con material radioactivo.

4. GILMORE W. R., “Recommendations for disposal of radioactive elements”. Noyes Data Corporation, 1977 U.S.A.

5. Code of Federal Regulations. “Title 14-Transportation”, parts 170 to 190.

6. Code of Federal Regulations. (10 CFR 20) “Title 10-Atomic Energy” (Revised as of January 1, 1971). Washington, U.S. Government Printing Office, 1971.

V.8 COMENTARIOS CON RESPECTO AL ESTUDIO DE RADIOTRAZADO

En este estudio de radiotrazado se empleó la Nueva Metodología de Diseño de Pruebas de Trazadores propuesta en el “Manual de Diseño de Pruebas de Trazadores entre Pozos de Yacimientos Petroleros” (*Ramírez y, Coronado, 2003*) en donde se presenta un nuevo esquema para el diseño de pruebas de trazadores entre pozos en el cual se incorporan elementos técnicos importantes como la modelación matemática y la simulación numérica del yacimiento.

Para el caso de estudio se contó con el modelo de simulación numérica de aceite negro (lo recomendable para el proceso de estudio es el composicional).

La actualización del modelo numérico proporcionado por el Activo corresponde a noviembre del 2001 (el avance del casquete de gas reportado por el Activo a mayo del 2002 no corresponde el que predice el simulador a esta misma fecha, así como otras condiciones tales como las producciones de los pozos, etc.).

El uso del simulador permitió adecuar y elaborar un diseño final de la prueba de radiotrazado que contempla de forma integral el flujo de trazador.

V.8.1 Análisis de las condiciones generales de la prueba

La mayoría de las aplicaciones de trazadores en fase gas son para seguir el movimiento de los fluidos de inyección en procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, así como también para determinar la saturación residual de aceite.

Respecto a la aplicación de un proceso de recuperación, la inyección del trazador es en el casquete de gas o en la zona de aceite; y después es desplazado por el fluido de inyección (continua). Para el caso de estudio, el trazador es inyectado y es desplazado solamente por el volumen de nitrógeno necesario para conducir al trazador a la formación.

Por lo anterior la dispersión del trazador se deberá principalmente a la difusión originada por los gradientes de concentración impuestos y a las condiciones de producción del Campo. Esto significa que esta prueba de trazadores no describirá completamente el comportamiento de una prueba piloto del proceso de recuperación que se implementará en el Complejo, dado que la inyección de gas no es continua.

Con base en lo anterior, la prueba diseñada de acuerdo a los requerimientos planteados por el Activo podrá aportar la siguiente información:

- La existencia de rutas preferenciales de flujo. Con la simulación numérica realizada se logró determinar las tendencias preferenciales del flujo Sur-Este. Del análisis de los datos de la respuesta del trazador se confirmará o se descartará esta tendencia de flujo.
- Posibles canalizaciones y/o conificaciones.

- Ausencia o presencia de barreras de flujo.
- La detección del trazador en los pozos productores de aceite será indicativo de qué parte del gas producido corresponde al casquete de gas.

CAPÍTULO VI**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

En esta sección se presentarán las conclusiones y recomendaciones generales relacionadas con la Nueva Metodología de Diseño de Pruebas de Trazadores en Yacimientos Petroleros.

Con base en el presente trabajo, se puede concluir que la metodología usada como base de esta tesis y desarrollada por Ramírez Sabag Jetzabeth y Coronado Gallardo Manuel, cuyo número de registro del INDA 03-2003-051913214800-01; es una herramienta sólida y sustentada, que permitirá al usuario contar con mejores elementos para el diseño de las pruebas de trazadores entre pozos. Y por consecuencia, le facilitará la obtención de datos de campo que representen con mayor fidelidad el flujo de los fluidos a través del medio poroso.

En esta metodología se presenta un nuevo esquema para el diseño de pruebas de trazadores entre pozos, en el cual se incorporan elementos técnicos importantes como la modelación matemática y la simulación numérica del yacimiento.

A continuación se presentan las principales ventajas de emplear dicha metodología:

- a) Verificar que la cantidad de trazador a inyectar sea la suficiente y la necesaria, para garantizar su detección en los pozos productores. En general, este es un punto crítico, ya que al inyectar una cantidad inferior a la detectable o insuficiente para marcar el volumen necesario de fluidos, conducirá a conclusiones basadas en un comportamiento erróneo. Así mismo, cantidades excesivas de trazador no sólo representan costos innecesarios, sino también podrían ocasionar problemas de separación del trazador de los fluidos producidos, implica también, cargas

ambientales innecesarias, que podrían ser peligrosas según las características del trazador utilizado.

- b) Extender el monitoreo hacia los pozos que en el diseño preliminar no hayan sido considerados como pozos de observación, pero que con base en las predicciones de la simulación numérica, serían pozos en los que aparecería trazador. No considerarlos en el monitoreo conduciría a resultados de la prueba de campo que podrían ser incompletos, suponiendo desde luego que en efecto las predicciones de la simulación fuesen correctas. Por otro lado, si no fuesen correctas las predicciones, estas conjuntamente con los datos de la prueba podrían mejorar el modelo numérico, al menos en la zona de estudio.
- c) El uso de modelos matemáticos para la descripción del comportamiento del trazador es muy útil en la etapa de diseño de la prueba, dado que con esta descripción se determinan tiempos de irrupción, duración de la respuesta, y con base en la respuesta del trazador se elabora el programa de muestreo.
- d) La simulación numérica de la prueba, alimentada con los datos del diseño preliminar, es de vital importancia debido a que es una herramienta muy poderosa para la caracterización de yacimientos, simula el proceso como un todo (tres direcciones y considera los principales mecanismos de flujo actuando al mismo tiempo).
- e) Establecer un mejor programa de muestreo por pozo que el programa del diseño tradicional, porque el de este procedimiento está fundamentado en las curvas de respuesta de trazador, obtenidas tanto de la modelación matemática como de la simulación numérica. En tanto el programa de muestreo del diseño tradicional es basado en la experiencia.

-
- f) Obtener datos de campo que den lugar a curvas de comportamiento de trazador estadísticamente mejores que las tradicionales, de tal forma que éstas representen con mayor fidelidad lo que ocurre en el yacimiento y así, estar en condiciones de interpretar la prueba con base en curvas más representativas del flujo del trazador en el medio poroso. Lo anterior es de vital importancia dado que en muchas aplicaciones de trazadores no se han obtenido curvas con suficiente información. Así mismo, tampoco se ha tenido la certidumbre mínima necesaria para basar un análisis del comportamiento del trazador en el yacimiento.

Adicionalmente a las ventajas anteriores, se tiene un valor agregado del procedimiento aquí presentado, este valor consiste en que los datos obtenidos de una prueba de campo, realizada con base en un diseño fundamentado, serán más confiables y contendrán mayores elementos para realizar una mejor interpretación de la misma prueba, debido a que ya se tendrían las predicciones obtenidas con la modelación matemática, y sólo se tendrían que ajustar las dos curvas (la de los datos de campo y la del modelo). También, se tiene la posibilidad de confirmar la simulación numérica o en su caso, afinar el modelo numérico utilizado en el área de interés.

Es importante mencionar, que durante la realización de este proyecto se han ido desarrollando y/o mejorando los procedimientos de la metodología aplicada por el área de tecnología de trazadores.

Por otro lado, básicamente se presentan las siguientes recomendaciones:

1. Para una prueba piloto de un proyecto de recuperación mejorada, se recomienda realizar una prueba de trazado entre pozos, con el objeto de seguir el comportamiento del fluido de inyección. Para determinar con mayor aproximación las rutas y velocidades de flujo se recomienda el uso de diferentes trazadores.

2. Para realizar el diseño de una prueba de trazadores se recomienda aplicar la Nueva Metodología de Diseño de Pruebas de Trazadores en Yacimientos Petroleros, presentada en esta tesis, debido a las ventajas técnicas que su aplicación presenta.

NOMENCLATURA

| | | |
|----------------|---|--|
| A | Número de masa | |
| A | Actividad Especifica | [A/M o $1 \times 10^{-6} A/L^3$] |
| A | Área | [L ²] |
| AMI | Actividad mínima inyectable | [A/L ³] |
| AMD | Actividad mínima detectable | [A/L ³] |
| Bls | Barriles | |
| Bpd | Barriles por día | |
| B | Fondo radioactivo | Cpm |
| B _g | Factor de volumen del gas | [L ³ _g @C.S./L ³ _g @C.Y.] |
| B _o | Factor de volumen del aceite | [L ³ _o @C.S./ L ³ _o @C.Y.] |
| B _w | Factor de volumen del agua | [L ³ _w @C.S./ L ³ _w @C.Y.] |
| Cpm | Conteos por minuto | |
| C(x,t) | Concentración de trazador | [M/L ³] |
| C | Concentración del soluto en la solución de la fractura del Modelo Ramírez y Cols. (Ec. II.14) | [M/L ³] |
| C | Concentración del trazador | [M/L ³] |
| C _b | Conteo de Fondo | [cpm] |
| C _f | Concentración de trazador en la fractura del Modelo de Jensen y Horne | [M/L ³] |
| C _i | Curie, medida patrón de actividad radioactiva | |
| CMP | Concentración máxima permisible | [$1 \times 10^{-9} A/L^3$] |
| C _N | Concentración de trazador normalizada en el Modelo de Difusión de Zuber | |
| CNSNS | Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias | |
| C _o | Concentración inicial de trazador | [M/L ³] |
| C _o | Compresibilidad del aceite | [L ² /M] |
| C _g | Compresibilidad del gas | [L ² /M] |
| C _w | Compresibilidad del agua | [L ² /M] |
| dN | Diferencial de número de átomos | |
| dpm | Desintegraciones por minuto | |
| dps | Desintegraciones por segundo | |
| dt | Diferencial de tiempo | |
| D | Profundidad | [L] |
| D | Coefficiente de dispersión longitudinal del Modelo de Difusión de Brigham | [L ² /t] |
| D | Diámetro | [L] |
| D _L | Coefficiente de dispersión longitudinal del Modelo de Difusión de Zuber | [L ² /t] |
| e | Base de los logaritmos naturales, su valor aproximado es 2.718281828 | |

| | | |
|---------|--|---------------------------------------|
| erfc | Función complementaria del Modelo de Brigham | [adim] |
| eV | Electrón volt = $1.60217646 \times 10^{-16}$ Joules | |
| E | Eficiencia del contador de centelleo líquido | [%] |
| f_g | Fracción producida como gas | |
| F | Factor de la Correlación de Standing para el cálculo del factor del volumen del aceite | |
| FTPCTRG | Parámetro obtenido de la simulación Field Tracer Production Concentration TRG | [A] |
| FTPRTRG | Parámetro obtenido de la simulación Field Tracer Production Rate TRG | $[1 \times 10^3 \text{L}^3/\text{t}]$ |
| FTPTRTG | Parámetro obtenido de la simulación Field Tracer Production Total TRG | $[1 \times 10^3 \text{L}^3]$ |
| F_s | Factor de seguridad | |
| G | Volumen original de gas | $[\text{L}^3]$ |
| G_i | Volumen de gas inicial | $[\text{L}^3]$ |
| G_p | Volumen de gas producido | $[\text{L}^3/\text{t}]$ |
| h | Espesor de la formación productora | [L] |
| I.D. | Diámetro interior de la tubería | [L] |
| k | Constante para obtener la Ley de decaimiento radioactivo | |
| k | Permeabilidad | [L/t] |
| k_F | Permeabilidad del bloque fracturas | [L/t] |
| k_M | Permeabilidad del bloque matriz | [L/t] |
| keV | Kiloelectrón Volt = $1 \text{eV} \times 10^3$ | |
| ln | Logaritmo natural | |
| LMD | Límite Mínimo de Detección | |
| mbMR | Metros bajo mesa rotaria | |
| mCi | MiliCurie = 1×10^{-3} Curies | |
| md | Milidarcíes | |
| mD | Metros desarrollados | |
| mrem/hr | Milirem por hora | |
| mV | Metros verticales | |
| mVbnm | Metros verticales bajo nivel del mar | |
| M | Masa | [M] |
| MeV | Megaelectrón Volt = $1 \text{eV} \times 10^6$ | |
| M_g | Peso molecular del gas | |
| M_o | Peso molecular del aceite | |
| M_w | Peso molecular del agua | |
| nCi/ml | NanoCuries por mililitro = $1 \times 10^9 \text{Ci}/\text{ml}$ | |
| N | Número neutrónico | |
| N | Número inicial de átomos radioactivos | |

| | | |
|-----------------|--|--|
| | presentes (Ec. II.1) | |
| N | Volumen original de aceite | [L ³] |
| N _o | Números de átomos al paso de cierto tiempo | |
| N _p | Volumen de aceite producido | [L ³ /t] |
| O.D. | Diámetro exterior de la tubería | [L] |
| pCi/l | PicoCuries por litro | |
| P | Presión | [F/A] |
| P _b | Presión de burbujeo | [F/A] |
| P _{e1} | Número de Peclet en la región móvil del Modelo de Ramírez y Cols. | |
| P _{e2} | Número de Peclet en la región inmóvil del Modelo de Ramírez y Cols. | |
| P _f | Factor de la presión en el punto de burbujeo empleado en la Correlación de Lasater | [F/A] |
| P _n | Número de pozos observadores o testigos | |
| POE | Personal Ocupacionalmente Expuesto | |
| P _{pc} | Presión pseudocrítica | [F/A] |
| P _s | Presión de saturación | [F/A] |
| P _{wf} | Presión de fondo fluyendo | [F/A] |
| P _{ws} | Presión de fondo estático | [F/A] |
| P _y | Presión del yacimiento | [F/A] |
| q _o | Cantidad de aceite producido por día | [L ³ /t] |
| q _{wi} | Volumen promedio de inyección de agua por día | [L ³ /t] |
| q _{wp} | Cantidad de agua producida por día | [L ³ /t] |
| Q | Gasto volumétrico del Modelo de Jensen y Horne | [L ³ /t] |
| r | Distancia de pozo inyector a pozos productores | [L] |
| rem | Unidad de medida de la cantidad total de radiación recibida | |
| R | Constante universal de los gases | [10.71 ft/mol- °R] |
| R | Relación gas – aceite, RGA | [L ³ _g /L ³ _o] @ C.S. |
| R _s | Relación de solubilidad | [L ³ _{gd} /L ³ _o]@ C.S. |
| S | Factor de daño en el Modelo de Ramírez y Cols. | |
| S _o | Saturación de aceite | [%] |
| S _{oi} | Saturación de aceite inicial | [%] |
| S _{or} | Saturación de aceite residual | [%] |
| S _g | Saturación de gas | [%] |
| S _w | Saturación de agua | [%] |
| S _{wi} | Saturación de agua inicial | [%] |

| | | |
|--------------------|--|-------------------|
| t | Tiempo de avance de la prueba | [t] |
| t | Tiempo de conteo en el Método de Dilución Total | [t] |
| t ₀ | Tiempo medio de tránsito en el Modelo de Difusión Kreft - Zuber | [t] |
| t _{1/2} | Vida media de un isótopo radioactivo | [t] |
| t _{wR} | Primer tiempo de arribo del trazador del Modelo de Jensen y Horne | [t] |
| T | Tiempo desde la inyección hasta la medición en el pozo productor en el Modelo de Brigham, del Modelo de Jensen y Horne | [t] |
| T | Temperatura | [T] |
| T _b | Temperatura de burbujeo | [T] |
| T _{efr} | Tiempo de evaluación de flujo radial del Modelo de Difusión de Brigham | [t] |
| T _f | Tiempo que tarda en pasar el trazador por un pozo productor, o tiempo de fluido | [t] |
| T _{fondo} | Temperatura de fondo | [T] |
| T _{mr} | Tiempo medio de residencia del Modelo de Difusión de Brigham | [t] |
| T _n | Tiempo del Modelo de Difusión de Brigham | [t] |
| TP | Tubería de producción | |
| T _{pc} | Temperatura pseudocrítica | [T] |
| TR | Tubería de revestimiento | |
| T _s | Temperatura de separación | [T] |
| T _{sup} | Temperatura de superficie | [T] |
| T _t | Tiempo de tránsito | [t] |
| T _y | Temperatura del yacimiento | [T] |
| UMA | Unidad de masa atómica = 1/12 de masa del isótopo 12 del átomo de C = 1.66x10 ⁻²⁴ g | |
| v | Velocidad media del fluido | [L/t] |
| V | Volts, unidad de medida del voltaje | |
| V | Volumen | [L ³] |
| V _d | Volumen de dilución en el Método de Dilución Total | [L ³] |
| V _{gt} | Volumen de total de gas a marcar en el yacimiento | [L ³] |
| V _p | Volumen de poros | [L ³] |
| V _{pig} | Volumen de poros invadidos por gas | [L ³] |
| V _r | Volumen de roca | [L ³] |
| V _{rig} | Volumen de roca invadida por gas | [L ³] |

| | | |
|---------------|---|---------------------------------------|
| V_{rhc} | Volumen de roca con hidrocarburos | [L ³] |
| V_s | Volumen de muestra del trazador | [L ³] |
| W_g | Gasto másico del gas | [M/t] |
| WTPCTRG | Parámetro obtenido de la simulación Well Tracer Production Concentration TRG | [A] |
| WTPRTRG | Parámetro obtenido de la simulación Well Tracer Production Rate TRG | [1x10 ³ L ³ /t] |
| WTPTTRG | Parámetro obtenido de la simulación Well Tracer Production Total TRG | [1x10 ³ L ³] |
| W_o | Gasto másico del aceite | [M/t] |
| W_w | Gasto másico del agua | [M/t] |
| x | Distancia recorrida del trazador desde el pozo inyector al pozo productor | [L] |
| X_D | Parámetro de ajuste del Modelo de Ramírez y Cols. | [adim] |
| Y_g | Fracción molar del gas | |
| Y_{CH_3} | Fracción molar de CH ₃ | |
| Y_{CO_2} | Fracción molar de CO ₂ | |
| Y_{H_2S} | Fracción molar de H ₂ S | |
| Z | Número atómico | |
| Z | Factor de compresibilidad del gas | [adim] |
| α | Designación de emisión de partículas Alfa | |
| α_1 | Variable del Modelo de Jensen y Horne = α | |
| α_2 | Variable del Modelo de Jensen y Horne = β | |
| α_L | Constante de dispersividad longitudinal del Modelo de Difusión de Zuber | [L/t] |
| β | Designación de emisión de partículas Beta | |
| β | Variable del Modelo de Jensen y Horne igual a $1/t_w R$ | |
| β^- | Designación de emisión de partículas Beta menos | |
| β^+ | Designación de emisión de partículas Beta más | |
| γ | Designación de emisión de partículas Gamma | |
| γ | Tipo de trazador radioactivo del Modelo de Ramírez y Cols. | |
| γ_g | Densidad relativa del gas producido | |
| γ_{gd} | Densidad relativa del gas disuelto | |
| γ_{gf} | Densidad relativa del gas libre | |

| | | |
|---------------|---|----------------------------|
| γ_o | Densidad relativa del aceite | |
| γ_{gs} | Densidad relativa del gas normalizada | |
| γ_w | Densidad relativa del agua | |
| η | Constante de difusividad | |
| ϕ | Porosidad promedio | [%] |
| ϕ_F | Porosidad del bloque fracturas | [%] |
| ϕ_M | Porosidad del bloque matriz | [%] |
| λ | Constante de decaimiento radioactivo | [1/t] |
| μCi | MicroCurie = 1×10^{-6} Curies | |
| μ_g | Viscosidad del gas | [1×10^{-2} M/Lt] |
| μ_o | Viscosidad del aceite | [1×10^{-2} M/Lt] |
| μs | Microsegundo = 1×10^{-6} segundos | |
| ρ_o | Densidad del aceite | [M/L ³] |
| ρ_g | Densidad del gas | [M/L ³] |
| σ_o | Tensión superficial del aceite | [F/L] |
| σ_w | Tensión superficial del agua | [F/L] |
| ξ | Parámetro de ajuste del Modelo de Ramírez y Cols. | |
| ^{82}Br | Bromo – 82 | |
| ^{12}C | Carbono – 12 | |
| ^{57}Co | Cobalto – 57, Hexacianuro de Cobalto | |
| ^{58}Co | Cobalto – 58, Hexacianuro de Cobalto | |
| ^{60}Co | Cobalto – 60, Hexacianuro de Cobalto | |
| 3H | Hidrógeno – 3, Agua tritiada | |
| ^{125}I | Iodo – 125, Ioduro de Sodio | |
| ^{131}I | Iodo – 131 | |
| ^{192}Ir | Iridio – 192, Hexacloruro de Iridiato | |
| ^{40}K | Potasio – 40 | |
| ^{226}Ra | Radio – 226 | |
| ^{87}Rb | Rubidio – 87 | |
| ^{235}U | Uranio – 235 | |
| ^{238}U | Uranio – 238 | |
| ^{232}Th | Torio – 232 | |
| @ C.S. | A condiciones estándar | |
| @ C.S. | A condiciones de yacimiento | |

REFERENCIAS

1. ABBASZADEH-DEHGHANI, M. y BRIGHAM, W.E. "Analysis of Well to Well Tracer Flow to Determine Reservoir Layering", JPT, 1984.
2. BEAR, J.: "Dynamics of Fluids in Porous Media", American Elsevier, 1972.
3. BRIGHAM, W.E.: "Mixing Equations in Short Laboratory Cares", Transactions, 1974.
4. CARVAJAL, A. y MORALES, N.: "Uso de Trazadores Radioactivos en la Caracterización de Yacimientos Petroleros", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1994
5. COATS, K. H. y SMITH, B. D.: "Dead-End Pore Volume and Dispersion in Porous Media", SPE Journal, 1963.
6. CRAFT, B.C. y HAWKINS, M.F., Petroleum Reservoir Engineering, Tomos I y II. Petroleum Engineering Department, Louisiana State U. Prentice Hall, 1959.
7. DEEM, R. L.: "Adsorption and Flow of Multiple Tracers in Porous Media", Department of Petroleum and Natural Gas Engineering. 1967 December. The Pennsylvania State University.
8. FAROUQ ALÍ, S.M. y BOLIVAR P. J.: "Flow of Radioactive Fluids in Porous Media", Pennsylvania State University, 1967.
9. GERSHON, N. D. y NIR, A.: "Effects of Boundary Conditions of Models on Tracer Distribution in Flow through Porous Media", Water Resources Research, p-830-839, 1969.
10. HORNE, R.R.: "Geothermal Reinjection Experiences in Japan", JPT, 1982.
11. JENSEN, C.L.: "Matrix Diffusion and its Effects on the Modeling of Tracers Returns from Fractured Geothermal Reservoir at Wairakei, New Zealand", Sgp-Tr-71 Stanford California, 1983.
12. KÄSS, W.: "Tracing Technique in Geohydrology", A. A. Balkema, Rotterdam 1988.
13. KREFT, A. y ZUBER, A.: "On the physical meaning if the dispersion equation and its solution for different initial and boundary conditions". Chemical Eng. Science, 1978.
14. LASATER, J. A.: "Bubble Point Pressure Correlation", Transactions AIME, Vol. 13, 1958.

15. MALOSZWESKI, P. y ZUBER, A.: "On the Theory of Tracer Experiments in Fissured Rocks with a Porous Matrix", *Journal of Hydrology*, 79, p 33-358, 1985. También "Mathematical Modeling of Tracer Behavior in Short-Term. Experiments in Fissured Rocks", *Water Resources Research*, 26, p. 1517-1528, 1990.
16. Manual del Simulador Eclipse de Geoquest-Schlumberger. Versión 2001A, Technical Description y Reference Manual. Ver también el sitio de Internet <http://www.sis.slb.com/content/software/simulation>
17. RAMÍREZ, J. y Coronado, M.: "Manual para el Diseño de Pruebas de Trazadores entre Pozos de Yacimientos Petroleros", IMP, 2003, INDA # 03-2003-051913214800-01,.
18. RAMÍREZ, J., RIVERA, J., SAMANIEGO, F. y RODRÍGUEZ, F.: "A Semianalytical Solution for Tracer Flow in Naturally Fractured Reservoirs", *Proceedings of XV Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, CA, January 23-25, p. 137-145, 1990.
19. Reporte del proyecto F. 30286, Jefe de Proyecto: Jetzabeth Ramirez Sabag, IMP.
20. Reporte del proyecto D. 6201, "Estudio de Radiotrazado en el Campo Samaria" Departamento de Aplicación de Tecnología Nuclear, IMP, 1985.
21. SOLARES, J.: "Metodología empleada en la Interpretación de Pruebas de Trazadores", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2001.
22. SOMARUGA, C.: "Notas del curso Trazadores en Campos Petroleros", impartido en el Instituto Mexicano del Petróleo, México D.F., del 23 al 27 de septiembre de 2002.
23. STANDING, M. B.: "A Pressure - Volume - Temperature Correlation for Mixtures of California Oil and Gases" *Drill. and Prod. Prac.*, API, 1947.
24. STANDING, M. B. y KATZ, D. L.: "Density of Natural Gases", *Trans. AIME*, 1942.
25. TANG, D. H., FRIND, E. O. y SUDICKY, E. A.: "Contaminant Transport in Fractured Porous Media: Analytical Solution for Single Fracture", *Water Resources Research*, 17, p. 555-564, 1981.
26. VÁZQUEZ, M. y BEGGS, M. D.: "Correlations for Fluid Physical Property Prediction", *J. P. T.*, June, 1980.
27. VELÁZQUEZ, O.: "Aspectos prácticos de Pruebas de Trazadores Radioactivos. Aplicación Campo Giraldas" Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2002.

28. WAGNER O. R., BAKER, L.E. y GORDON, S. R.: "The Design and Implementation of Multiple Tracer Program for Multifluid, Multiwell Injection Projects", SPE, Paper 5125, October, 1974).
29. WALKUP, G. W. y HORNE, R. N.: "Characterization of Tracer Retention Processes and their Effect on Tracer Transport in Fractured Geothermal Reservoirs", presentado en el SPE California Regional Meeting, Bakersfield, CA, en 1985, p. 229-240. Publicado también por la SPE con el número 13610.
30. WERNER, A.: "Evaluation and interpretation of tracing test" ATH, 1992.
31. ZEMEL, B.: "Tracers in the Oil Field", Elsevier Science, Developments in Petroleum Science, 43, Amsterdam 1995