

01174

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Facultad de Ingeniería

1203



"RECUPERACION MEJORADA DE ACEITE
MEDIANTE LA INYECCION DE NITROGENO"

TESIS

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
DE LA
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
COMO REQUISITO PARA OBTENER
EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERIA
(P E T R O L E R A)

ING. JORGE ALBERTO AREVALO VILLAGRAN

CIUDAD UNIVERSITARIA

1994

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está 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.

01174

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
Facultad de Ingeniería



1
2e)

"RECUPERACION MEJORADA DE ACEITE
MEDIANTE LA INYECCION DE NITROGENO"

(CONTINUACION)

TESIS

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
DE LA
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
COMO REQUISITO PARA OBTENER
EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERIA
(P E T R O L E R A)

ING. JORGE ALBERTO AREVALO VILLAGRAN

CIUDAD UNIVERSITARIA
1994

TESIS CON
FOLIO DE ORIGEN

**DEDICADA ESPECIALMENTE A LA
MEMORIA DE MI MADRE , POR
ENSEÑARME LO QUE SIGNIFICA
LA VIDA Q.E.P.D.**

**A MI PADRE ANTONIO AREVALO GOMEZ
POR SUS CONSEJOS, COMPRENSION Y
APOYO INCONDICIONAL**

**A MI ABUELITA, ESPOSA Y
MIS HIJAS CYNTHIA Y DONAJI**

A FAMILIARES Y AMIGOS

AGRADECIMIENTOS

QUIERO AGRADECER ESPECIAL E INFINITAMENTE A MI MADRECITA QUE EN VIDA SE LLAMO **MARTHA VILLAGRAN HERNANDEZ**, LA CUAL ME AYUDO Y BRINDO TODO TIPO DE APOYO EN LOS ASPECTOS Y CIRCUNSTANCIAS DE LA VIDA.

AGRADEZCO A **PETROLEOS MEXICANOS**, A LA **DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNAM** Y AL **INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO**, POR BRINDARME LA GRAN OPORTUNIDAD Y FACILIDAD DE SUPERARME PROFESIONALMENTE CON LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO.

EXPRESO MI AGRADECIMIENTO Y DOY GRACIAS ESPECIALES A LOS INGENIEROS **JOSE M. ORTIZ DE MARIA** Y **SERGIO R. AYALA NIETO**, POR BRINDARME LA OPORTUNIDAD DE REALIZAR LOS ESTUDIOS DE MAESTRIA EN INGENIERIA PETROLERA Y EL TIEMPO NECESARIO PARA CULMINAR EL TRABAJO DE TESIS.

ESPECIALMENTE, DESEO EXPRESAR MI GRATITUD Y APRECIACION SINCERA A MI SUPERVISOR DE TESIS AL **DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO** POR SU DESINTERESADA GUIA, POR SUS CERTEROS COMENTARIOS, DISCUSIONES IMPORTANTES, SUGERENCIAS EXCELENTES, ESTIMULOS E INCENTIVOS Y POR EL ENORME TIEMPO DE ASESORIA QUE ME DEDICO, ASI COMO POR TODA LA AYUDA BRINDADA LA CUAL CONTRIBUYO PARA INICIAR Y TERMINAR CON ESTE ESTUDIO.

TAMBIEN QUIERO AGRADECER DE UNA MANERA ESPECIAL A LOS INGENIEROS **FABIAN F. LOPEZ CAMBRON** Y **EDGAR URQUIETA SAAVEDRA**, SU AYUDA INVALUABLE E INCONDICIONAL EN LA REALIZACION Y GUIA DE LOS ASPECTOS DE SIMULACION Y POR SU SOPORTE TECNICO, EL CUAL FUE ESCENCIAL PARA LA ELABORACION DEL ESTUDIO. ASIMISMO, POR EL ENORME TIEMPO QUE ME DEDICARON EN LA CAPACITACION EN LO QUE RESPECTA AL MANEJO DE LOS SIMULADORES DE YACIMIENTOS EMPLEADOS.

MI AGRADECIMIENTO AL **M.I. TEODULO GUTIERREZ ACOSTA** Y AL **ING. JORGE MARTINEZ ARELLANO** POR SU APOYO, COMPRESION Y FACILIDADES BRINDADAS PARA INICIAR Y FINALIZAR ESTE TRABAJO.

DESEO AGRADECER A LA **DIVISION DE YACIMIENTOS DE LA SUBDIRECCION DE EXPLOTACION DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO**, Y EN ESPECIAL A LOS MAESTROS EN INGENIERIA **JESUS HERRERA R.** Y **FRANCISCO J. GARCIA GOMEZ**, POR BRINDARME LA OPORTUNIDAD Y TODO TIPO DE FACILIDADES PARA REALIZAR LA TESIS EN LAS INSTALACIONES DEL CENTRO DE SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS.

AGRADEZCO LA REVISION DEL ESTUDIO, ASI COMO LOS COMENTARIOS Y PUNTOS DE VISTA PROPORCIONADOS POR MI JURADO DE EXAMEN DE GRADO, EL CUAL ESTA FORMADO POR LOS DOCTORES JESUS RIVERA RODRIGUEZ, FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO, ALFREDO ARRIOLA TORRES, LUIS MACIAS CHAPA Y EL INGENIERO FABIAN F. LOPEZ CAMBRON.

MI AGRADECIMIENTO A LOS INGENIEROS FERNANDO GONZALEZ CARRILLO, JESUS BAÑUELOS DAMIAN, LUIS M. BERNES RODRIGUEZ Y SERGIO E. VAZQUEZ ARCINIEGA POR LA AYUDA Y FACILIDADES QUE ME BRINDARON PARA CULMINAR CON EL TRABAJO DE TESIS.

AGRADEZCO LA AYUDA BRINDADA POR LOS MAESTROS EN INGENIERIA MAXIMINO MEZA MEZA, RUBEN LUJAN SALAZAR, ANTONIO VILLAVICENCIO PIÑA Y GUADALUPE MURILLO MARQUEZ. ASIMISMO A LOS INGENIEROS CRISTOBAL VILLANUEVA MARTINEZ Y ENRIQUE CORTEZ DOMINGUEZ.

MI AGRADECIMIENTO A MIS AMIGOS RAYMUNDO MARTINEZ CEPEDA Y PEDRO SIERRA MOCTEZUMA POR SU AYUDA INVALUABLE EN LA REALIZACION DE ALGUNAS FIGURAS DEL TRABAJO Y EL PROCESADO DEL TEXTO.

FINALMENTE, AGRADEZCO A TODOS MIS FAMILIARES, PROFESORES, COMPAÑEROS DE ESTUDIO, AL GRUPO INTERDISCIPLINARIO DEL DISTRITO VERACRUZ, A COMPAÑEROS DE TRABAJO, Y A TODAS AQUELLAS PERSONAS QUE DIRECTA O INDIRECTAMENTE COLABORARON PARA LA REALIZACION Y CULMINACION DE MIS ESTUDIOS.

GRACIAS.

CONTENIDO

"RECUPERACION MEJORADA DE ACEITE MEDIANTE LA INYECCION DE NITROGENO"

	Página
DEDICACION	
AGRADECIMIENTOS	
LISTA DE TABLAS.....	VIII
LISTA DE FIGURAS.....	XIV
RESUMEN.....	XXVII
I. INTRODUCCION.....	1
1.1 Estado de desarrollo y tendencia actual de los proyectos de recuperación mejorada por inyección de gas.....	2
1.2 Objetivos del presente estudio.....	4
1.3 Desarrollo del tema.....	5
II. REVISION DE ESTUDIOS E INVESTIGACIONES PREVIAS.....	7
III. GAS NITROGENO EN LA RECUPERACION MEJORADA DE ACEITE.....	39
3.1 Introducción.....	39
3.2 Procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.....	40
3.3 Ocurrencia en la naturaleza y propiedades del gas nitrógeno.....	43
3.3.1 Ocurrencia del nitrógeno en la naturaleza.....	46
3.3.2 Usos del nitrógeno en estado elemental.....	46
3.3.3 Propiedades químicas y físicas del nitrógeno.....	47
3.3.3.1 Viscosidad del nitrógeno, metano y bióxido de carbono.....	48
3.3.3.2 Densidad del nitrógeno, metano y bióxido de carbono.....	53
3.3.3.3 Factores de compresibilidad del nitrógeno, metano y bióxido de carbono.....	53
3.3.3.4 Factores de volumen del gas para el nitrógeno, bióxido de carbono y gas de combustión.....	53
3.3.3.5 Presión Mínima de Miscibilidad, PMM.....	60
3.4 Fuentes y tecnología actual de la producción del nitrógeno puro.....	63
3.4.1 Tecnología de la separación criogénica del aire.....	65
3.4.2 Nitrógeno puro obtenido del aire atmosférico mediante procesos criogénicos en aplicaciones terrestres.....	66
3.4.3 Nitrógeno puro obtenido del aire atmosférico mediante procesos criogénicos en aplicaciones marinas.....	68

3.4.4 Procesamiento del gas natural con alto contenido de nitrógeno.....	71
3.5 Gas nitrógeno como fluido de inyección en la Recuperacion Mejorada de aceite y gas.....	74
3.5.1 Mantenimiento de presión-Desplazamiento inmisible y mejoramiento en la segregación gravitacional.....	74
3.5.2 Gas de empuje para desplazamiento de baches miscibles de bióxido de carbono y gas licuado del petróleo (LPG, rico en hidrocarburos intermedios).....	76
3.5.3 Re-circulación o inyección cíclica del gas natural producido en yacimientos de gas y condensado.....	77
3.5.4 Producción del gas natural de un casquete gaseoso.....	77
3.5.5 Desplazamiento miscible.....	78
3.5.6 Produccion del aceite entrampado en estructuras superiores a la zonas disparadas en los pozos.....	79
3.6 Abastecimiento y disponibilidad del nitrógeno criogénico en México.....	79
3.7 Factores que afectan el costo de la producción de nitrógeno.....	80
IV. DESCRIPCION DEL COMPLEJO CANTARELL.....	84
4.1 Introducción.....	84
4.2 Antecedentes Exploratorios.....	84
4.3 Campo Cantarell.....	85
4.3.1 Estructura Almacenadora (Plegamientos y fallas).....	85
4.3.2 Límites físicos del Campo.....	85
4.3.3 Desarrollo del campo.....	88
4.3.4 Geología de Explotación del Campo.....	89
4.3.4.1 Cuerpo calcarenítico del Eoceno Medio.....	89
4.3.4.2 Brechas del Terciario Paleoceno-Cretácico Superior.....	91
4.3.4.3 Cretácico Superior.....	91
4.3.4.4 Cretácico Medio.....	92
4.3.4.5 Cretácico Inferior.....	92
4.3.4.6 Jurásico Superior Kimmeridgiano.....	92
4.3.4.7 Jurásico Superior Tithoniano.....	93
4.3.5 Características de los fluidos del Campo.....	93
4.3.6 Comportamiento de la presión del Campo.....	94
4.3.6.1 Comportamiento presión-producción acumulada.....	94
4.3.6.2 Comportamiento presión-profundidad.....	94
4.3.7 Mecanismos de expulsión de fluidos.....	98
4.3.8 Avance del contacto gas-aceite, C _{g-o}	100

	Página
4.3.8.1 Historia del avance del contacto gas-aceite, C_{g-o}	100
4.3.8.2 Pronóstico del avance del contacto gas-aceite.....	102
4.3.9 Avance del contacto agua-aceite, C_{w-o}	107
4.3.10 Otros estudios de Ingeniería de Yacimientos realizados al Campo.....	108
V. MODELOS DE SIMULACION Y DATOS EMPLEADOS.....	117
5.1 Introducción.....	117
5.2 Descripción del simulador de Comportamiento de Fases de Mezclas de Hidrocarburos y Gases Contaminantes, IMPEVETE.....	119
5.2.1 Ecuaciones básicas del modelo IMPEVETE.....	120
5.2.2 Aplicaciones del modelo IMPEVETE.....	123
5.3 Descripción del simulador Numérico Composicional de Yacimientos Petroleros SIMPCO.....	123
5.3.1 Ecuaciones básicas del modelo SIMPCO.....	123
5.3.2 Aplicaciones del modelo SIMPCO.....	127
5.3.3 Características del simulador SIMPCO.....	127
5.4 Datos necesarios empleados en el simulador IMPEVETE.....	129
5.5 Determinación y selección de los datos necesarios empleados en el simulador SIMPCO.....	139
5.5.1 Objetivos principales para el empleo del simulador numérico composicional SIMPCO.....	139
5.5.2 Criterios de selección de la zona del yacimiento para realizar la simulación regional.....	140
5.5.3 Determinación del límite areal exterior de la malla en las direcciones X-Y.....	140
5.5.4 Construcción y dimensiones de la malla en las direcciones X-Y-Z para la simulación regional.....	143
5.5.4.1 Construcción de la malla.....	143
5.5.4.1.1 Malla areal en las direcciones X-Y.....	143
5.5.4.1.2 Malla en las direcciones Y-Z.....	143
5.5.4.1.3 Malla en tres dimensiones X-Y-Z.....	147
5.5.4.2 Dimensiones de la malla en las direcciones X-Y-Z.....	153
5.5.4.2.1 Longitud de los bloques o celdas.....	153
5.5.4.2.2 Espaciamiento entre los nodos de la malla.....	153
5.5.5 Pozos productores de aceite y gas que pertenecen a la zona en estudio.....	153
5.5.6 Datos iniciales proporcionados al archivo de datos del simulador SIMPCO.....	153
5.5.6.1 Datos de control del simulador y generales del yacimiento.....	168

	Página
5.5.6.1.1 Datos de control del simulador.....	168
5.5.6.1.2 Datos de identificación del campo y del yacimiento.....	172
5.5.6.1.3 Fecha de inicio de explotación del yacimiento.....	172
5.5.6.1.4 Etapas de tiempo de la historia de producción.....	172
5.5.6.1.5 Presiones de separación en la batería superficial.....	173
5.5.6.1.6 Temperaturas de separación en la batería superficial.....	173
5.5.6.1.7 Plano de referencia.....	174
5.5.6.1.8 Presión de saturación inicial estimada.....	175
5.5.6.1.9 Coeficientes de Viscosidad.....	175
5.5.6.1.10 Salinidad del agua del yacimiento.....	175
5.5.6.1.11 Permeabilidades Relativas.....	176
5.5.6.1.12 Cimas del yacimiento.....	177
5.5.6.1.13 Datos para los cálculos de comportamiento de fases.....	179
5.5.6.2 Datos proporcionados a los pozos productores.....	180
5.5.6.2.1 Localización y datos generales de los pozos.....	180
5.5.6.2.2 Historia de producción por pozo.....	181
5.5.6.3 Datos proporcionados a cada celda de la malla.....	181
5.5.6.3.1 Porosidad, ϕ	183
5.5.6.3.2 Saturaciones de fluidos, S_f	183
5.5.6.3.3 Permeabilidades absolutas ponderadas al volumen poroso, k_{rel}	183
5.5.7 Verificación de datos de entrada del modelo.....	183
VI. PRESENTACION Y DISCUSION DE RESULTADOS.....	198
6.1 Simulación de las pruebas de laboratorio y resultados obtenidos con el simulador de Comportamiento de fases de Mezclas de Hidrocarburos y Gases Contaminantes (IMPEVETE).....	198
6.1.1 Presión de saturación, p_s	198
6.1.2 Separación a composición constante o separación flash.....	200
6.1.3 Separación diferencial convencional.....	203
6.1.4 Separación diferencial a volumen constante (agotamiento a volumen constante).....	207
6.1.5 Densidad, volumen molar y factor de compresibilidad.....	212
6.1.6 Ajuste de una correlación de viscosidad.....	212
6.1.7 Envoltente de fases.....	215
6.2 Simulación y resultados obtenidos del comportamiento de fases de mezclas de hidrocarburos y gases contaminantes al inyectar gas nitrógeno.....	215
6.2.1 Caracterización del fluido.....	215

	Página
6.2.2 Simulación del análisis Presión-Volumen-Temperatura reportado por el laboratorio.....	219
6.2.3 Simulación de la vaporización.....	219
6.2.4 Simulación de la miscibilidad por contacto múltiple.....	221
6.3 Análisis del comportamiento primario por agotamiento natural. Simulación y resultados obtenidos con el Simulador Numérico Composicional de Yacimientos Petroleros, SIMPCO.....	224
6.3.1 Análisis del comportamiento primario por agotamiento natural.....	226
6.3.1.1 Comportamiento por agotamiento natural de la presión y producción a nivel de pozo.....	226
6.3.1.1.1 Comportamiento de la presión y de la producción.....	227
6.3.1.1.2 Historia de presión-producción para el pozo Cantarell 51 (CANT51).....	227
6.3.1.1.3 Comportamiento de presión-producción para el pozo Cantarell 73-A (CAN73A).....	229
6.3.1.1.4 Historia de presión-producción para los intervalos productores del pozo Cantarell 71 (CANT71 Y CAN71A).....	234
6.3.1.1.5 Comportamiento de presión y producción del pozo Cantarell 31 (CANT31).....	241
6.3.1.1.6 Historia del comportamiento primario del pozo Cantarell 53 (CANT53).....	241
6.3.1.2 Contactos gas-aceite, C_{g-o} , agua-aceite C_{w-o} , y mecanismos de expulsión de fluidos.....	248
6.3.2 Proceso de ajuste de la historia de presión-producción a nivel de pozo.....	248
6.3.2.1 Datos finales en el ajuste de la historia de presión-producción.....	251
6.3.2.1.1 Dimensiones de la malla.....	257
6.3.2.1.2 Permeabilidades relativas.....	257
6.3.2.1.3 Porosidad, ϕ	270
6.3.2.1.4 Saturaciones de fluidos, S_r	270
6.3.2.1.5 Permeabilidades absolutas ponderadas al volumen poroso, k_{\dots}	270
6.3.2.2 Parámetros estadísticos de dispersión empleados.....	284
6.3.2.3 Comparación de los datos medidos en campo y los resultados obtenidos del ajuste para cada intervalo productor de los pozos.....	284
6.3.2.3.1 Ajustes del comportamiento primario para el pozo Cantarell 51 (CANT51).....	285

	Página
6.3.2.3.2 Ajustes de historia para el pozo Cantarell 73-A (CAN73A).....	285
6.3.2.3.3 Ajustes de historia para los intervalos productores del pozo Cantarell 71 (CANT71 y CAN71A).....	287
6.3.2.3.4 Ajustes de historia para el pozo Cantarell 31 (CANT31).....	287
6.3.2.3.5 Ajustes del comportamiento primario para el pozo Cantarell 53 (CANT53).....	287
6.3.3 Propiedades iniciales del fluido, distribución de presiones y de volúmenes poroso total y con hidrocarburos.....	289
6.3.3.1 Propiedades iniciales del fluido del yacimiento.....	289
6.3.3.2 Distribución inicial de presión y presión de saturación.....	289
6.3.3.3 Volúmenes porosos total y con hidrocarburos.....	293
6.3.4 Proceso de predicción del comportamiento primario por agotamiento natural.....	293
6.3.4.1 Pozos productores de aceite y gas natural que pertenecen a la región en estudio e intervienen en el período de predicción.....	293
6.3.4.2 Localización y datos generales de los pozos que intervienen en la predicción por comportamiento primario.....	300
6.3.4.3 Etapas de tiempo de la predicción.....	300
6.3.4.4 Política de explotación (gastos de aceite) por intervalo productor de los pozos para la predicción por comportamiento primario.....	300
6.3.4.5 Datos medidos en campo y resultados de la predicción por comportamiento primario para cada intervalo productor de los pozos.....	300
6.3.4.5.1 Predicción del comportamiento primario para los intervalos productores del pozo Cantarell 73-A (CAN73A y CAN73B)...	305
6.3.4.5.2 Predicción del comportamiento para los intervalos productores del pozo Cantarell 53 (CANT53 y CAN53A).....	308
6.3.4.5.3 Comportamiento del pozo Cantarell 31 en sus intervalos productores (CANT31 y CAN31A) durante el período de predicción.....	311
6.3.4.5.4 Predicción del comportamiento primario para el pozo Cantarell 71-A (CAN71A).....	314
6.3.4.5.5 Predicción del comportamiento primario para el pozo Cantarell 51(CAN51A).....	314
6.3.4.5.6 Predicción para el pozo Cantarell 52 (CANT52).....	316
6.3.4.5.7 Predicción del comportamiento primario para el pozo Cantarell 95 (CANT95).....	316

6.3.4.5.8 Predicción del comportamiento primario para el intervalo productor del pozo Cantarell 93 (CANT93).....	320
6.3.4.5.9 Comportamiento de la predicción para el pozo Cantarell 76 (CANT76).....	320
6.3.4.5.10 Predicción del comportamiento primario para el intervalo productor del pozo Cantarell 72 (CANT72).....	323
6.3.4.6 Recuperación de hidrocarburos en la región de estudio del yacimiento Akal para los períodos de ajuste de historia y predicción natural.....	323
6.3.5 Proceso de predicción del comportamiento del yacimiento por inyección de nitrógeno.....	327
6.3.5.1 Datos de control del simulador, generales del yacimiento y de cada celda de la malla.....	327
6.3.5.2 Pozos productores e inyectores que intervienen en el período de predicción con inyección de nitrógeno.....	327
6.3.5.3 Etapas de tiempo de la predicción con inyección de nitrógeno.....	328
6.3.5.4 Política de explotación (gastos de aceite) por intervalo productor de los pozos para la predicción por inyección de nitrógeno.....	328
6.3.5.5 Concentración del gas nitrógeno en el fluido de inyección.....	331
6.3.5.6 Programas de gastos de inyección de nitrógeno. Volúmenes acumulados de nitrógeno inyectado a la región en estudio.....	331
6.3.5.7 Resultados de la simulación numérica para la predicción por inyección de nitrógeno.....	332
6.3.5.7.1 Predicción del comportamiento sin y con inyección de gas para las celdas de los pozos inyectores.....	335
6.3.5.7.2 Predicción del comportamiento sin y con inyección de nitrógeno para las celdas de los pozos productores.....	347
6.3.5.7.3 Efectos provocados por la inyección de nitrógeno en la región de estudio.....	359
CONCLUSIONES.....	363
RECOMENDACIONES.....	367
NOMENCLATURA.....	368
BIBLIOGRAFIA.....	380
APENDICE. BIBLIOGRAFIA RECOMENDADA RELACIONADA CON LA INYECCION DE NITROGENO.....	392

LISTA DE TABLAS

TABLA	PAGINA
2.1 RESULTADOS DEL DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR LA INYECCION DE AGUA Y LA INYECCION DE NITROGENO.....	13
3.1 CLASIFICACION DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA.....	41
3.2 PROPIEDADES FISICAS DEL ELEMENTO NITROGENO.....	49
3.3 COMPARACION DE LAS PRINCIPALES PROPIEDADES FISICAS DE LOS GASES.....	50
3.4 DENSIDAD DEL NITROGENO, BIOXIDO DE CARBONO Y METANO RESPECTO A LA PRESION Y TEMPERATURA, gr/cm^3	55
3.5 COMPARACION DE LOS CICLOS EN LOS PROCESOS CRIOGENICOS.....	70
3.6 COSTO DEL EQUIPO PARA GENERAR Y COMPRIMIR NITROGENO A UNA PRESION DE INYECCION DE $5000 lb/pg^2$ abs a c.s. (NIJECT SERVICES COMPANY).....	81
3.7 COSTO DEL EQUIPO PARA GENERAR Y COMPRIMIR NITROGENO (CRYOINFRA S.A. DE C.V.).....	81
4.1 RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL CAMPO CANTARELL.....	96
4.2 CAMPO CANTARELL. EVIDENCIAS DEL AVANCE DEL CASQUETE SECUNDARIO OBTENIDAS POR REGISTROS GEOFISICOS.....	103
4.3 CAMPO CANTARELL. RELACION DE POZOS QUE SE INVADIRAN EN EL FUTURO.....	105
5.1 ANALISIS COMPOSICIONAL REPORTADO POR EL LABORATORIO PARA EL POZO CANTARELL 8.....	130
5.2 AGRUPACION DE COMPONENTES PARA FORMAR SEUDO-COMPONENTES. CANTARELL 8.....	132
5.3 CONDICIONES INICIALES DEL YACIMIENTO. COMPOSICION Y PROPIEDADES DE LA MEZCLA.....	133
5.4 CONSTANTES BINARIAS DE LOS COMPONENTES DE LA MEZCLA.....	135
5.5 ARCHIVO DE DATOS NECESARIOS PARA EMPLEAR EL MODELO IMPEVETE.....	135
5.6 LOCALIZACION DE NODOS DEL YACIMIENTO.....	151
5.7 DISTRIBUCION INICIAL DE LA LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION X, m.....	154

TABLA	PAGINA
5.8 DISTRIBUCION INICIAL DE LA LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION Y, m.....	156
5.9 DISTRIBUCION INICIAL DE LA LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION Z, m.....	158
5.10 DISTRIBUCION INICIAL DEL ESPACIAMIENTO ENTRE NODOS EN LA DIRECCION X, m.....	160
5.11 DISTRIBUCION INICIAL DEL ESPACIAMIENTO ENTRE NODOS EN LA DIRECCION Y, m.....	162
5.12 DISTRIBUCION INICIAL DEL ESPACIAMIENTO ENTRE NODOS EN LA DIRECCION Z, m.....	164
5.13 IDENTIFICACION DE POZOS PRODUCTORES E INTERVALOS PROBADOS.....	167
5.14 PARTE DEL ARCHIVO DE DATOS DEL MODELO SIMPCO.....	169
5.15 DATOS INICIALES DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS AGUA-ACEITE Y GAS-ACEITE.....	170
5.16 CIMAS DEL YACIMIENTO CANTARELL, PLATAFORMA E, mvbnm.....	170
5.17 DATOS PARA CALCULOS DE COMPORTAMIENTO DE FASE, ACEITE DEL CAMPO CANTARELL.....	171
5.18 LOCALIZACION Y DATOS GENERALES DE LOS POZOS, PLATAFORMA E DEL CAMPO CANTARELL.....	171
5.19 HISTORIA DE PRODUCCION POR POZO EN m^3/D , PLATAFORMA E, CAMPO CANTARELL, 1 DE ENERO DE 1980 AL 31 DE DICIEMBRE DE 1984.	182
5.20 DISTRIBUCION INICIAL EN LOS NODOS DE LA POROSIDAD, fracc.....	184
5.21 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION DE ACEITE EN LOS NODOS DE LA MALLA, fracc.....	186
5.22 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION DE AGUA EN LOS NODOS DE LA MALLA, fracc.....	188
5.23 DISTRIBUCION INICIAL DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA EN LOS NODOS DE LA MALLA EN LA DIRECCION X, md (PONDERADA AL V_p , PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA).....	190
5.24 DISTRIBUCION INICIAL DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA EN LOS NODOS DE LA MALLA EN LA DIRECCION Y, md (PONDERADA AL V_p , PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA).....	192
5.25 DISTRIBUCION INICIAL DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA EN LOS NODOS DE LA MALLA EN LA DIRECCION Z, md. (PONDERADA AL V_p , PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA).....	194

TABLA

PAGINA

5.26	VERIFICACION DE DATOS DE ENTRADA AL SIMULADOR SIMPCO.....	197
6.1	PRESION DE SATURACION Y COMPOSICION DEL LIQUIDO EN EQUILIBRIO CON LA COMPOSICION DE LA BURBUJA DE GAS CALCULADAS CON EL SIMULADOR COMPOSICIONAL IMPEVETE.....	199
6.2	RESULTADOS DE LA SEPARACION FLASH O DE SEPARACION A COMPOSICION CONSTANTE PARA LA FASE ACEITE, CALCULADOS CON EL SIMULADOR COMPOSICIONAL IMPEVETE.....	201
6.3	RESULTADOS DE LA SEPARACION FLASH O DE SEPARACION A COMPOSICION CONSTANTE PARA LA FASE GAS, CALCULADOS CON EL SIMULADOR COMPOSICIONAL IMPEVETE.....	202
6.4	RESULTADOS DE LA SEPARACION DIFERENCIAL CONVENCIONAL PARA LA FASE LIQUIDA, CALCULADO CON EL SIMULADOR COMPOSICIONAL IMPEVETE.....	204
6.5	RESULTADOS DE LA SEPARACION DIFERENCIAL CONVENCIONAL PARA LA FASE VAPOR, CALCULADO CON EL SIMULADOR COMPOSICIONAL IMPEVETE.....	206
6.6	RESULTADOS DE LA SEPARACION DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE PARA LA FASE LIQUIDA, CALCULADO CON EL SIMULADOR IMPEVETE.....	209
6.7	RESULTADOS DE LA SEPARACION DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE PARA LA FASE GAS, CALCULADO CON EL MODELO IMPEVETE.....	210
6.8	RESULTADOS OBTENIDOS CON EL SIMULADOR IMPEVETE PARA LA DENSIDAD, VOLUMEN MOLAR Y FACTOR DE COMPRESIBILIDAD.....	213
6.9	COEFICIENTES DEL AJUSTE DE LA CORRELACION DE LOHRENZ A DATOS DE VISCOSIDAD OBSERVADA Y COMPOSICION INICIAL DEL ACEITE.....	214
6.10	VISCOSIDAD CALCULADA CON EL SIMULADOR IMPEVETE A PARTIR DEL AJUSTE DE LA CORRELACION DE LOHRENZ (COEFICIENTES CALCULADOS).....	216
6.11	RESULTADOS OBTENIDOS CON EL SIMULADOR IMPEVETE PARA EL TRAZO DE LA CURVA DE BURBUJA DEL YACIMIENTO AKAL.....	216
6.12	RESULTADOS OBTENIDOS CON EL SIMULADOR IMPEVETE PARA EL TRAZO DE LA CURVA DE ROCIO NORMAL DEL YACIMIENTO AKAL.....	217

6.13	HISTORIA DE PRESIONES ESTATICAS EN kg/cm ² PARA LOS INTERVALOS PRODUCTORES DE LOS POZOS EN EL PERIODO DE ENERO DE 1980 A DICIEMBRE DE 1984.....	228
6.14	REGISTROS DE PRESIONES DE FONDO ESTATICAS PARA EL POZO CANTARELL 51 (CANT51).....	232
6.15	RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL CANTARELL 51 (CANT51).....	232
6.16	RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL POZO CANTARELL 73-A (CAN73A).....	237
6.17	RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL POZO CANTARELL 71 (CANT71).....	237
6.18	REGISTROS DE PRESIONES DE FONDO ESTATICAS PARA EL POZO CANTARELL 71 (CANT71).....	240
6.19	RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL POZO CANTARELL 71-A (CAN71A).....	240
6.20	RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL POZO CANTARELL 31 (CANT31).....	246
6.21	RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL POZO CANTARELL 53 (CANT53).....	246
6.22	RITMOS DE EXTRACCION Y PRODUCCIONES ACUMULADAS DE ACEITE Y DE GAS PARA LA REGION EN ESTUDIO, PARA UN PERIODO DE TIEMPO DEL PRIMERO DE ENERO DE 1980 AL 31 DE DICIEMBRE DE 1984.	247
6.23	AJUSTE DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO DE LOS INTERVALOS PRODUCTORES DE LOS POZOS CORRESPONDIENTES A LA ETAPA DE TIEMPO 20.....	250
6.24	RESUMEN DE LAS MODIFICACIONES REALIZADAS AL ARCHIVO DE DATOS DEL SIMULADOR SIMPCO DURANTE LAS 20 CORRIDAS DEL PROCESO DE AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION.....	252
6.25	DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DE LA LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION X, md.....	258
6.26	DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DE LA LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION Y, md.....	260
6.27	COMPARACION DE LOS VALORES INICIALES Y DEL MEJOR AJUSTE DE LA LONGITUD EN LAS DIRECCIONES X-Y PARA LAS CELDAS DE LA MALLA, m.....	262

TABLA	PAGINA
6.28 DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DEL ESPACIAMIENTO ENTRE NODOS EN LA DIRECCION X, m.....	263
6.29 DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DEL ESPACIAMIENTO ENTRE NODOS EN LA DIRECCION Y, m.....	265
6.30 COMPARACION DE LOS VALORES INICIALES Y DE MEJOR AJUSTE PARA LOS PATRONES DE ESPACIAMIENTO EN LAS DIRECCIONES X-Y ENTRE LOS NODOS, m.....	267
6.31 DATOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS AGUA-ACEITE Y GAS-ACEITE PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA PRESION-PRODUCCION.....	268
6.32 DISTRIBUCION DE LA POROSIDAD EN LAS CELDAS DE LA MALLA PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA PRESION-PRODUCCION.....	271
6.33 COMPARACION DE LOS VALORES INICIALES Y DE MEJOR AJUSTE PARA LA DISTRIBUCION DE LA POROSIDAD EN LAS CELDAS DE LA MALLA, fracc.....	273
6.34 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION DE ACEITE EN LAS CELDAS DE LA MALLA PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION, fracc.....	274
6.35 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION DE AGUA EN LAS CELDAS DE LA MALLA PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION, fracc.....	276
6.36 COMPARACION DE LOS VALORES INICIALES Y FINALES OBTENIDOS EN EL AJUSTE PARA LA DISTRIBUCION DE LA SATURACION DE FLUIDOS EN LAS CELDAS DE LA MALLA, fracc.....	278
6.37 DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA EN LAS CELDAS DE LA MALLA EN LAS DIRECCIONES X-Y PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION, md. (PONDERADA AL V_p , PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA).....	279
6.38 DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA EN LAS CELDAS DE LA MALLA EN LA DIRECCION Z PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION, md. (PONDERADA AL V_p , PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA).....	281
6.39 COMPARACION DE LOS VALORES INICIALES Y FINALES OBTENIDOS EN EL AJUSTE PARA LAS PERMEABILIDADES ABSOLUTAS PONDERADAS AL V_p EN LAS DIRECCIONES X o Y y Z, md.....	283

6.40	DISTRIBUCION INICIAL DE PRESION EN CADA CELDA DE LA MALLA DE LA REGION EN ESTUDIO AL 31 DE DICIEMBRE DE 1979, kg/cm ²	291
6.41	DISTRIBUCION DE LA PRESION DE BURBUJA PARA CADA CELDA DE LA MALLA, kg/cm ²	294
6.42	DISTRIBUCION DEL VOLUMEN POROSO TOTAL EN CADA CELDA DE LA MALLA, 10 ⁴ m ³	296
6.43	DISTRIBUCION DEL VOLUMEN POROSO CON HIDROCARBUROS PARA CADA CELDA DE LA MALLA, 10 ⁴ m ³	298
6.44	PREDICION DEL COMPORTAMIENTO PARA LOS INTERVALOS PRODUCTORES DE LOS POZOS CORRESPONDIENTES A LA ETAPA DE TIEMPO 120.....	301
6.45	LOCALIZACION Y DATOS GENERALES DE LOS POZOS PARA LA PREDICION POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO.....	302
6.46	ETAPAS DE TIEMPO Y DURACION EN DIAS PARA EL PERIODO DE PREDICION POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO.....	302
6.47	GASTOS DE ACEITE EN m ³ /D A CONDICIONES DE SUPERFICIE PARA CADA INTERVALO PRODUCTOR DE LOS POZOS QUE INTERVIENEN EN EL PERIODO DE PREDICION (DEL 1 DE ENERO DE 1985 AL 31 DE DICIEMBRE DE 1989).....	303
6.48	RITMOS DE EXTRACCION Y PRODUCCIONES ACUMULADAS DE ACEITE Y DE GAS PARA LA REGION EN ESTUDIO, PARA EL PERIODO DE PREDICION POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO (1 DE ENERO DE 1985 AL 31 DE DICIEMBRE DE 1989).....	325
6.49	DATOS ADICIONALES PROPORCIONADOS AL ARCHIVO DE DATOS DEL MODELO SIMPCO, NECESARIOS PARA LA PREDICION CON INYECCION DE GAS NITROGENO.....	330
6.50	PREDICION DEL COMPORTAMIENTO CON INYECCION DE NITROGENO PARA LOS INTERVALOS PRODUCTORES E INYECTORES DE LOS POZOS CORRESPONDIENTES A LA ETAPA DE TIEMPO 100 Y PARA UN GASTO DE INYECCION DE 10 Mm ³ /D A c.s. POR POZO.....	334
6.51	RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES SIN Y CON INYECCION DE NITROGENO PARA LAS CELDAS DE LOS POZOS INYECTORES (CAPA I A 1100 mvbnm) A DICIEMBRE DE 1989.....	336
6.52	RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES SIN Y CON INYECCION DE NITROGENO PARA LAS CELDAS DE LOS POZOS PRODUCTORES A DICIEMBRE DE 1989.....	348

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	PAGINA
1.1 PROCESOS DE INYECCION DE GAS A PRESION ALTA A NIVEL MUNDIAL.....	3
2.1 SOLUBILIDAD DE VARIOS GASES EN EL ACEITE.....	9
2.2 RECUPERACION DE ACEITE EN FUNCION DE LA PRESION DEL YACIMIENTO Y COMPOSICION DEL GAS INYECTADO.....	9
2.3 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SIN INYECCION DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	30
2.4 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE PARA 0.14 VOLUMENES POROSOS DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	30
2.5 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE PARA 0.50 VOLUMENES POROSOS DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	30
2.6 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE PARA 1.50 VOLUMENES POROSOS DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	30
2.7 RELACION DE SOLUBILIDAD SIN INYECCION DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	31
2.8 RELACION DE SOLUBILIDAD PARA 0.14 VOLUMENES POROSOS DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	31
2.9 RELACION DE SOLUBILIDAD PARA 0.50 VOLUMENES POROSOS DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	31
2.10 RELACION DE SOLUBILIDAD PARA 1.50 VOLUMENES POROSOS DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	31
2.11 DENSIDAD DEL ACEITE SIN INYECCION DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	32
2.12 DENSIDAD DEL ACEITE CON 0.14 VOLUMENES POROSOS DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	32
2.13 DENSIDAD DEL ACEITE CON 0.50 VOLUMENES POROSOS DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	32
2.14 DENSIDAD DEL ACEITE CON 1.50 VOLUMENES POROSOS DE NITROGENO (CASO DE LITERATURA).....	32
2.15 COMPARACION DEL VOLUMEN RELATIVO TOTAL. CARDENAS 101.....	34
2.16 COMPARACION DE LA RELACION DE SOLUBILIDAD. CARDENAS 101.....	34
2.17 COMPARACION DEL VOLUMEN RELATIVO DE ACEITE. CARDENAS 101	34

2.18	COMPARACION DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS. CARDENAS 101.....	34
2.19	COMPARACION DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE. CARDENAS 101.....	35
2.20	COMPARACION DE LA RELACION DE SOLUBILIDAD CON INYECCION DE NITROGENO. CARDENAS 101.....	35
2.21	COMPARACION DE LA DENSIDAD DEL ACEITE CON INYECCION DE NITROGENO. CARDENAS 101.....	35
2.22	COMPARACION DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE CON INYECCION DE NITROGENO. CARDENAS 101.....	35
3.1	ESTADISTICAS MUNDIALES RELACIONADAS CON LOS PROCESOS QUIMICOS.....	42
3.2	ESTADISTICAS INTERNACIONALES RELACIONADAS CON LOS PROCESOS TERMICOS.....	44
3.3	ESTADISTICAS A NIVEL INTERNACIONAL RELACIONADOS CON LOS PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA.....	45
3.4	COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CON LA PRESION Y TEMPERATURA PARA EL NITROGENO Y METANO.....	51
3.5	COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CON LA PRESION Y TEMPERATURA PARA EL BIOXIDO DE CARBONO.....	52
3.6	COMPARACION DE LA DENSIDAD DE VARIOS GASES.....	54
3.7	FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL NITROGENO.....	56
3.8	COMPRESIBILIDAD DEL GAS NATURAL.....	57
3.9	FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL BIOXIDO DE CARBONO.....	58
3.10	FACTORES DE COMPRESIBILIDAD PARA EL NITROGENO Y METANO.....	59
3.11	FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS PARA EL NITROGENO, BIOXIDO DE CARBONO Y GAS DE COMBUSTION.....	61
3.12	PMM, COMPARACION PARA DIFERENTES CORRELACIONES DEL BIOXIDO DE CARBONO.....	62
3.13	CORRELACION PARA LA PMM PARA EL PROPANO Y BUTANO CON VARIOS GASES.....	62
3.14	CORRELACION PARA LA PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD DEL NITROGENO.....	64
3.15	PROCESO CRIOGENICO PARA CICLO EN UNA COLUMNA DE DESTILACION Y UN CONDENSADOR.....	67
3.16	PROCESO CRIOGENICO PARA CICLO EN DOBLE COLUMNA DE DESTILACION Y UN CONDENSADOR.....	69

FIGURA	PAGINA
3.17 PROCESO CRIOGENICO PARA CICLO DE DOBLE COLUMNA DE DESTILACION Y DOBLE CONDENSADOR.....	72
3.18 PROCESO DEL TIPO NGL/NRU.....	72
4.1 LOCALIZACION DE LA SONDA DE CAMPECHE JUNTO CON SUS PRINCIPALES RASGOS ESTRUCTURALES.....	86
4.2 MODELO QUE ILUSTR A LA DISTRIBUCION DE LAS PROVINCIAS MORFO-ESTRUCTURALES EN LA SONDA DE CAMPECHE DURANTE EL TERCARIO TEMPRANO.....	86
4.3 CONFIGURACION ESTRUCTURAL DEL CAMPO CANTARELL.....	87
4.4 CANTARELL. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION.....	90
4.5 YACIMIENTO AKAL. COMPORTAMIENTO DE LA PRESION.....	95
4.6 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CONTRA LA PROFUNDIDAD. CANTARELL.....	97
4.7 PREDICCION DEL AVANCE DEL CONTACTO GAS-ACEITE.....	101
4.8 AVANCE DEL CONTACTO GAS-ACEITE EN EL CAMPO CANTARELL.....	104
4.9 POZOS A INVADIRSE DE GAS POR AVANCE DEL CONTACTO GAS-ACEITE.....	106
4.10 CAMPO CANTARELL. PERFIL DE CIMAS DESCENDENTES	109
4.11 CAMPO CANTARELL. PRONOSTICO DE INYECCION E INCREMENTO DE PRODUCCION.....	111
4.12 COMPORTAMIENTO SIN Y CON INYECCION DE AGUA. CANTARELL.....	113
4.13 CAMPO CANTARELL - ESTRUCTURA AKAL. PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO POR AGOTAMIENTO NATURAL.....	114
4.14 CAMPO CANTARELL-ESTRUCTURA AKAL. COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO CON INYECCION DE AGUA (PREDICCION).....	116
5.1 MODELOS DE SIMULACION PARA YACIMIENTOS.....	118
5.2 SISTEMA DE EJES COORDENADOS DEL SIMPCO.....	128
5.3 MALLA EN UNA Y EN DOS DIMENSIONES CONSIDERANDO ESPACIAMIENTO CONSTANTE ENTRE NODOS DEL TIPO DE MALLA RECTANGULAR DE PUNTO DISTRIBUIDO.....	128
5.4 LOCALIZACION DE LOS POZOS PERFORADOS VERTICALMENTE EN LAS PLATAFORMAS DE PRODUCCION C, D, E, F, I, J, N y O.....	142
5.5 AREA DRENADA POR LOS POZOS DE LA PLATAFORMA E DEL YACIMIENTO AKAL.....	144

FIGURA	PAGINA
5.6 MALLA AREAL EN LAS DIRECCIONES X-Y PARA LA PLATAFORMA E....	145
5.7 MALLA EN LAS DIRECCIONES Y-Z y SECCION DE INTERVALOS PROBADOS. PLATAFORMA E.....	146
5.8 MALLA EN LAS DIRECCIONES X-Y y PATRONES DE ESPACIAMIENTO ENTRE NODOS, PARA EL AREA DRENADA POR LA PLATAFORMA E, m...	148
5.9 MALLA EN LAS DIRECCIONES Y-Z y PATRONES DE ESPACIAMIENTO ENTRE NODOS, PARA EL AREA DRENADA POR LA PLATAFORMA E, m...	149
5.10 MALLA RECTANGULAR TRIDIMENSIONAL (X-Y-Z), PARA EL VOLUMEN DRENADO POR LA PLATAFORMA E.....	150
5.11 LIMITES EXTERIORES DE LA MALLA EN DIRECCION X-Y, PARA EL AREA DRENADA POR LA PLATAFORMA E.....	166
5.12 CURVAS INICIALES DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS AGUA-ACEITE EN ESCALA SEMI-LOGARITMICA. CANTARELL AKAL.....	178
5.13 CURVAS INICIALES DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS GAS-ACEITE EN ESCALA SEMI-LOGARITMICA. CANTARELL AKAL.....	178
5.14 CURVAS INICIALES DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS AGUA-ACEITE EN ESCALA NORMAL. CANTARELL AKAL.....	178
5.15 CURVAS INICIALES DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS GAS-ACEITE EN ESCALA NORMAL. CANTARELL AKAL.....	178
6.1 COMPARACION DEL VOLUMEN RELATIVO TOTAL. CANTARELL AKAL.	205
6.2 COMPARACION DEL FACTOR DE VOLUMEN DE LA FASE MIXTA. CANTARELL AKAL.....	205
6.3 COMPARACION DE LA DENSIDAD DEL ACEITE. CANTARELL AKAL.....	205
6.4 COMPARACION DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE. CANTARELL AKAL.....	205
6.5 VOLUMEN DE GAS CONTRA LA PRESION. CANTARELL AKAL.....	208
6.6 COMPARACION DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS. CANTARELL AKAL.....	208
6.7 COMPARACION DE LA RELACION DE SOLUBILIDAD. CANTARELL AKAL.....	208
6.8 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS CONTRA LA PRESION. CANTARELL AKAL.....	208
6.9 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE CONTRA LA PRESION. CANTARELL AKAL.....	211
6.10 VOLUMEN DE ACEITE RESPECTO A LA PRESION. CANTARELL AKAL.....	211
6.11 DENSIDAD DEL GAS RESPECTO A LA PRESION. CANTARELL AKAL.....	211

FIGURA	PAGINA
6.12 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS CONTRA LA PRESION. CANTARELL AKAL.....	211
6.13 COMPARACION DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE SATURADO CONTRA LA PRESION. CANTARELL AKAL.....	218
6.14 CURVA DE ENVOLVENTE DE FASES. CANTARELL-AKAL.....	218
6.15 PROCESO DE VAPORIZACION.....	220
6.16 VAPORIZACION. CONCENTRACION DE NITROGENO RESPECTO AL VOLUMEN POROSO INYECTADO. CANTARELL AKAL.....	222
6.17 VAPORIZACION. CONCENTRACION DE METANO RESPECTO AL VOLUMEN POROSO INYECTADO. CANTARELL AKAL.....	222
6.18 VAPORIZACION. VOLUMEN DE ACEITE Y VOLUMEN MOLAR DE LIQUIDO RESPECTO AL VOLUMEN POROSO INYECTADO. CANTARELL AKAL.....	222
6.19 VAPORIZACION. MOLES DE LIQUIDO POR METRO CUBICO Y PORCENTAJE DE MOLES DE LIQUIDO VAPORIZADOS. CANTARELL AKAL.....	222
6.20 PROCESO DE MISCIBILIDAD POR CONTACTO MULTIPLE, CANTARELL AKAL.....	223
6.21 MISCIBILIDAD. CONCENTRACION DE NITROGENO RESPECTO AL NUMERO DE CELDAS. CANTARELL AKAL.....	225
6.22 MISCIBILIDAD. CONCENTRACION DE METANO RESPECTO AL NUMERO DE CELDAS. CANTARELL AKAL.....	225
6.23 MISCIBILIDAD. VOLUMEN DE LIQUIDO EN EQUILIBRIO CON EL VAPOR RESPECTO AL NUMERO DE CELDAS. CANTARELL AKAL.....	225
6.24 MISCIBILIDAD. MOLES DE LIQUIDO POR METRO CUBICO Y VOLUMEN DE GAS RESPECTO AL NUMERO DE CELDAS. CANTARELL AKAL.....	225
6.25 HISTORIA DE LA PRESION. CANTARELL 51 (CANT51).....	230
6.26 COMPORTAMIENTO DE LA RGA. CANTARELL 51 (CANT51).....	230
6.27 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE ACEITE. CANTARELL 51 (CANT51).....	230
6.28 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE GAS NATURAL. CANTARELL 51 (CANT51).....	230
6.29 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CONTRA LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE. CANTARELL 51 (CANT51).....	231
6.30 HISTORIA DE LA PRESION. CANTARELL 73-A (CAN73A).....	233
6.31 HISTORIA DE LA RGA. CANTARELL 73-A (CAN73A).....	233

FIGURA	PAGINA
6.32 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE ACEITE. CANTARELL 73-A (CAN73A).....	233
6.33 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE GAS NATURAL. CANTARELL 73-A (CAN73A).....	233
6.34 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CONTRA LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE. CANTARELL 73-A (CAN73A).....	231
6.35 HISTORIA DE LA PRESION. CANTARELL 71 (CANT71).....	235
6.36 HISTORIA DE LA RGA. CANTARELL 71 (CANT71).....	235
6.37 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE ACEITE. CANTARELL 71 (CANT71).....	235
6.38 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE GAS NATURAL. CANTARELL 71 (CANT71).....	235
6.39 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CONTRA LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE. CANTARELL 71 (CANT71).....	236
6.40 HISTORIA DE LA PRESION. CANTARELL 71-A (CAN71A).....	239
6.41 HISTORIA DE LA RGA. CANTARELL 71-A (CAN71A).....	239
6.42 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE ACEITE. CANTARELL 71-A (CAN71A).....	239
6.43 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE GAS NATURAL. CANTARELL 71-A (CAN71A).....	239
6.44 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CONTRA LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE. CANTARELL 71-A (CAN71A).....	236
6.45 HISTORIA DE LA PRESION. CANTARELL 31 (CANT31).....	242
6.46 HISTORIA DE LA RGA. CANTARELL 31 (CANT31).....	242
6.47 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE ACEITE. CANTARELL 31 (CANT31).....	242
6.48 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE GAS NATURAL. CANTARELL 31 (CANT31).....	242
6.49 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CONTRA LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE. CANTARELL 31 (CANT31).....	243
6.50 HISTORIA DE LA PRESION. CANTARELL 53 (CANT53).....	245
6.51 HISTORIA DE LA RGA. CANTARELL 53 (CANT53).....	245
6.52 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE ACEITE. CANTARELL 53 (CANT53).....	245
6.53 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE GAS NATURAL. CANTARELL 53 (CANT53).....	245

6.54	COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CONTRA LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE. CANTARELL 53 (CANTS3).....	243
6.55	CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS AGUA-ACEITE EN ESCALA SEMILOGARITMICA, PARA EL AJUSTE DE HISTORIA DEL YACIMIENTO AKAL.....	269
6.56	CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS GAS-ACEITE EN ESCALA SEMILOGARITMICA, PARA EL AJUSTE DE HISTORIA DEL YACIMIENTO AKAL.....	269
6.57	CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS AGUA-ACEITE EN ESCALA NORMAL, PARA EL AJUSTE DE HISTORIA DEL YACIMIENTO AKAL.....	269
6.58	CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS GAS-ACEITE EN ESCALA NORMAL, PARA EL AJUSTE DE HISTORIA DEL YACIMIENTO AKAL.....	269
6.59	COMPARACION DE LA PRESION EN EL AJUSTE. CANTARELL 51 (CANT51).....	286
6.60	COMPARACION DE LA RGA EN EL AJUSTE. CANTARELL 51 (CANT51)....	286
6.61	COMPARACION DE LA PRESION EN EL AJUSTE. CANTARELL 73-A (CAN73A).....	286
6.62	COMPARACION DE LA RGA EN EL AJUSTE. CANTARELL 73-A (CAN73A).....	286
6.63	COMPARACION DE LA PRESION EN EL AJUSTE. CANTARELL 71 (CANT71).....	288
6.64	COMPARACION DE LA RGA EN EL AJUSTE. CANTARELL 71 (CANT71)....	288
6.65	COMPARACION DE LA PRESION EN EL AJUSTE. CANTARELL 71-A (CAN71A).....	288
6.66	COMPARACION DE LA RGA EN EL AJUSTE. CANTARELL 71-A (CAN71A).....	288
6.67	COMPARACION DE LA PRESION EN EL AJUSTE. CANTARELL 31 (CANT31).....	290
6.68	COMPARACION DE LA RGA EN EL AJUSTE. CANTARELL 31 (CANT31)....	290
6.69	COMPARACION DE LA PRESION EN EL AJUSTE. CANTARELL 53 (CANTS3).....	290
6.70	COMPARACION DE LA RGA EN EL AJUSTE. CANTARELL 53 (CANTS3)....	290
6.71	HISTORIA Y PREDICCION PARA LA PRESION. CANTARELL 73-A (CAN73A).....	306

FIGURA

PAGINA

6.72	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA RGA. CANTARELL 73-A (CAN73A).....	306
6.73	HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE. CANTARELL 73-A (CAN73A).....	306
6.74	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL. CANTARELL 73-A (CAN73A).....	306
6.75	COMPARACIÓN DE LA HISTORIA Y DE LA PREDICCIÓN POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO PARA LA PRESIÓN. CANTARELL 73B (CAN73B).....	307
6.76	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA RGA. CANTARELL 73-B (CAN73B).....	307
6.77	HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE. CANTARELL 73-B (CAN73B).....	307
6.78	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL. CANTARELL 73-B (CAN73B).....	307
6.79	HISTORIA Y PREDICCIÓN PARA LA PRESIÓN. CANTARELL 53 (CANT53).....	309
6.80	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA RGA. CANTARELL 53 (CANT53).....	309
6.81	COMPORTAMIENTO REAL DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE. CANTARELL 53 (CANT53).....	309
6.82	HISTORIA Y PREDICCIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS. CANTARELL 53 (CANT53).....	309
6.83	HISTORIA Y PREDICCIÓN PARA LA PRESIÓN. CANTARELL 53-A (CAN53A).....	310
6.84	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA RGA. CANTARELL 53-A (CAN53A).....	310
6.85	HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE. CANTARELL 53-A (CAN53A).....	310
6.86	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL. CANTARELL 53-A (CAN53A).....	310
6.87	COMPARACIÓN DE LA HISTORIA Y DE LA PREDICCIÓN POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO PARA LA PRESIÓN. CANTARELL 31 (CANT31).....	312
6.88	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA RGA. CANTARELL 31 (CANT31).....	312

FIGURA		PAGINA
6.89	HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE. CANTARELL 31 (CANT31).....	312
6.90	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA PRODUCCION DE GAS-NATURAL. CANTARELL 31 (CANT31).....	312
6.91	HISTORIA Y PREDICCIÓN PARA LA PRESION. CANTARELL 31-A (CAN31A).....	313
6.92	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA RGA. CANTARELL 31-A (CAN31A).....	313
6.93	HISTORIA DE LA PRODUCCION DE ACEITE. CANTARELL 31-A (CAN31A).....	313
6.94	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA PRODUCCION DE GAS NATURAL. CANTARELL 31-A (CAN31A).....	313
6.95	COMPARACION DE LA HISTORIA Y DE LA PREDICCIÓN POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO PARA LA PRESION. CANTARELL 71A (CAN71A).....	315
6.96	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA RGA. CANTARELL 71-A (CAN71A).....	315
6.97	HISTORIA DE LA PRODUCCION DE ACEITE. CANTARELL 71-A (CAN71A).....	315
6.98	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA PRODUCCION DE GAS NATURAL. CANTARELL 71-A (CAN71A).....	315
6.99	HISTORIA Y PREDICCIÓN PARA LA PRESION. CANTARELL 51-A (CAN51A).....	317
6.100	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA RGA. CANTARELL 51-A (CAN51A).....	317
6.101	HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE. CANTARELL 51-A (CAN51A).....	317
6.102	COMPARACION DE LA HISTORIA Y DE LA PREDICCIÓN POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO PARA LA PRODUCCION DE GAS NATURAL. CANTARELL 51-A (CAN51A).....	317
6.103	COMPARACION DE LA HISTORIA Y DE LA PREDICCIÓN PARA LA PRESION. CANTARELL 52 (CANT52).....	318
6.104	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA RGA. CANTARELL 52 (CANT52).....	318
6.105	HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE. CANTARELL 52 (CANT52).....	318
6.106	COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA PRODUCCION DE GAS NATURAL. CANTARELL 52 (CANT52).....	318
6.107	HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESION. CANTARELL 95 (CANT95).....	319

FIGURA	PAGINA
6.108 HISTORIA Y PREDICCIÓN DE LA RGA. CANTARELL 95 (CANT95).....	319
6.109 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE. CANTARELL 95 (CANT95).....	319
6.110 HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL. CANTARELL 95 (CANT95).....	319
6.111 HISTORIA Y PREDICCIÓN PARA LA PRESIÓN. CANTARELL 93 (CANT93).....	321
6.112 COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA RGA. CANTARELL 93 (CANT93).....	321
6.113 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE. CANTARELL 93 (CANT93).....	321
6.114 COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL. CANTARELL 93 (CANT93).....	321
6.115 HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESIÓN. CANTARELL 76 (CANT76).....	322
6.116 COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICCIÓN DE LA RGA. CANTARELL 76 (CANT76).....	322
6.117 COMPORTAMIENTO REAL DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE. CANTARELL 76 (CANT76).....	322
6.118 HISTORIA Y PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL. CANTARELL 76 (CANT76).....	322
6.119 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REAL Y PREDICHO PARA LA PRESIÓN. CANTARELL 72 (CANT72).....	324
6.120 HISTORIA Y PREDICCIÓN DE LA RGA. CANTARELL 72 (CANT72).....	324
6.121 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE. CANTARELL 72 (CANT72).....	324
6.122 HISTORIA Y PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL. CANTARELL 72 (CANT72).....	324
6.123 LOCALIZACIÓN DE LOS POZOS INYECTORES DE GAS NITRÓGENO.....	329
6.124 POLÍTICA DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN POZOS.....	333
6.125 NITRÓGENO INYECTADO ACUMULADO TOTAL EN EL YACIMIENTO.....	333
6.126 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES DE INYECCIÓN. CANTARELL INYECTOR 01.....	338
6.127 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES DE INYECCIÓN. CANTARELL INYECTOR 02.....	338
6.128 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SATURACIÓN CON INYECCIÓN DE NITRÓGENO. CANTARELL INYECTOR 01.....	338
6.129 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE BURBUJA CON INYECCIÓN DE NITRÓGENO. CANTARELL INYECTOR 02.....	338

6.130	COMPORTAMIENTO DE CONCENTRACION DE NITROGENO. CANTARELL INYECTOR 01.....	339
6.131	COMPORTAMIENTO DE CONCENTRACION DE NITROGENO. CANTARELL INYECTOR 02.....	339
6.132	COMPORTAMIENTO DE LA CONCENTRACION DE METANO. CANTARELL INYECTOR 01.....	339
6.133	COMPORTAMIENTO DE LA CONCENTRACION DE METANO. CANTARELL INYECTOR 02.....	339
6.134	COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION DE ACEITE. CANTARELL INYECTOR 01.....	341
6.135	COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION DE ACEITE. CANTARELL INYECTOR 02.....	341
6.136	COMPORTAMIENTO DE MOLES DE ACEITE. CANTARELL INYECTOR 01.	341
6.137	COMPORTAMIENTO DE MOLES DE ACEITE. CANTARELL INYECTOR 02.	341
6.138	COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION DE GAS. CANTARELL INYECTOR 01.....	342
6.139	COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION DE GAS. CANTARELL INYECTOR 02.....	342
6.140	COMPORTAMIENTO DE LOS MOLES DE GAS. CANTARELL INYECTOR 01.....	342
6.141	COMPORTAMIENTO DE LOS MOLES DE GAS. CANTARELL INYECTOR 02.	342
6.142	COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE. CANTARELL INYECTOR 01.....	344
6.143	COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE. CANTARELL INYECTOR 02.....	344
6.144	COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD DEL ACEITE. CANTARELL INYECTOR 01.....	344
6.145	COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD DEL ACEITE. CANTARELL INYECTOR 02.....	344
6.146	COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS. CANTARELL INYECTOR 01.....	346
6.147	COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS. CANTARELL INYECTOR 02.....	346
6.148	COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD DEL GAS. CANTARELL INYECTOR 01.....	346

FIGURA	PAGINA
6.149 COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD DEL GAS. CANTARELL INYECTOR 02.....	346
6.150 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE BURBUJA CON NITROGENO. CANTARELL 71-A.....	350
6.151 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE BURBUJA CON NITROGENO. CANTARELL 53-A.....	350
6.152 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CON INYECCION. CANTARELL 71-A.....	350
6.153 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CON INYECCION. CANTARELL 53-A.....	350
6.154 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO. CANTARELL 71-A.....	351
6.155 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO. CANTARELL 53-A.....	351
6.156 COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION DE ACEITE CON NITROGENO. CANTARELL 71-A.....	351
6.157 COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION E ACEITE CON NITROGENO. CANTARELL 53-A.....	351
6.158 COMPORTAMIENTO DE LOS MOLES DE ACEITE. CANTARELL 71-A.....	353
6.159 COMPORTAMIENTO DE LOS MOLES DE ACEITE. CANTARELL 53-A.....	353
6.160 COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION DE GAS CON NITROGENO. CANTARELL 71A.....	353
6.161 COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION DE GAS CON NITROGENO. CANTARELL 53-A.....	353
6.162 COMPORTAMIENTO DE LOS MOLES DE GAS CON NITROGENO. CANTARELL 71-A.....	353
6.163 COMPORTAMIENTO DE LOS MOLES DE GAS CON NITROGENO. CANTARELL 53-A.....	353
6.164 COMPORTAMIENTO DE LA CONCENTRACION DE NITROGENO. CANTARELL 71-A.....	354
6.165 COMPORTAMIENTO DE LA CONCENTRACION DE NITROGENO. CANTARELL 53-A.....	354
6.166 COMPORTAMIENTO DE LA CONCENTRACION DE METANO. CANTARELL 71-A.....	354
6.167 COMPORTAMIENTO DE CONCENTRACION DE METANO. CANTARELL 53-A.....	356

FIGURA		PAGINA
6.168	COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE. CANTARELL 71-A.....	356
6.169	COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE. CANTARELL 53-A.	356
6.170	COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD DEL ACEITE. CANTARELL 71-A..	358
6.171	COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD DEL ACEITE. CANTARELL 53-A..	358
6.172	COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS. CANTARELL 71-A....	358
6.173	COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS. CANTARELL 53-A....	358
6.174	COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD DEL GAS. CANTARELL 71-A.....	360
6.175	COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD DEL GAS. CANTARELL 53-A.....	360
6.176	COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION DE ACEITE CONTRA LA PROFUNDIDAD DESPUES DE 35 MESES DE INYECCION.....	360
6.177	COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION DE GAS CONTRA LA PROFUNDIDAD DESPUES DE 35 MESES DE INYECCION.....	360
6.178	COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CON EL TIEMPO. CASQUETE SECUNDARIO (CIMA DE CANTARELL).....	362
6.179	COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CONTRA LA PROFUNDIDAD, DESPUES DE 35 MESES DE INYECCION.....	362

RESUMEN

Se presenta un estudio de simulación numérica composicional, en el que se contempla la posibilidad técnica de inyectar nitrógeno a la región del casquete secundario del yacimiento Akal perteneciente al campo marino de Cantarell, con propósitos de mantenimiento de presión y mejorar las condiciones de segregación gravitacional, mecanismo principal de producción de este campo.

Con el empleo del simulador composicional IMPEVETE (el cual emplea la ecuación de estado de **Peng-Robinson**), se reprodujeron satisfactoriamente las pruebas PVT reportadas por el laboratorio para el aceite negro del yacimiento Akal. Asimismo, se obtuvieron resultados del comportamiento de fase del fluido simulando procesos de vaporización y de miscibilidad al inyectar diferentes volúmenes porosos de nitrógeno, observando que se produce un efecto de *vaporización* importante de más del 16 % de los moles de aceite inicialmente presentes en las partes inferiores de la cima de la estructura, y encontrando que no se presenta un desplazamiento miscible a una presión actual del yacimiento de 120 kg/cm^2 , obteniendo una disminución en el factor de volumen del aceite y en la relación de solubilidad, y un incremento en la viscosidad y densidad del aceite remanente, lo anterior provocado por la sustitución del metano por el nitrógeno inyectado en la mezcla de fluidos.

Posteriormente, con el empleo del simulador numérico composicional para tres fases y tres dimensiones SIMPCO, se realizaron ajustes satisfactorios para un periodo de 5 años de la historia de presión-producción de los pozos localizados en la región de estudio del yacimiento, efectuando la predicción del comportamiento natural (5 años) así como la predicción para tres políticas de inyección de nitrógeno (3 años). Se concluye en este estudio que es favorable inyectar nitrógeno en el casquete secundario del yacimiento Akal, debido a que al entrar en contacto con el aceite negro remanente que existe en las capas inferiores a dicho casquete, se produce una transferencia importante de hidrocarburos ligeros e intermedios del líquido al vapor (miscibilidad parcial), observando adicionalmente una tendencia hacia el mantenimiento de presión del yacimiento y para la zona de estudio un proceso parcial de desplazamiento inmisible del aceite entrampado de las capas superiores hacia las inferiores, aprovechando las características favorables de la formación para que opere en forma efectiva el mecanismo de drene gravitacional, calculando que la saturación de aceite en las capas superiores se reduce en forma muy importante disminuyendo en un máximo de 40 % aún para gastos totales de inyección reducidos hasta de $60 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. (2.12 MMPCD a c.s.).

CAPITULO I

INTRODUCCION

La falta de empuje natural suficiente, necesario para explotar de una manera eficaz a la gran parte de los yacimientos petroleros, ha resultado en la necesidad de inyectar desde las instalaciones superficiales hacia la formación productora, algún fluido desplazante o de empuje*¹.

Un proceso de recuperación mejorada, se define como la inyección adicional de un agente de recuperación o fuente de energía (masa o energía térmica) a un yacimiento, que permita la recuperación adicional de aceite y de gas natural, más allá de los límites de los métodos convencionales de la explotación primaria y secundaria en condiciones rentables. La inyección de agua y la de gas natural a los yacimientos, son los métodos tradicionales y más antiguos de recuperación secundaria, que han probado su eficiencia para mejorar la recuperación de hidrocarburos. Por varios años, el gas natural se ha empleado con bastante éxito como fluido de inyección en estos procesos². Sin embargo, **García, Ortiz y Canizal**³ mencionan que el factor de recuperación obtenido en varios de los yacimientos en donde se han aplicado estos métodos de desplazamiento de hidrocarburos, no ha mejorado en forma importante, e indican que esto es debido principalmente a las razones siguientes: 1.- La inmiscibilidad del proceso no es capaz de desplazar el aceite residual atrapado en los poros de la formación por las fuerzas capilares, 2.- Fallas en el diseño de la aplicación del proceso y falta de monitoreo durante el desarrollo del mismo, 3.- La incompatibilidad entre las propiedades del sistema roca-fluidos con las características requeridas por el método de desplazamiento aplicado, que puede ocasionar una disminución del factor de recuperación más que un beneficio, y 4.- Se ha tenido a veces una relación de movilidades (gas/aceite) desfavorable.

Los incrementos en los precios del aceite y del gas natural que se obtienen en la explotación de los yacimientos (en la década de los 70's, situación contraria en las décadas de los 80's y 90's), y el aumento en la demanda de estos productos a nivel internacional, ha provocado que los procesos de recuperación mejorada sean una realidad. En las décadas de los 70's y 80's se aplicó e impulsó la recuperación mejorada mediante la sustitución del gas natural, por medio de la inyección de fluidos no hidrocarburos, que bajo ciertas condiciones son miscibles con el aceite. En estas aplicaciones se consideró la inyección de bióxido de carbono, CO₂, nitrógeno puro, N₂, y gases de combustión del gas natural, mejorando el aspecto económico del fluido de inyección y dando en algunos casos recuperaciones altas de aceite y de gas natural.

El gas nitrógeno, N₂, se puede producir en casi cualquier lugar en donde se localizan los

*La bibliografía y nomenclatura se presentan al final del trabajo.

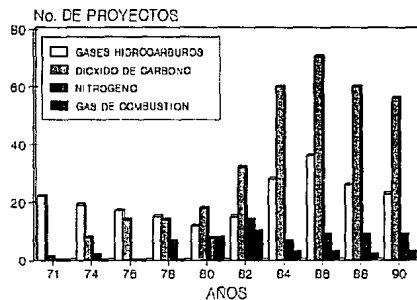
yacimientos, mediante el empleo de tecnología probada para separación criogénica por licuefacción y destilación del aire atmosférico o bien mediante el procesamiento de los productos de la combustión del gas natural. Asimismo, con el empleo de la tecnología existente, el nitrógeno se puede separar del gas natural producido en la superficie de los pozos. Dependiendo de la presión, cantidades y del lugar, el costo para obtener este gas inerte puede ser de *un cuarto a la mitad del precio del gas natural*¹.

Dentro de las posibles aplicaciones potenciales del nitrógeno para emplearse como fluido de inyección en los yacimientos petroleros, y mejorar la recuperación de hidrocarburos se tienen las siguientes¹: 1. El mantenimiento de la presión del yacimiento mediante un desplazamiento inmisible y mejoramiento en el mecanismo de segregación gravitacional, 2. Gas de empuje para desplazamiento de baches miscibles de bióxido de carbono, CO₂, y gases licuados del petróleo, LPG, 3. Para sustituir el gas natural empleado en la recirculación o inyección cíclica en yacimientos de gas y condensado, para mantenimiento de presión y evitar la condensación retrógrada. 4. El nitrógeno se puede emplear para desplazar o empujar al gas natural de un casquete, permitiendo que éste se explote y comercialice, 5. Para desarrollar un desplazamiento del tipo miscible con los fluidos del yacimiento, esto a través de un proceso de transferencia de masa a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, 6. Para producir el aceite atrapado en estructuras superiores a las zonas disparadas en los pozos productores de hidrocarburos. Al inyectar nitrógeno puro, N₂, en un casquete, se provoca un avance hacia la base de la estructura productora del contacto gas-aceite, C_{g-o}, y en consecuencia un proceso de desplazamiento del aceite hacia los pozos productores del yacimiento, por lo que este proceso puede realizarse en forma inmisible y miscible⁴. Siendo necesario, que los yacimientos candidatos para la inyección de nitrógeno con la finalidad de generar un proceso de desplazamiento del tipo miscible, cumplan al menos con los requisitos siguientes: 1. Profundidad mayor a los 3048 m (10000 pies) para que la formación productora soporte la alta presión necesaria para desarrollar miscibilidad entre el nitrógeno y los fluidos del yacimiento (mayor a 5000 lb/pg²), 2. El aceite debe ser lo suficientemente rico en hidrocarburos ligeros e intermedios (CH₄, a C₆ H₁₄), y tener densidades iguales o mayores a 35° API (0.8498 igual o menor), 3. Tener una relación baja de la permeabilidad vertical a la horizontal (k_v/k_h), y 4. En algunos casos tener un ángulo de buzamiento.

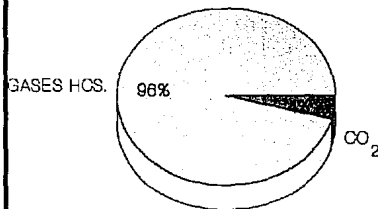
1.1 Estado de desarrollo y tendencia actual de los proyectos de recuperación mejorada por inyección de gas.

En la década pasada resurgió el proceso de recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de nitrógeno. La Figura 1.1. muestra en forma de diagramas de barras, la variación a nivel mundial del

VARIACION DEL NUMERO DE PROYECTOS DE PROCESOS DE RECUP. MEJORADA CON GAS

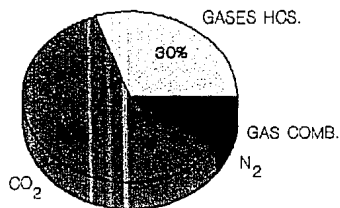


COMPARACION DE PROCESOS CON GAS EN 1971



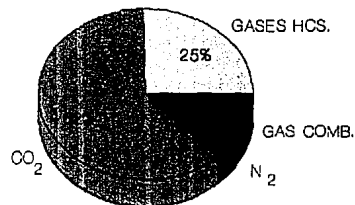
TOTAL DE PROYECTOS CON GAS = 23

COMPARACION DE PROCESOS CON GAS EN 1986



TOTAL DE PROYECTOS CON GAS = 119

COMPARACION DE PROCESOS CON GAS EN 1990



TOTAL DE PROYECTOS CON GAS = 91

FIG. 1.1 PROC. DE INY. DE GAS A PRESION ALTA A NIVEL MUNDIAL ³

número de proyectos de los procesos de recuperación mejorada con inyección de gas a presión alta³, considerando de los años de 1971 a 1990, y en forma de diagramas tipo pastel la comparación de los procesos con gas (gases hidrocarburos, bióxido de carbono, CO₂, nitrógeno puro, N₂, y gases de combustión) para tres años diferentes (1971, 1986 y 1990).

De la Figura anterior, se observa que los procesos de inyección de gas tuvieron su número máximo de aplicaciones entre los años de 1984 y 1986, y al comparar con el número de proyectos para 1990, la disminución es del 24 %. En el grupo de los procesos de inyección de gases hidrocarburos se observa un cambio fuerte de 96 % en 1971 a un 25 % en 1990, esto sin duda, debido a los incrementos en la demanda y costos de éstos, mientras que el bióxido de carbono, CO₂, y el nitrógeno, N₂, incrementaron su uso de 4 a 62 % y de 0 a 10 %, respectivamente, para estos mismos años. En la década de los 70's el nitrógeno se seleccionó para mejorar la recuperación de aceite en 40 campos petroleros, logrando gastos de inyección superior a los 9911 Mm³ (350 MMp³/D)¹. Es imprescindible y conveniente estudiar con mayor interés y detalle, y sin pérdida de tiempo, la factibilidad de llevar a cabo en los yacimientos de la República Mexicana proyectos de recuperación mejorada mediante el empleo de nitrógeno como fluido de inyección, lo cual pudiera permitir incrementar las reservas probadas de hidrocarburos en forma significativa y a un relativo bajo costo económico, esto debido a que las condiciones de algunos yacimientos de mayor importancia son favorables para la aplicación de este proceso (yacimientos que presentan condiciones favorables para la segregación gravitacional y/o aceite volátil o semivolátil, como algunas estructuras productoras de México).

1.2 Objetivos del presente estudio.

Es conveniente mencionar que para este trabajo, la selección del fluido de inyección (nitrógeno) y del yacimiento Akal se realizó en base a la petición expresa por parte de **Petróleos Mexicanos** para efectuarse como trabajo de tesis*.

Los objetivos principales que se plantearon para realizar esta tesis son los siguientes:

1. Recopilación y revisión de estudios experimentales y de aplicaciones de campo, relacionados con la inyección de nitrógeno en la recuperación mejorada de hidrocarburos.

2. Conocimiento de la ocurrencia en la naturaleza, usos, obtención y descripción de las propiedades físico químicas del nitrógeno, así como la discusión de las aplicaciones potenciales de este gas inerte en el mejoramiento de la recuperación de aceite y gas natural.

3. Simulación con el empleo de un modelo composicional de comportamiento de fases, de las pruebas de Presión-Volumen-Temperatura reportadas por el laboratorio, aplicado al fluido del tipo de

*Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas (comunicación personal, PEMEX, México, D.F., 1989).

aceite negro del yacimiento Akal, perteneciente al **Complejo Cantarell** localizado en la plataforma continental del Golfo de México, y determinar el comportamiento de dicho fluido con y sin inyección de gas nitrógeno.

4. Emplear un modelo numérico composicional de yacimientos petroleros para realizar un estudio de simulación regional aplicado al yacimiento Akal, efectuando para cada pozo de la región, el ajuste de la historia de presión-producción y la predicción del comportamiento por agotamiento natural y con nitrógeno, a diferentes gastos de inyección. El empleo de un simulador composicional (variación de las composiciones del gas y del aceite del yacimiento respecto a la posición y tiempo de explotación) es necesario debido a que el objetivo primordial de este estudio, es analizar la inyección de nitrógeno en dicho casquete secundario del yacimiento, determinando el comportamiento de los fluidos respecto al tiempo de explotación y al gasto de inyección, tales como los efectos de mantenimiento de presión, la vaporización de los componentes ligeros e intermedios de los hidrocarburos del sistema y el desplazamiento no miscible hacia los pozos productores del aceite y gas atrapados en la parte superior de la estructura productora, aprovechando y mejorando el mecanismo de segregación gravitacional para obtener una recuperación mayor de aceite y gas natural. Este mecanismo de producción se mejora debido a que al inyectar nitrógeno en la cima de la estructura, la baja densidad, baja compresibilidad y baja solubilidad de este gas en los fluidos de la formación a condiciones de yacimiento, provoca su alta concentración en la parte superior del casquete secundario de gas, originando o dando como resultado un mantenimiento de presión y un incremento sustancial en la eficiencia de desplazamiento al empujar el aceite residual de las capas superiores hacia las inferiores de la estructura productora (Sección 3.5.1 del Capítulo VI).

1.3 Desarrollo del tema.

El presente trabajo se compone de seis Capítulos, conclusiones y recomendaciones, bibliografía consultada y un apéndice. El primer Capítulo presenta la introducción general en la que se incluyen la evolución a nivel internacional, de los proyectos de recuperación mejorada por inyección de gas a alta presión y se plantean los objetivos que se pretenden alcanzar al realizar este estudio.

En el Capítulo II, se presentan algunos resultados de laboratorio y de aplicaciones de campo de trabajos publicados respecto al proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos mediante la inyección de nitrógeno, mostrando en el Apéndice A una serie de artículos relacionados y recomendados con el tema de interés.

El Capítulo III presenta una clasificación general de los procesos de recuperación mejorada en función de los agentes que se inyectan al yacimiento, incluyendo el desarrollo y tendencia actual de cada uno de ellos, luego se muestra la ocurrencia en la naturaleza, usos y las propiedades físicas y químicas del gas nitrógeno anexando algunas tablas y gráficas de interés, después se comentan las fuentes de producción de dicho gas, mencionando las técnicas y los factores para seleccionar el equipo de

separación y de compresión. Posteriormente, se muestra el proceso de extracción de nitrógeno a partir de la mezcla de gases producidos en los campos. Al final de este Capítulo se describen las aplicaciones potenciales del nitrógeno como fluido de inyección en la recuperación mejorada de hidrocarburos.

En el Capítulo IV se discute una descripción del yacimiento **Akal**, en la que se incluyen el comportamiento primario y la revisión de algunos estudios de dicho yacimiento.

Para cumplir con el objetivo primordial planteado al inicio del estudio, se emplearon dos modelos composicionales aplicados a las propiedades del yacimiento **Akal**. El primero para reproducir las pruebas realizadas al fluido y reportadas por el laboratorio, y el segundo aplicado al yacimiento, necesario para ajustar la historia de presión-producción y predecir el comportamiento de dicho yacimiento, para condiciones de agotamiento natural así como para el caso de inyección de nitrógeno a diferentes gastos de inyección. Por lo tanto, el Capítulo V contiene una descripción de ambos modelos, listando las ecuaciones básicas que emplean, las posibles aplicaciones y características de cada uno de ellos. Asimismo, se presenta la determinación y selección de los parámetros necesarios empleados en dichos modelos en su archivo de datos.

La presentación y discusión de los resultados del estudio se muestran en el último Capítulo, en donde se incluyen, la simulación de las pruebas de laboratorio con y sin inyección de nitrógeno, un análisis del comportamiento primario por agotamiento natural del yacimiento **Akal** y de los pozos que pertenecen a la zona en estudio, el proceso de ajuste de dicho comportamiento a nivel de pozo y los procesos de predicción por comportamiento natural y por inyección de nitrógeno.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones, la nomenclatura empleada y la bibliografía consultada.

CAPITULO II

REVISION DE ESTUDIOS E INVESTIGACIONES PREVIAS

El gas natural se ha empleado como un fluido de empuje en desplazamientos inmiscibles y miscibles en técnicas de recuperación mejorada de aceite⁵, existiendo en la actualidad sobre este tema literatura abundante tanto experimental como en aplicaciones de campo. El análisis de algunas de estas investigaciones se ha realizado por diferentes investigadores⁶⁻⁸, en donde concluyen que el gas natural es un hidrocarburo muy valioso como energético, limpio, poco contaminante y es materia prima para la industria petroquímica. Mencionando que en la actualidad éste presenta una disponibilidad muy limitada y un costo alto en su precio, lo que ocasiona que su inyección a los yacimientos como agente de empuje en desplazamientos miscibles e inmiscibles, resulte inactiva desde el punto de vista económico, por lo que, es necesario impulsar su sustitución por medio de la inyección de fluidos no hidrocarburos (como por ejemplo, bióxido de carbono, nitrógeno y gases de combustión).

Por lo tanto, la revisión de literatura de este trabajo se relaciona sólo con aplicaciones de campo y de laboratorio relacionadas con el empleo de nitrógeno, N_2 , como fluido de desplazamiento en técnicas de recuperación mejorada de aceite. En el Apéndice A se presenta la bibliografía recomendada relacionada con la inyección de nitrógeno en la industria petrolera.

La inyección de aire a los yacimientos petroleros, fue el primer método de recuperación mejorada de aceite que se empleó, debido al hecho de que el aire es el gas atmosférico natural más abundante y de fácil disponibilidad. La inyección de aire de la atmósfera en forma general, incrementa la producción de aceite durante un tiempo corto, sin embargo, este gas conduce rápidamente a varios problemas de operación que se deben al contenido de oxígeno presente. Debido a que este elemento químico es altamente reactivo causa problemas en la superficie y dentro del yacimiento. Algunos de los problemas principales son: *ignición espontánea en el yacimiento, corrosión, formación de mezclas explosivas y oxidación del aceite en el yacimiento*⁹.

Power¹⁰ en 1928, estableció que los métodos relativos al aire y gas natural, como agentes de empuje en operaciones de mantenimiento de presión se han analizado por varios años; realizó un estudio experimental para determinar si el aire atmosférico es superior al gas natural como medio de empuje o viceversa. Los instrumentos de laboratorio se diseñaron especialmente para este estudio. El aspecto de interés del trabajo fue el empleo de nitrógeno, N_2 , en sus experimentos. Del estudio concluyó que:

1. *La solubilidad del gas natural en el aceite es mucho mayor que la del nitrógeno a las mismas condiciones de presión y temperatura; y la solubilidad del nitrógeno en el aceite es cercana a la del aire atmosférico en el aceite.* La Figura 2.1 muestra la solubilidad de varios gases en el aceite crudo.

2. *Los incrementos del gas natural disuelto en el aceite, disminuyen en forma progresiva la viscosidad*

absoluta del aceite, μ_0 ; por arriba de un cierto punto crítico los incrementos de nitrógeno en solución en el aceite bajan la viscosidad absoluta de este último al mínimo, y volúmenes adicionales de nitrógeno disuelto tienden a incrementarla.

3. *Volumen a volumen, el nitrógeno es superior al gas natural como agente propulsor o de empuje a todas las presiones.*

Koch y Hutchinson¹¹ en 1958, realizaron un estudio de laboratorio sobre desplazamiento miscible empleando como agente de empuje gas obtenido de la combustión. Los resultados de estos experimentos confirman que *la composición de este gas de desplazamiento, es relativamente de poca importancia para establecer la presión de miscibilidad para un determinado fluido del yacimiento.* También obtuvieron que *por arriba de la presión de miscibilidad la recuperación de hidrocarburos es constante.* Asimismo, concluyeron que *la dilución de nitrógeno con cantidades de gases hidrocarburos ligeros, es útil en la reducción de la presión de miscibilidad* (Figura 2.2).

En septiembre de 1961, **Attra**¹² presentó un modelo matemático que se fundamenta en la teoría de **Buckley-Leverett** y contempla el efecto de cambio de fase. El modelo predice el comportamiento de procesos de desplazamiento parcialmente miscible en el frente gas-aceite mediante la inyección de gas, y toma en cuenta varios de los factores que intervienen durante el proceso (por ejemplo, la variación de la viscosidad y volumen del aceite) como resultado del efecto de vaporización o condensación de los componentes de las fases líquidas y vapor, y el proceso de desplazamiento del aceite por el gas del casquete.

McNeese¹³ en abril de 1963, publicó un estudio experimental. Después de realizar cuatro pruebas en base a un modelo físico de un yacimiento de 43.59 m (143 pies) de longitud, concluyó que *la miscibilidad se obtuvo tanto al emplear nitrógeno como gases hidrocarburos ligeros,* observó que *el frente de desplazamiento de la zona de transición provocada por la inyección de nitrógeno contenía los mismos componentes que cuando se empleaban gases hidrocarburos ligeros.*

En junio de 1970, **Lantz**¹⁴ publicó que bajo determinadas restricciones es posible aplicar modelos inmiscibles de dos o tres fases para el estudio riguroso de procesos de desplazamiento miscible de aceite para dos o tres componentes, respectivamente. Menciona que un requisito esencial para propósitos de analogía y poder emplear los modelos inmiscibles de dos dimensiones como modelos miscibles de dos componentes, es que la presión capilar y las permeabilidades relativas sean funciones especiales de la saturación, de esta manera el sistema de ecuaciones diferenciales en forma de derivadas parciales que describen el comportamiento del proceso inmiscible, se hacen análogas a las que describen el proceso miscible.

La restricción para una analogía de un modelo de dos fases es suponer que los componentes miscibles sean individualmente incompresibles. Al considerar las dos fases incompresibles se provoca

SOLUBILIDAD DE GASES EN EL ACEITE

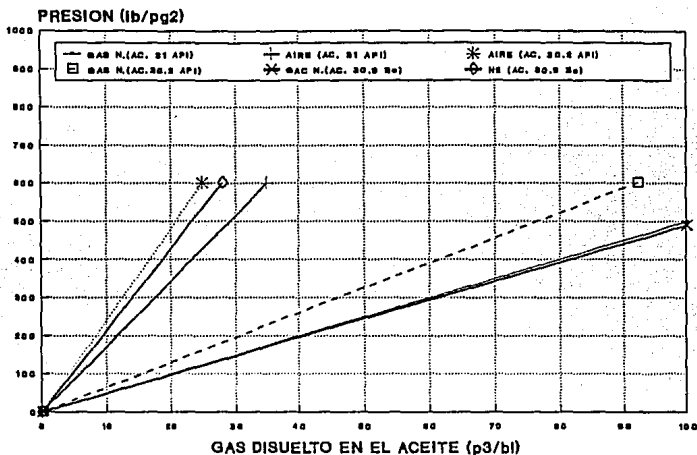


FIG. 2.1 SOLUBILIDAD DE VARIOS GASES EN EL ACEITE¹⁰

RECUPERACION DE ACEITE EN FUNCION DE LA PRESION DEL YAC. Y COMP. DEL GAS INYECT.

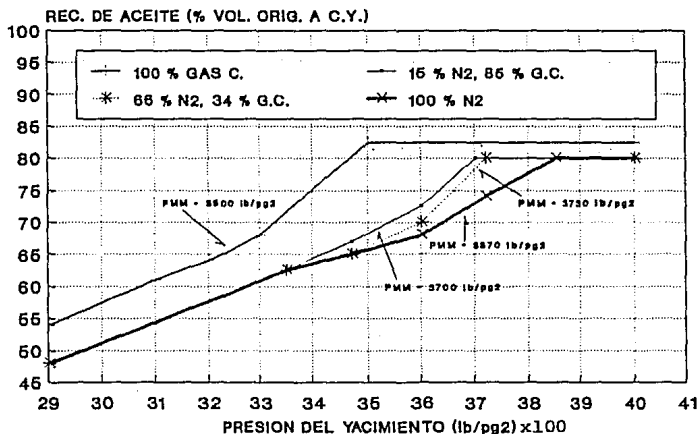


FIG. 2.2 RECUPERACION DEL ACEITE POR INY. DE GAS¹¹

que los balances de fase individual de cada componente, se puedan reorganizar dentro de un juego de ecuaciones diferenciales parciales que describen el desplazamiento inmiscible.

Para una analogía de un modelo de tres fases se requiere que las saturaciones de cada fase se interpreten como concentraciones de cada componente (difusividades independientes de la concentración).

En el año de 1975, **Hardy y Robertson**¹⁵, realizaron un proyecto de campo considerando éste como un caso histórico en el yacimiento Block 31 en el estado de Texas. El trabajo fue reportado como el primer proyecto en el mundo de desplazamiento miscible a gran escala mediante la inyección de gas a presión alta. Originalmente en 1949, el gas producido del yacimiento fue recirculado para un mantenimiento parcial de presión. En el año de 1952, el yacimiento fue estudiado y caracterizado, concluyendo que *la inyección de gas a presión alta mejoraría la recuperación mediante un desplazamiento miscible*. En 1966, la inyección de gas hidrocarburo ligero, fue cambiado a inyección de gas obtenido por combustión, el cual estaba compuesto por 87 % de nitrógeno, N_2 , y 12 % de bióxido de carbono, CO_2 . En el yacimiento la presión de miscibilidad para el gas de combustión prácticamente fue idéntica a la del gas hidrocarburo ligero. El yacimiento Block 31, se considera como un ejemplo clásico de desplazamiento miscible, iniciando con la inyección de gas hidrocarburo ligero y más tarde cambiando el fluido de inyección por gas de combustión.

Rodriguez y Rivera¹⁶ en enero de 1976, publicaron un análisis referente a procesos miscibles, manifiestan que *los principales factores que afectan la eficiencia en la recuperación de aceite, en un desplazamiento miscible son: la relación adversa de movilidades de los fluidos, las heterogeneidades del yacimiento y la distribución de pozos productores e inyectoros*.

Rushing y colaboradores¹⁷ en abril de 1977, presentaron estudios de laboratorio en los que indican que algunos aceites crudos, pueden desarrollar miscibilidad con aire o nitrógeno inyectados a presión alta. Los experimentos se realizaron en un rango de presiones de 170.11 a 408.27 kg/cm^2 abs (2500 a 6000 lb/pg^2 abs), mencionando que *para llevar a cabo el proceso de miscibilidad en yacimientos de aceite, es necesario que éstos se encuentren profundos, a temperatura alta y que contengan aceites con componentes ligeros*. En sus conclusiones manifiestan que las recuperaciones de aceite respecto al volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, variaron del 62 ($T=121.11$ °C, $p = 170.11$ kg/cm^2 abs) al 92 % ($T= 121.11$ °C, $p = 408.27$ kg/cm^2), lo anterior al emplear nitrógeno para desplazar un aceite del tipo ligero con gas natural en solución. Asimismo, mencionan que para la recuperación mejorada de aceite, se puede emplear el aire o nitrógeno puro como un sustituto del gas natural, e indican que *el nitrógeno puro se puede obtener a partir de plantas de separación de aire localizadas en la superficie, siendo el costo de producción de este gas del 15 al 20 % del gas natural*.

En estudios relacionados con el tema estos mismos autores^{18,19}, muestran estudios de desplazamientos miscibles con nitrógeno, mencionando desde un punto de vista económico que éste es

un gas atractivo para emplearse en la recuperación mejorada de aceite, ya que *los costos totales por inyección se reducen en un cuarto respecto a los de inyección por gas natural*. Realizaron pruebas de laboratorio inyectando nitrógeno a presión alta en un empaque de arena simulando al medio poroso de 12.19 m (40 pies) de longitud, y a condiciones de temperatura de 65.56 °C (150 °F) y en un rango de presiones de 204.14 a 304.23 kg/cm² (3000 a 5000 lb/pg²), con un aceite de densidad de 54.4 °API ($\gamma_o = 0.7612$) produciendo una relación gas-aceite de 124.68 m³/m³ (700 p³/bl). Reportaron que se presentó la miscibilidad, desplazando aceites ligeros y obteniendo recuperaciones de éstos del orden de 90 % para una presión de 340.23 kg/cm² (5000 lb/pg²), manifestando resultados favorables al comparar a condiciones iguales desplazamientos miscibles con gas natural. Asimismo, en su estudio explican la forma de trabajar el nitrógeno auxiliándose de diagramas ternarios. En su trabajo, concluyeron que *los aceites ligeros con pequeñas cantidades de gas en solución, tienden a ser más sensibles a la presión de inyección del nitrógeno*, y finalmente recomiendan realizar este tipo de pruebas de laboratorio para confirmar la aplicación de estos procesos para un aceite en particular; en resumen, estudiaron el efecto de la presión de inyección del nitrógeno en la recuperación de aceite.

En 1978 Peterson²⁰, presentó estudios experimentales de la determinación de la presión de miscibilidad por contactos múltiples al inyectar nitrógeno a un aceite crudo del campo Painter localizado en Wyoming, EUA. El autor utilizó un modelo físico de yacimiento, consistiendo básicamente de tubos delgados empacados con arena con una longitud de 17.07 m (56 pies). El modelo se saturó con aceite y éste se desplazó con nitrógeno a una presión de 291.84 kg/cm² (4288 lb/pg²) y a una temperatura de yacimiento de 78.89 °C (174 °F). Los resultados muestran que *después de inyectar nitrógeno con un volumen aproximado al 90 % del volumen poroso (VP), se logró la miscibilidad por contacto múltiple, recuperando cerca del 91 % del aceite original en el modelo*. Asimismo, reporta que *se recuperó el 99 % del condensado original bajo las condiciones de presión y temperatura antes mencionadas*.

Moses y Wilson²¹ en 1978, efectuaron un trabajo experimental empleando nitrógeno inyectado para desplazar condensado de una columna empacada con arena y saturada con fluidos. Emplearon una presión de inyección de 272.18 kg/cm² y una temperatura de 93.33 °C (200 °F). Las pruebas realizadas los llevaron a la conclusión de que *la inyección de nitrógeno en yacimientos de gas y condensado, provoca un proceso de desplazamiento muy eficiente y vaporiza hidrocarburos líquidos*. También, manifiestan que *el incremento en la presión de rocío es mayor con la inyección de nitrógeno que con la inyección de gas natural*.

En diciembre de 1978, Rushing y colaboradores²² presentaron un estudio en donde manifiestan que *el nitrógeno seco y puro, obtenido por separación criogénica del aire atmosférico, se puede emplear para incrementar la recuperación de aceite mediante un desplazamiento miscible*. Asimismo, mencionan que la obtención de nitrógeno por este sistema *reduciría el costo a menos de un cuarto del correspondiente al gas natural para este tipo de procesos*.

En 1979, Calvin y Vogel²³, presentaron una evaluación de la inyección de nitrógeno en el campo Ryckman Creek en Wyoming, como un método para incrementar las reservas de gas del casquete y provocar un agotamiento rápido. El yacimiento considerado, presentaba un casquete de gas de gran espesor siendo esto un factor importante para prevenir la migración del aceite durante el agotamiento dentro de la capa de gas, provocando el entrapamiento del aceite y por consiguiente la reducción en las reservas de aceite. Para la zona de aceite, evaluaron seis pruebas empleando un simulador numérico y un modelo económico. Manifiestan que el nitrógeno se seleccionó para ocupar el volumen que deja el gas producido en el yacimiento, tomando en cuenta las siguientes razones técnicas y económicas del nitrógeno.

1. *Propiedades físicas favorables: densidad y factores de volumen.*
2. *Se obtiene relativamente puro y además no provoca corrosión en metales.*
3. *Es de fácil y rápida disponibilidad.*
4. *No es contaminante, de fácil procesamiento y gran limpieza.*
5. *No presenta efectos adversos al comportamiento de fase, y finalmente,*
6. *Presenta un precio relativamente bajo.*

Vogel y Yarborough²⁴ en 1980, reportaron pruebas experimentales realizadas en fluidos de gas y condensado y de aceite negro, al poner nitrógeno en contacto con cada uno de estos fluidos a condiciones de yacimiento. En base a los resultados de su estudio mencionan que *la inyección de nitrógeno dentro del condensado del gas (fluido del yacimiento), incrementa en forma significativa la presión en el punto de rocío provocando una condensación de líquido retrógrado*; asimismo para el caso del aceite negro indican que *cuando el nitrógeno entra en contacto con éste, los componentes ligeros e intermedios del aceite se reducen (es decir, se vaporizan) significativamente. El efecto es una disminución del factor de volumen del aceite, B_o , y de la relación de solubilidad del gas en el aceite, R_{sd} , y un incremento en la densidad, ρ_o , y viscosidad del aceite, μ_o .*

En 1980 en su disertación doctoral, Ahmed⁶ presentó un estudio experimental en el que utilizó nitrógeno. Las pruebas realizadas, se hicieron empleando un modelo físico de yacimiento, representado por un tubo de acero inoxidable empacado con arena consolidada. Las dimensiones del modelo fueron de 38.10 m (125 pies) de longitud y 0.17 cm (0.435 pg) de diámetro interno. La porosidad promedio reportada fue del 29 % y la permeabilidad efectiva al nitrógeno de 930 md. El medio poroso empleado fue una arena del yacimiento Oklahoma 1, con un tamaño de malla de 100, y el aceite empleado en las pruebas tenía una densidad de 43 °API ($\gamma_o = 0.8109$). El autor reporta seis pruebas en donde se empleó nitrógeno a presión alta y agua, H_2O , como fluido de desplazamiento. En la Tabla 2.1 se muestran los resultados de desplazamiento de aceite para dichas pruebas, observando que la relación gas-aceite, RGA, se mantuvo constante en $102.41 \text{ m}^3 / \text{m}^3$ ($575 \text{ p}^3 / \text{bl}$) para todas las pruebas. La aportación de mayor

13

TABLA 2.1 RESULTADOS DEL DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR LA INYECCION DE AGUA Y LA INYECCION DE NITROGENO⁵

NUMERO DE CORRIDA	FLUIDO DESPLAZANTE	PRESION DE INYECCION (lb/Pg ²)	RGA (P ³ /bl)	SATURACION DE ACEITE INICIAL (fracc.)	SATURACION DE AGUA INICIAL (fracc.)	VOLUMEN DE ACEITE INICIAL A c.s. (cm ³)	RECUPERACION DE ACEITE A c.s. (%)
1	N ₂	4000	575	0.756	0.244	698	80
2	N ₂	5000	575	0.750	0.250	692	86
3	N ₂	3000	575	0.732	0.268	676	54
4	N ₂	3700	575	0.743	0.257	686	72
5	H ₂ O	variable	575	0.760	0.240	702	65
6	N ₂	4000	575	0.266	0.734	246	13
7	N ₂	5000	0	0.750	0.250	900	59

importancia en este estudio, fue la obtención de la presión de miscibilidad para el sistema. Asimismo, se presentaron cambios en la composición durante los desplazamientos de aceite por dicha inyección. Dentro de sus conclusiones menciona que *la presión mínima de miscibilidad, PMM, para el sistema en estudio fue mayor de 258.57 kg/cm² (3800 lb/pg²) y por arriba de esta presión, se desarrolló un bache rico en gas, seguido por una zona de transición*, indicando que el tamaño de este bache rico en gas se hizo menor conforme se incrementaba la presión. También concluye que *la saturación de aceite, S_o, y la relación de solubilidad, R_{sd}, son parámetros importantes para obtener miscibilidad*, manifestando que un criterio práctico para determinar miscibilidad, es observar los perfiles composicionales de la fase desplazada en los modelos físicos de yacimientos. Finalmente, recomienda que es importante investigar el efecto de la relación de solubilidad, R_{sd}, y de la temperatura en el comportamiento de los desplazamientos miscibles provocadas por la inyección de nitrógeno.

Clancy y colaboradores¹ en 1981, presentaron un artículo en donde indican que existen al menos seis aplicaciones de la inyección de nitrógeno a los yacimientos con la finalidad de mejorar la recuperación de aceite, mencionan que *el nitrógeno es el sustituto para el gas natural y el dióxido de carbono, como gases de inyección a yacimientos*. Posteriormente explican y discuten los diferentes métodos y fuentes de obtención de nitrógeno, y concluyen que *la fuente natural de nitrógeno es el aire atmosférico y que la obtención de este gas inerte se puede hacer mediante separación criogénica del aire o por limpieza del gas obtenido por combustión*. Mencionan que *doce de los catorce proyectos de inyección de nitrógeno que se iniciaron durante los últimos cuatro años emplearon nitrógeno separado del aire atmosférico*. Hacen la observación de que *la tecnología de separación del aire, tiene más de 75 años de antigüedad y es muy conocida, aún cuando es nueva para la industria petrolera*, concluyendo que los procesos y equipo existente para separar el aire, son fáciles de aplicar de acuerdo a las necesidades que se presentan en los campos petrolíferos.

Batycky y colaboradores²⁵ presentaron un estudio experimental en 1981. Investigaron el comportamiento del nitrógeno inyectado en núcleos de un yacimiento carbonatado de gas para estabilizar la invasión de agua, y mejorar la recuperación de gas. Después de un extenso trabajo de laboratorio indicaron que *en núcleos carbonatados la recuperación de gas metano, posterior a la inyección de nitrógeno es inferior a la recuperación obtenida al emplear arena consolidada*; notaron también que *en un yacimiento carbonatado, la inyección de un fluido miscible (por ejemplo, nitrógeno) después de un proceso de inyección de agua, no necesariamente conduce a la recuperación total de la fase de hidrocarburo que se encuentra atrapada*. Asimismo, mencionan que *en la mayoría de los núcleos carbonatados, las altas eficiencias de recuperación (91.8 % de metano al 97 % del volumen original de gas en el yacimiento) se presentan a gastos bajos de inyección de nitrógeno, esto debido a que la transferencia de masa de la porosidad baja de la roca (porción del total) controla la recuperación*.

En 1981 **Carlisle y Crawford**²⁶, presentaron una investigación efectuada en el laboratorio.

Realizaron un trabajo experimental sobre la recuperación de aceite mediante la inyección de baches de propano empujados por nitrógeno. Revisaron las publicaciones de mayor interés acerca de baches de propano empujados por gas, manifestando que *para algunos yacimientos, resulta económico emplear como medio de empuje el nitrógeno*. Emplearon como un modelo físico del yacimiento, un empaque con arena no consolidada de 12.19 m (40 pies) de longitud, manteniéndolo a una temperatura constante. Asimismo, utilizaron un aceite con densidad de 34.5 °API ($\gamma_o = 0.8524$) y una presión de inyección de nitrógeno de 204.14 kg/cm² (3000 lb/pg²) a una temperatura de 44.44 °C (112 °F). Mencionan que el gas no se combinó con el aceite y que *se presentaron concentraciones adecuadas del bache de propano en el frente de desplazamiento, en un rango entre el 20 y 80 %, suficiente para desarrollar miscibilidad con el aceite*; también indican que *la presión de desplazamiento en el modelo parece tener un efecto muy significativo en la recuperación del aceite al emplear baches de propano*. Concluyen que *los baches de propano empujados por nitrógeno son muy eficientes para la recuperación del aceite*. Los autores no reportan la cantidad de gas en solución en el aceite, ni los cambios en la composición que se llevan a cabo durante el proceso de desplazamiento.

Donahue y Buchanan²⁷, en febrero de 1981 mencionan que *la mitad del costo total de un proyecto de inyección de nitrógeno, se emplea en el consumo de energía eléctrica necesaria para separar el nitrógeno del aire*, indicando que *la inyección de aire atmosférico a los yacimientos, puede provocar reacciones químicas de oxidación perjudiciales, esto debido a que este gas contiene cerca del 20 % de oxígeno en el volumen, el cuál es muy reactivo*.

Eckles y colaboradores²⁸ en junio de 1981, publicaron una de las aplicaciones de campo más importantes en relación a la inyección de nitrógeno a presión alta (mayor a las 5000 lb/pg²), aplicado a las arenas múltiples impregnadas de aceite volátil (que se encuentran a presión y temperatura alta) pertenecientes a la formación Wilcox localizada en el campo Fordoche). El campo Fordoche se descubrió en 1966 en Louisiana, EUA, y se encuentra formado por tres yacimientos del tipo de aceite volátil (arenas) que se localizan a profundidades de 4016, 4155 y 4225 mbnm (13175, 13633 y 13860 pbnm, respectivamente), las presiones iniciales son del orden de 721, 735 y 750 kg/cm² (10598, 10800 y 11018 lb/pg², respectivamente) y las presiones de saturación del aceite de 370, 329 y 351 lb/pg² respectivamente (5435, 4830 y 5160 lb/pg²), siendo la temperatura de las formaciones productoras de 131, 134 y 137 °C (267, 274 y 278 °F), respectivamente. Los factores de volumen del aceite iniciales, B_{oi} , fueron de 2.14, 2.34 y 2.55 respectivamente, y las correspondientes relaciones de solubilidad inicial, R_{sdi} , de 432, 474 y 552 m³/m³ (2423, 2662 y 3102 p³/bl a c.s., respectivamente). El aceite volátil presenta una viscosidad promedio de 0.126 cp. Las arenas presentan un espesor medio de 8, 10 y 7 m (25, 34 y 24 pies, respectivamente).

Debido a que dichas arenas productoras presentan baja permeabilidad (0.001 a 0.01 darcies), los estudios económicos predicen que la inyección de gas es superior a la inyección de agua. Asimismo,

mencionan que otros factores que no favorecen la inyección de agua son: 1. *Dificultades mecánicas para mantenimiento de grandes volúmenes de inyección de agua a presión alta* y 2. *Puede afectar en forma negativa la productividad de los pozos. Los estudios en núcleos, indican que la permeabilidad relativa al aceite puede disminuir en 8 % al incrementarse en 1 % la saturación de agua.*

Indican que *debido al incremento en el costo del gas natural y la restricción de los precios en el aceite, el empleo de nitrógeno obtenido en plantas criogénicas resultó más rentable que el gas natural como fluido de inyección.* Los autores se basaron esencialmente en el trabajo pionero realizado en octubre de 1958 por Koch y Hutchinson¹¹ sobre desplazamiento miscible en yacimientos de aceite. Los autores para predecir el comportamiento de estas arenas estratificadas, ajustaron y emplearon diversos modelos matemáticos, incluyendo un simulador composicional tridimensional.

Con la finalidad de obtener un desplazamiento miscible del aceite con recuperaciones del 47 al 54 % del volumen original, establecieron la inyección de una mezcla consistiendo de 70 % de gas natural y de 30 % de nitrógeno. La inyección de gas se inició en 1972 con un gasto de 809.877 Mm³/D (28.60 MMp³/D) de los cuales 566.348 Mm³/D (20.00 MMp³/D) eran de gas natural y 243.529 Mm³/D (8.60 MMp³/D) de nitrógeno, el gasto total se inyectó a una presión superficial de inyección promedio de 600 kg/cm² (8817.60 lb/pg²). Cabe mencionar que la recuperación calculada por inyección de agua es de aproximadamente 30 %. Este estudio fue muy complejo y costoso, demandando el uso de alta tecnología y trabajo interdisciplinario de varios profesionales de alto nivel con relación a la ingeniería petrolera.

En agosto de 1981 Christian y colaboradores²⁹, realizaron un proyecto para mejorar la recuperación de aceite, con el objetivo de incrementar a 54 % (62.48 MMm³ = 393 MMbl) la recuperación del aceite original en el yacimiento (115.74 MMm³ = 728 MMbl) perteneciente a los campos Jay/Little Escambia Creek (LEC), localizados en Florida y Alabama en los EUA. Para su estudio se apoyaron en la publicación de Lantz¹⁴ aplicando un modelo inmisible a un proceso de desplazamiento miscible, para lo cual la presión capilar y las permeabilidades relativas fueron consideradas funciones especiales de la saturación.

Los campos Jay/LEC se descubrieron en 1970 y producen aceite de un yacimiento carbonatado. La formación productora se encuentra a una profundidad de 4694 m (15400 pies) y su temperatura es de 140 °C (284 °F). La presión inicial fue de 550 kg/cm² (8082.80 lb/pg²) siendo la relación de gas disuelto inicial de 322 m³/m³. El yacimiento presenta un espesor neto estratificado de 29 m (95.14 pies) con una porosidad y permeabilidad promedio de 14 % y 35.4 md, respectivamente. El aceite tenía una viscosidad de 0.18 cp y una densidad de 51 °API ($\gamma_o = 0.7753$). En el periodo de 1974 a 1981 se realizó la inyección de agua con pozos localizados en forma dispersa en todo el yacimiento, estimando una recuperación bajo este proceso del 47.5 % del volumen original de aceite calculado, es decir 55.01 MMm³ (346 MMbl), estimándose para condiciones posteriores a la inyección de agua un volumen de

60.73 MMm³ (382 MMbl) de aceite residual.

Se consideró al yacimiento como un candidato ideal para un proceso de desplazamiento miscible empleando inyección de gas, realizando estudios experimentales con el fin de determinar la presión de miscibilidad del gas natural, nitrógeno y bióxido de carbono, respecto al aceite a la temperatura del yacimiento, obteniendo una presión de 244.96 kg/cm² abs (3600 lb/pg² abs) a la cual se presentaba desplazamiento miscible para los tres gases antes mencionados; esta presión estaba por debajo de la presión de inyección de 510.34 kg/cm² abs (7500 lb/pg² abs). Los autores manifiestan que *el nitrógeno fue seleccionado como el gas principal de inyección, respecto al metano por su menor costo económico y respecto al bióxido de carbono, por su mayor disponibilidad y menor precio.*

El comportamiento del yacimiento con inyección alterna de agua y nitrógeno, se simuló mediante el empleo de un modelo numérico de dos dimensiones, el cual se modificó para sistemas completamente miscibles; asimismo, los autores diseñaron y usaron dos modelos matemáticos de tres dimensiones para calcular las áreas barridas por los fluidos de inyección. Los resultados obtenidos durante las simulaciones fueron confiables dado que se contaba con información detallada y completa.

En la investigación, la recuperación mejorada de aceite residual (después de la inyección de agua) comprende la inyección inicial de 1897.27 Mm³ /D (67 MMP³ /D) de nitrógeno con agua, hasta un volumen de nitrógeno equivalente al 20 % del volumen poroso de hidrocarburos, con una relación agua-aceite igual a la unidad, posteriormente se inyectaría sólo agua hasta el abandono de la explotación del campo. Se calcula una producción adicional de aceite por la inyección de nitrógeno de 7.52 MMm³ (47.30 MMbl) de aceite, representando un incremento adicional de 6.5 % del volumen original de aceite.

Crawford³⁰ en octubre de 1981, presentó los resultados de un estudio experimental en relación al incremento en la recuperación de aceite al emplear nitrógeno. Menciona que en el laboratorio se ha demostrado^{18,19,22} que *el nitrógeno se puede emplear para alcanzar la miscibilidad con aceites crudos, y que cuando ésta se presenta la recuperación excede al 90 % del volumen original de aceite a condiciones de laboratorio.* Explica que *los yacimientos candidatos para este tipo de proceso deben de tener temperatura alta y un aceite con alta densidad API.* Por otra parte, indica que *el bióxido de carbono puede alcanzar miscibilidad con algunos aceites a presiones menores que con nitrógeno, esto a menos de 85.06 kg/cm² (1250 lb/pg²), y que el uso de baches de bióxido de carbono empujados por nitrógeno presentan recuperaciones del 90 al 98 % del volumen original, también a condiciones de laboratorio.*

Finalmente, menciona **Crawford** que *el costo para obtener nitrógeno es mucho menor que para dióxido de carbono y que 1 MMPC de nitrógeno puede ocupar tres veces el espacio poroso que ocuparía 1 MMPC de bióxido de carbono,* indicando que por esta razón se cree que un bache de bióxido de carbono desplazado por nitrógeno, puede permitir una operación técnica y económicamente viable a nivel de campo.

Haag³¹ en octubre de 1981, presentó un estudio de inyección de nitrógeno aplicado a la arena R-1 del campo Lake Barre, localizado en Louisiana. Este campo se descubrió en 1958 y la arena productora se localiza a una profundidad de 5335 mbnm (17503 pbnm) con un espesor promedio impregnado de 18.29 m (60 pies), teniendo permeabilidades promedio horizontal y vertical de 95 y 50 md, respectivamente, con una porosidad también promedio de 16.1 %. El fluido del yacimiento es del tipo volátil con una densidad de 35 °API ($\gamma_o = 0.8499$), la presión inicial en el contacto gas-aceite fue de 619 kg/cm² (9096.83 lb/pg²) dicha presión corresponde a la de saturación del aceite a dicho contacto, el cual se localiza a 4691 mbnm (15390 pbnm), siendo la temperatura de 128 °C (262.40 °F) a esta profundidad. La arena R-1 presentó un factor de volumen del aceite de 2.05 m³/m³. Al inicio de la explotación de la formación productora el empuje por gas disuelto era el principal mecanismo de expulsión de fluidos, posteriormente se agregó el empuje debido a la expansión del casquete secundario de gas. Asimismo, el mecanismo por segregación gravitacional ha participado grandemente y en forma efectiva, en el desplazamiento del aceite por el gas del casquete, lo anterior en consecuencia de que la estructura almacenadora presenta un echado de aproximadamente 26 %, siendo que el gas liberado en la zona de aceite ha emigrado a la parte en donde se encuentra la capa de gas. Cuando la presión del yacimiento había declinado hasta 253 kg/cm² (3718.10 lb/pg²), se inició la inyección de gas natural en octubre de 1973, observándose un aumento de 29 kg/cm² (426.18 lb/pg²) a junio de 1978, teniendo para agosto del mismo año una recuperación de aceite del 32.8 %, mes en que se reemplazó la inyección de gas natural por nitrógeno puro. El autor estima una recuperación final de aceite del 53 %, e indica que la presión del yacimiento es muy baja, siendo difícil que se alcance la miscibilidad entre el aceite y el nitrógeno inyectado.

Haag menciona que *se seleccionó el nitrógeno como fluido de reemplazo, debido a que las características del yacimiento son favorables para la inyección de este gas (yacimiento de aceite con casquete secundario de gas, estructura almacenadora con inclinación adecuada permitiendo una participación muy activa del mecanismo de drene gravitacional)*. Para su estudio, empleó un modelo matemático para realizar el ajuste de la historia y predecir el comportamiento futuro; asimismo, manifiesta que *también se consideró la inyección de agua, concluyendo que el nitrógeno puro es más apropiado, debido a la mayor recuperación de aceite a menor costo*. Finalmente, concluye indicando que *cuando sea alto el contenido de nitrógeno en el gas producido en la superficie, al finalizar la explotación del yacimiento, el gas producido se podría inyectar en otros yacimientos vecinos con características similares*.

La empresa **Chevron**³² de los EUA, realizó un proyecto de recuperación de aceite empleando nitrógeno y aplicado al yacimiento Painter. Este yacimiento se localiza en Wyoming, habiéndose descubierto en junio de 1977, siendo la formación productora una arenisca perteneciente a un anticlinal con alto relieve estructural. La presión inicial referida al contacto gas-aceite (C_{g-n}) fue de 284 kg/cm²

(4174 lb/pg²), que corresponde a la presión de burbuja a dicho nivel, localizado a una profundidad de 894 mbnm (2933 pbnm). La temperatura a esta profundidad es de 73°C (163.40 °F), siendo el factor de volumen del aceite, B_o , de 2.242, el gas disuelto inicial, R_{sd} , de 437 m³/m³ y una densidad de aceite de 46 °API ($\gamma_o = 0.7972$).

Posteriormente al descubrimiento del yacimiento, se realizaron estudios de laboratorio para obtener la eficiencia de desplazamiento del aceite por nitrógeno, obteniendo que una mezcla de gas del casquete y de nitrógeno alcanza miscibilidad con el aceite del yacimiento a una presión de 313.01 kg/cm abs² (4600 lb/pg² abs). Después de que se analizaron diversas alternativas de explotación se seleccionó la inyección de nitrógeno puro en el casquete de gas a un gasto de 424.76 Mm/D³ (15 MMp³/D) a la presión de miscibilidad, estimando 60 años de vida productiva. Se espera una alta eficiencia de barrido por efectos gravitacionales, incrementando la recuperación total de aceite y condensado a un 68 % del volumen original de hidrocarburos del yacimiento (la recuperación calculada por inyección de agua resultó de 53 %). Cabe mencionar, que la inyección de nitrógeno en la parte superior de la estructura alamacenadora se inició en 1980.

Garaicochea, Rodríguez y Rivera⁴ en septiembre de 1982, publicaron un artículo referente al empleo del nitrógeno en la recuperación mejorada de aceite, mostrando la revisión de algunas aplicaciones de campo. Presentan una breve descripción de los mecanismos en desplazamientos inmiscibles, parcialmente miscibles y miscibles, indicando los métodos principales para predecir el comportamiento de los yacimientos sujetos a un proceso de inyección con nitrógeno. Mencionan que *en los yacimientos que presentan condiciones favorables para la segregación gravitacional y/o aceite volátil o semivolátil (como algunas estructuras productoras de México) la inyección de nitrógeno puro o mezclado con otros gases, presenta ventajas técnicas y económicas con respecto al desplazamiento con bióxido de carbono, o cualquier otro agente para la recuperación mejorada, siendo el costo del barril de aceite recuperado inferior al 15 % del que corresponde al desplazamiento con bióxido de carbono, de igual manera, el costo del nitrógeno puro varía entre 25 y 50 % del precio del gas natural, dependiendo este porcentaje de la presión de inyección, cantidad requerida y localización de la planta productora de nitrógeno*. Por ejemplo, la densidad del nitrógeno a condiciones de yacimiento, es mucho menor que la del bióxido de carbono y metano, lo que favorece su utilización cuando los efectos gravitacionales pueden contribuir a incrementar la eficiencia del desplazamiento en forma sustancial. También a diferencia de los gases de combustión el nitrógeno por su naturaleza, no es corrosivo. El gas de combustión por su contenido de bióxido de carbono es más compresible y soluble en los fluidos de la formación que el nitrógeno. En consecuencia los costos por energía utilizada para comprimir el bióxido de carbono y el gas de combustión son mayores que cuando se emplea nitrógeno puro.

Asimismo, indican que en condiciones de desplazamiento miscible horizontal *el costo de un barril de aceite que se recupera con inyección de nitrógeno, es aproximadamente seis veces menor que el*

obtenido mediante la inyección de dióxido de carbono. Sin embargo, mencionan que si se aprovechan los efectos gravitacionales y al no tener problemas de corrosión al emplear nitrógeno el costo por barril de aceite recuperado se reduciría de manera sustancial, también manifiestan que la disponibilidad del nitrógeno es una de las ventajas, esto debido a que es posible obtenerlo a partir de los productos de la combustión del gas natural, o por separación criogénica del aire atmosférico, y que es mejor implantar el proceso de inyección al inicio de la explotación (contando con la información mínima necesaria) que después de haberlo sometido a la inyección de agua^{33,34} y que las recuperaciones de hidrocarburos obtenidas o calculadas por este procedimiento, son significativamente superiores a las correspondientes por inyección de agua.

El agua es mucho más abundante y barata que la separación criogénica del nitrógeno del aire atmosférico. Sin embargo, al efectuar el análisis comparativo de la inyección de nitrógeno respecto a la inyección de agua, es necesario tomar en cuenta las ventajas económicas que tiene la inyección del gas inerte en algunos conceptos. Por ejemplo, el número de pozos inyectoros requeridos es mucho menor, además, cuando surge el gas nitrógeno en los pozos productores a diferencia del agua, el peso de la columna de fluidos en la tubería de producción disminuye y no es necesario instalar sistemas artificiales de producción. Tampoco se presentan problemas de corrosión, de incrustación de sales y de desemulsificación que con frecuencia aumentan sustancialmente los costos de operación en los proyectos de inyección de agua.

Por otro lado, indican que las características de algunos de los yacimientos (sistema roca-fluidos) de mayor importancia en México, son mucho más favorables que las que corresponden a la mayoría de los yacimientos, en los que se ha aplicado la inyección de nitrógeno, mencionando en su análisis que *los proyectos de recuperación mejorada por inyección de nitrógeno factibles de llevar a cabo en algunos yacimientos petroleros de México, permitirán: 1. incrementar las reservas significativamente y a un bajo costo, 2. producir las reservas más rápidamente que mediante el agotamiento natural.*

Finalmente, dentro del aspecto económico, consideran que el precio de los hidrocarburos y la recuperación adicional que se obtiene por la inyección de nitrógeno, son los dos factores que afectan en mayor grado la rentabilidad de las inversiones en un proyecto de inyección.

En noviembre de 1982 Carlisle y colaboradores³⁵, realizaron estudios de miscibilidad a temperaturas altas para empujar baches de gases licuados del petróleo (LPG) mediante la inyección de nitrógeno.

Mencionan que a temperatura de 37.78 a 51.67 °C (100 a 125 °F), la miscibilidad se presenta a presiones de yacimiento de 81.65 a 102.07 kg/cm² (1200 a 1500 lb/pg²) cuando se emplea dióxido de carbono, como fluido de inyección, y que a temperaturas cercanas a 121.11 °C (250 °F) y mayores, la presión de miscibilidad puede ser del orden de 204.14 a 272.18 kg/cm² (3000 a 4000 lb/pg²), siendo

estas presiones demasiado grandes para un proceso práctico de recuperación mejorada de aceite. Indican que un método para llevar a cabo miscibilidad a presiones de yacimiento bajas, aún cuando existan altas temperaturas, se puede lograr empleando baches de gases licuados (LPG) empujados por nitrógeno, y mencionan que la presión de miscibilidad decrece conforme disminuye la temperatura.

En su disertación doctoral Alcocer⁵ en 1982, realizó una investigación experimental para estudiar los desplazamientos de aceite crudo por inyección de nitrógeno a presión alta, y de baches de propano empujados por nitrógeno. Los objetivos de la investigación fueron: 1. Estudiar el efecto de la temperatura y de la relación de solubilidad en la recuperación de aceite, además de su influencia en el desarrollo de miscibilidad al inyectar nitrógeno a presión alta y 2. Estudiar el efecto de la recuperación de aceite al inyectar nitrógeno a presión alta, después de la inyección de agua, e investigar el efecto en la recuperación al inyectar baches de propano empujados con nitrógeno.

Específicamente para esta investigación, Alcocer construyó un sistema de control de temperatura, para el cual se basó en los resultados obtenidos a partir de un modelo matemático de transferencia de calor. El modelo físico simulando al yacimiento consistió en un tubo de acero inoxidable de 38.10 m (125 pies) de longitud y 0.1713 cm (0.435 pg) de diámetro, empacado con arena consolidada con una permeabilidad absoluta promedio de 930 md. Para la toma de muestras de vapor, al modelo se le instalaron 5 válvulas de muestreo, analizándose las muestras tomadas mediante el uso de un cromatógrafo. Basado en datos experimentales desarrolló dos ecuaciones empleando regresión múltiple, ambas útiles para predecir la recuperación de aceite, estando la primera de ellas en función de la temperatura y de la relación de solubilidad, y la segunda en función de la temperatura, de la relación de solubilidad y de la presión de inyección del fluido desplazante.

Realizó nueve pruebas experimentales empleando aceites con densidad de 42.3 °API ($\gamma_o = 0.8142$), y con tres relaciones de gas disuelto en el aceite, siendo éstas de 102.41 m³/m³ (575 p³/bl), 71.24 m³/m³ (400 p³/bl³) y 35.62 m³/m³ (200 p³/bl). En base a los resultados de su estudio, concluyó que: 1. *La recuperación de aceite y la miscibilidad dependen en forma importante de la temperatura y de la relación de solubilidad, esto cuando se inyecta nitrógeno*, 2. *Después de un proceso de inyección de agua, un desplazamiento con nitrógeno a presión alta da como resultado una fase discontinua de aceite con una saturación de agua alta y por lo tanto una recuperación de aceite baja*, 3. *Al realizar pruebas con baches de propano empujados por nitrógeno se presentaron recuperaciones de aceite altas*. Asimismo, menciona que se alcanzó la miscibilidad del aceite con el nitrógeno inyectado indicando que *el tamaño del banco miscible que se generó, aumentó ligeramente al incrementar la temperatura y la relación de solubilidad, y que las variaciones de la presión de inyección por arriba de la presión de miscibilidad, no afectan significativamente la recuperación final de aceite*.

En 1983 Clancy y Gilchrist³⁶, presentan cuatro aplicaciones de campo (yacimientos A, B, C y D) de la inyección de nitrógeno como agente de recuperación mejorada de aceite en el área de las montañas

Rocallosas. Las aplicaciones a las que hacen referencia son: 1. Mantenimiento de presión, 2. Operaciones con desplazamientos inmiscibles, y 3. Empuje de gas natural por un bache miscible de gas y nitrógeno. Mencionan un gasto de nitrógeno para la inyección superior a los $4530.78 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ ($160 \text{ MMp}^3 / \text{D}$), medido a condiciones de superficie.

Clancy y colaboradores³⁷ en septiembre de 1983, presentaron un análisis de los proyectos de inyección de nitrógeno para desarrollar guías de selección y criterios de diseño para proyectos marinos. Mencionan que en 1982 se inyectaron dentro de los yacimientos de aceite y/o gas un gasto superior a los $14.159 \text{ MMm}^3 / \text{D}$ ($500 \text{ MMp}^3 / \text{D}$) de nitrógeno. Para esas fechas 30 campos empleaban nitrógeno para la recuperación mejorada de aceite y gas. Analizaron 29 proyectos de inyección de nitrógeno, dando para cada campo estudiado el tipo de yacimiento productor, características de la roca y datos del fluido así como información histórica. Basados sobre la literatura y en el análisis de estos proyectos, encontraron 5 aplicaciones del nitrógeno siendo éstas: desplazamientos inmiscibles y miscibles, mejoramiento en la segregación gravitacional, mantenimiento de presión y como fluido de empuje para un bache miscible. Mencionan que en un yacimiento se involucran dos más mecanismos (aplicaciones) de recuperación al aplicar nitrógeno. Explican que la tecnología del nitrógeno para la recuperación mejorada de aceite ha madurado en proyectos en tierra, y que los ingenieros pueden transferir esta tecnología a yacimientos marinos, instalando las plantas de separación en plataformas marinas para suministrar el nitrógeno necesario, discutiendo con detalle algunos parámetros para suministrar nitrógeno en estos campos.

Kolnes³⁸ en 1983, discute que debido a la demanda y aumento en el costo del gas natural, se recomienda sustituirlo por nitrógeno como agente de recuperación mejorada de aceite, empleándose este último en yacimientos con temperaturas altas y demasiado profundos que contengan aceites volátiles.

En 1984 Striefel, Ahmed y Cady³⁹, presentaron un estudio experimental de recuperación de condensados mediante la inyección de aire atmosférico y otros gases no hidrocarburos. Plantean como objetivo investigar la vaporización de líquidos condensados empleando aire, nitrógeno y bióxido de carbono. Mencionan que la práctica de inyectar gas ligero, principalmente metano, a yacimientos de gas y condensado es común con el propósito de incrementar la recuperación de condensados. Sin embargo, indican que debido a los altos precios del metano, resulta económicamente impráctico inyectar este gas a los yacimientos. Para realizar el estudio de vaporización, emplearon un modelo numérico composicional simulando 10 celdas en una dirección, en donde implementaron la ecuación de estado de Peng-Robinson⁴⁰. Consideraron un fluido constituido por trece componentes hidrocarburos y dos no hidrocarburos. Dentro de sus conclusiones manifiestan que *los gases no hidrocarburos se pueden emplear para incrementar la recuperación de condensado del yacimiento mediante vaporización*, asimismo indican que *el aire y el nitrógeno se comportan similarmente cuando se emplean como fluidos de inyección dentro de un yacimiento, vaporizando hidrocarburos líquidos*, lo cual se debe en gran parte debido a la similitud en composición y propiedades críticas de estos gases. Mencionan que *el dióxido de*

carbón, es el gas más efectivo para vaporizar fracciones pesadas de hidrocarburos. Cabe mencionar, en base a los resultados, que el proceso de vaporización fue perfectamente predicho por la ecuación de estado antes mencionada, tanto para el metano, CH_4 , como para los gases no hidrocarburos empleados (aire atmosférico y nitrógeno).

En 1984 Asharif², en sus tesis doctoral realizó estudios de investigación experimental respecto a procesos de desplazamiento miscible de aceite, por inyección continua de nitrógeno a presión alta. Menciona que el nitrógeno en la recuperación mejorada de aceite y gas es un proceso atractivo técnica y económicamente. El objetivo principal que se planteó para este estudio fue la investigación de los efectos en la composición del aceite, temperatura y composición del gas de inyección en la recuperación del aceite, analizando numérica y experimentalmente, los cambios composicionales que ocurren entre el nitrógeno y el aceite durante el proceso de desplazamiento. Desarrolló un modelo numérico totalmente implícito de una dimensión, capaz de predecir la recuperación de aceite mediante la inyección de nitrógeno y describir el proceso de desplazamiento miscible por contacto múltiple.

Para su estudio, construyó un equipo de prueba formado por un tubo delgado de acero inoxidable de 30.48 m (100 pies) de longitud y de 0.47 cm (0.19 pulgadas) de diámetro interior empacado con arena. Asimismo, contó con una bomba de inyección para presión alta. El nitrógeno puro y seco se suministró en cilindros a una presión de 238.16 kg/cm^2 (3500 lb/pulg^2). Como material empleó diferentes aceites preparados a partir de hidrocarburos puros (99 % de pureza), consistiendo de dos fracciones: 1. fracción ligera, simulada por butano normal y pentano normal y 2. fracción pesada, simulada por heptano normal, decano normal, dodecano normal y tetradecano normal.

Dentro de los resultados que presenta, menciona que el aceite es desplazado por un proceso miscible provocado por la inyección de nitrógeno, originando un proceso de vaporización de los componentes hidrocarburos de bajo punto de ebullición (CH_4 a C_6H_{14}). Asimismo, indica que el nitrógeno desarrolló miscibilidad con los aceites volátiles y ligeros a presiones mayores de 272.18 kg/cm^2 (4000 lb/pulg^2), y en un rango de 374.25 a 408.27 kg/cm^2 (5500 a 6000 lb/pulg^2) el nitrógeno desarrolla miscibilidad con aceites pesados ricos en componentes hidrocarburos ligeros, en un rango de temperaturas de 93.33 a 149 °C (200 a 300 °F). En base a lo anterior, concluye que la presión de miscibilidad es afectada fuertemente por el grado de la volatilidad del aceite o por la cantidad de hidrocarburos ligeros en el mismo, por la temperatura del yacimiento y por la composición de las fracciones del aceite pesado (C_7H_{16}).

En marzo de 1986, Mayne y Pendleton⁴¹, presentaron un estudio de recuperación mejorada de aceite empleando inyección de metano mezclado con nitrógeno a presión alta, aplicado al campo Fordoche (contiene yacimientos de aceite volátil y de condensado retrógrado a una presión alta). En su estudio, realizaron una extensa caracterización del yacimiento, analizaron el comportamiento y los aspectos operacionales del programa de recuperación mejorada de aceite. De sus resultados, mencionan

que debido a la inyección de gas natural seco (metano 70 %) con nitrógeno (30 %) a presión alta, con gasto total de $736.252 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ ($26.00 \text{ MMp}^3 / \text{D}$), se obtiene por predicción un desplazamiento miscible de los fluidos del yacimiento, estableciendo que la recuperación del aceite se podría incrementar por arriba del 19.5 %, adicional al comportamiento por agotamiento primario. Lo anterior debido al mecanismo de desplazamiento miscible y al mantenimiento de presión del yacimiento superior a los 476.32 kg/cm^2 (7000 lb/pg^2) y a las prácticas de operación del proceso de recuperación mejorada llevadas con éxito.

Hagoort y colaboradores⁴² en abril de 1988, presentan un estudio conceptual sobre el desarrollo de un yacimiento de gas y condensado marino, al cuál se le inyecta nitrógeno. Mencionan que esta inyección puede mejorar la recuperación de condensado, pero este requiere de una inversión de capital adicional y mayores costos de mantenimiento de operación. Algunas de las características del yacimiento y del fluido empleados para este estudio fueron las siguientes: profundidad de 3048 m bnm (10000 pbnm), presión inicial de 340.23 kg/cm^2 (5000 lb/pg^2), temperatura de $85.6 \text{ }^\circ\text{C}$ ($186 \text{ }^\circ\text{F}$), espesor promedio impregnado de hidrocarburos de 24.38 m (80 pies), volumen poroso con hidrocarburos de 166 MMm^3 (1.044 MMMbls) y permeabilidad absoluta promedio de 25 md. La presión en el punto de rocío, p_r , es de 272.18 kg/cm^2 (4000 lb/pg^2), el volumen máximo de condensado (retrógrado) ocurre a una presión de 142.90 kg/cm^2 (2100 lb/pg^2), representando el 24 % del volumen poroso impregnado con hidrocarburos.

Consideraron tres tipos diferentes de yacimientos: 1. Homogéneo, 2. Moderadamente estratificado, con una relación de permeabilidades de fracturas respecto a la matriz de 10 ($k_f/k_{ma} = 10$), y 3. Demasiado heterogéneo con una relación de permeabilidades de 100. Los resultados que obtuvieron en este estudio, mostraron que un yacimiento homogéneo tiene un efecto muy importante sobre la eficiencia de desplazamiento. La surgencia en superficie del nitrógeno inyectado en los yacimientos homogéneo, moderadamente estratificado y demasiado heterogéneo, ocurrió a tiempos de inyección de 16, 6.2 y 3.4 años, respectivamente, es decir, cuando se tenían inyecciones acumuladas de nitrógeno de 0.72, 0.28 y 0.15 del volumen poroso de hidrocarburos, respectivamente. Presentan perfiles de producción de gas natural y de condensado para cada uno de los tres tipos de yacimientos, obteniendo para un tiempo de 25 años de inyección de nitrógeno recuperaciones de gas natural y de condensado de 81, 62 y 51 % para los yacimientos homogéneo, moderadamente estratificado y fuertemente estratificado, respectivamente.

Indican que *la inyección de nitrógeno es una alternativa realista para mantener la presión del yacimiento, siempre y cuando el yacimiento no sea demasiado heterogéneo y que el fluido del yacimiento sea suficientemente rico en condensados*. Bajo estas condiciones, mencionan que *este proceso es un método rentable (benéfico) con respecto al decremento de presión convencional, que puede duplicar la producción de condensados*; sin embargo indican que *el riesgo económico por inyección de nitrógeno es grande*.

Hanssen⁴³ en junio de 1988, presentó un estudio de laboratorio para inyectar nitrógeno sustituyendo al gas natural que se recircula para mantenimiento de presión y desarrollo de miscibilidad, aplicado a los yacimientos de aceite volátil localizados en el Mar del Norte. En sus experimentos, empleó un equipo de miscibilidad de celda a celda, tubos delgados y un equipo de difusión, todos operados a condiciones de yacimiento. De sus resultados calculó que la presión mínima de miscibilidad, PMM, para el nitrógeno es de $321.86 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$ ($4730 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$) para algunos campos. Dentro de sus conclusiones, menciona que *el nitrógeno puede ser sustituto (desde un punto de vista técnico y económico) del gas natural empleado en la inyección cíclica, para mantenimiento de presión y/o desarrollo de miscibilidad en los yacimientos de aceite volátil.*

En agosto de 1988 Ypma⁴⁴, publicó resultados de un estudio experimental, en donde discute los efectos composicionales durante desplazamientos con nitrógeno bajo condiciones de segregación gravitacional⁴⁵, aplicado a núcleos del yacimiento de aceite volátil Statfjord del campo Brent localizado en el Mar del Norte. En sus investigación, realizó desplazamientos de condensados (localizados en la cima de la estructura productora en donde se formó un casquete secundario de gas) y de aceite volátil (que se encuentra por debajo de dicha cima). Con el objetivo de cuantificar el efecto de la inyección de nitrógeno en el comportamiento de fases y en la recuperación de aceite, el autor empleó programas de ecuaciones de estado, simuladores numéricos^{46,47} y un simulador analítico⁴⁸, así como modelos de dispersión libre⁴⁹, para representar los desplazamientos que se presenten por vaporización de los componentes ligeros del aceite.

Dentro de algunos resultados de interés obtenidos por Ypma, menciona que *los principales efectos composicionales que se presentan durante la inyección del nitrógeno, son el desplazamiento miscible de los condensados y del aceite volátil, ambos ricos en componentes ligeros, provocando la presencia de un frente de empuje formado por la vaporización de estos componentes ligeros, indicando que detrás de este frente (zona de barrido) se dejó un aceite residual, sin gas, viscoso y pesado, presentando algunas cantidades de nitrógeno disuelto*⁵⁰. Asimismo, manifiesta que *los factores determinantes en la eficiencia de desplazamiento son el comportamiento de fases, el nivel de dispersión longitudinal y la segregación gravitacional en el frente de desplazamiento.*

Harvey⁵¹ en abril de 1989, presentó un estudio relacionado con la recuperación del aceite entrampado en la cima o parte superior de la estructura de un yacimiento, mencionando que bajo condiciones geológicas favorables (por ejemplo, un cierto ángulo de buzamiento), cierta cantidad de este aceite entrampado, se puede recuperar con la inyección de gas natural o nitrógeno en pozos localizados en la culminación de la estructura productora, permitiendo que parte del aceite baje hacia los pozos productores. En el estudio comparó los gastos con los cuales el metano y el nitrógeno, emigraron verticalmente en el yacimiento, basándose en un modelo matemático que incluye efectos gravitacionales y una aproximación para considerar los efectos de movilidad. Para probar el modelo, el autor empleó un

rango de presiones de 68.05 a 408.27 kg/cm² (1000 a 6000 lb/pg²), temperaturas de 37.78 a 148.89 °C (100 a 300 °F), densidad del aceite, ρ_o de 0.75 a 1.0 gr/cm³, y relaciones de movilidad del metano al aceite de 5 a 95.

Concluye que bajo las condiciones antes mencionadas, *los efectos de segregación gravitacional para el metano fueron ligeramente mayores que para el nitrógeno*, haciendo notar que esto se debe al rango de prueba de baja densidad del aceite, baja relación de movilidades y presión alta.

Stalkup⁵² en 1989, presentó un artículo en donde analiza los desplazamientos miscibles al emplear como fluido de inyección gases hidrocarburos, gas de combustión y nitrógeno. Menciona que aunque en los EUA, existe demasiada atención en los procesos de desplazamiento miscible, ésta se enfoca principalmente a la inyección de bióxido de carbono y que para el futuro no se debe de descuidar en estos procesos el empleo de gases hidrocarburos, gas de combustión y nitrógeno, como fluidos de inyección. Recientemente en 1988 menciona que *cerca del 60 % de la recuperación mejorada de hidrocarburos en los EUA, provenía de los procesos miscibles y los procesos más importantes de este tipo, se iniciaron a nivel internacional en los años ochenta.*

Sin embargo, de acuerdo a información del Departamento de Energía de los EUA (DOE), más del 80 % de los hidrocarburos producidos mediante procesos de recuperación mejorada provienen de procesos térmicos. En su artículo, revisa algunas partes de la tecnología de estos procesos y lista criterios rigurosos para la identificación de posibles yacimientos candidatos. Para emplear estos métodos presenta una perspectiva histórica de los métodos y analiza los resultados obtenidos en las aplicaciones de campo seleccionadas.

Boersma y Hagoort⁵³ en abril de 1990, presentaron un estudio experimental en donde comparan las características de desplazamiento al inyectar nitrógeno y al inyectar metano, en núcleos de yacimientos de aceite volátil. Analizaron para ambos gases el comportamiento de fases y emplearon para su estudio un simulador composicional de yacimientos. Mencionan en base a sus resultados que *la presión mínima de miscibilidad, PMM, es la misma para ambos gases de inyección, es decir, que bajo condiciones ideales de libre dispersión, la eficiencia de desplazamiento microscópico para ambos gases a presiones por arriba de la mínima de miscibilidad es de 100 %.* Asimismo, indican que *la inyección de metano mostró una eficiencia de desplazamiento superior a la inyección de nitrógeno.*

Thomas y colaboradores⁵⁴ en junio de 1991, presentaron un estudio para evaluar el efecto causado por la inyección de nitrógeno en la parte alta de la estructura del campo Ekofisk, con el objetivo de incrementar la recuperación de aceite y gas mediante desplazamiento inmisible. El campo Ekofisk se localiza en el Mar del Norte, esta formado por un anticlinal elongado con una orientación de norte a sur, naturalmente fracturado, el cual consiste de dos formaciones productoras que se encuentran a presión alta y separadas por una roca densa, con espesor de 15 a 27 m (50 a 90 pies), siendo éstas las formaciones Ekofisk y la Tor, presentando cada formación espesores de roca impregnados de hidrocarburos de 107 a

152 m (350 a 500 pies), respectivamente. Para la formación Ekofisk, la presión inicial del yacimiento fue de 484.5 kg/cm^2 (7120 lb/pg^2) a la temperatura del yacimiento de $146.7 \text{ }^\circ\text{C}$ ($296 \text{ }^\circ\text{F}$) y a una profundidad de 3170 mbnm (10400 pbnm). La presión de burbuja fue de 377.31 kg/cm^2 (5545 lb/pg^2). El volumen original de hidrocarburos se calculó en 1065 MMm^3 (6.7 MMMbl) de aceite y 291.7 MMm^3 (10301 MMMp^3) de gas, medidos a condiciones de yacimiento, iniciando su explotación en 1971.

En dicho estudio, realizaron una descripción geológica y de mediciones de propiedades físicas. Emplearon dos modelos, uno analítico⁵⁵ y uno numérico⁵⁶ (composicional, trifásico y en tres dimensiones para yacimientos fracturados), efectuando simulaciones de inyección de nitrógeno en una sección transversal localizada en la cima de la formación Ekofisk. Contemplaron un volumen de inyección de nitrógeno de $5.6 \text{ MMm}^3 / \text{D}$ ($200 \text{ MMp}^3 / \text{D}$), a una presión mínima de inyección de 272.2 kg/cm^2 abs (4000 lb/pg^2 abs). Como valores medios suministrados a los modelos, indican saturaciones de gas y agua del 40 y 15 %, respectivamente, porosidad de 33 %, radio del pozo de 0.11 m (0.36 pies) y un factor de daño de -4.5. Mencionan que se obtuvieron resultados aceptables al comparar ambos modelos, y que éstos se pueden emplear para evaluar la inyección de nitrógeno como método de recuperación mejorada. Reportan que *las propiedades del aceite y gas del yacimiento, varían sustancialmente a la presión mínima de inyección, el contenido de nitrógeno varía de 0 a 100 % , la relación de solubilidad, R_{sd} , decrece de 169.2 a 44.5 m^3 / m^3 (949 a 250 p^3 / bl) y la viscosidad del aceite, μ_o , se incrementó de 0.25 a 1.5 cp*, lo anterior se debe sin duda a la vaporización de componentes hidrocarburos ligeros. Calcularon una recuperación de aceite de 26.2 MMm^3 (165 MMbl) lo cual representa el 82.5 % del volumen original, esto para el año 2011 al inyectar nitrógeno en la cima del yacimiento provocando un desplazamiento inmisible. Determinaron saturaciones de gas del 30 al 60 % en dicha cima. Finalmente, mencionan que *las fuerzas viscosas desempeñan un papel muy importante en la recuperación de aceite, sobre todo cuando existe continuidad entre los bloques de las fracturas del yacimiento*.

Shahsavari y Dabbous⁵⁷ en noviembre de 1991, presentaron un artículo en donde estudiaron la evaluación de un proyecto piloto de inyección de gas mediante desplazamiento inmisible, aplicado al casquete secundario de gas del yacimiento Reefal, productor en rocas carbonatadas del Mioceno y con un empuje activo de agua de fondo. El yacimiento Reefal se desarrolló en tierra y en mar, presentando un área productora aproximada de 10 km^2 (la mayor parte en el mar), y siendo la estructura productora un anticlinal no-afallado con tendencia este-oeste. La cima de la estructura se localiza a 350 mbnm (1148.28 pbnm) y el contacto agua-aceite original a 750 mbnm (2460.60 pbnm), teniendo un espesor impregnado de hidrocarburos de 400 m (1312.32 pies). Inicialmente se trató de un yacimiento bajosaturado, con un aceite de densidad relativa intermedia (no especificada) y viscosidad de 6 cp. La presión inicial fue de 56 kg/cm^2 abs (822 lb/pg^2 abs) medida a 571.5 mbnm (1875 pbnm), con una presión de saturación de 30.6 kg/cm^2 abs (449 lb/pg^2 abs) a una temperatura de yacimiento de $42.2 \text{ }^\circ\text{C}$ ($108 \text{ }^\circ\text{F}$).

Para realizar el ajuste de la historia de presión-producción del yacimiento, y para predecir el comportamiento de éste bajo la inyección de gas, y determinar los mecanismos de empuje predominantes bajo condiciones de inyección, emplearon un simulador numérico de yacimientos, obteniendo como resultados de interés que la inyección de gas en la cima de la estructura *provocó un desplazamiento inmisible, incrementando los gastos de producción de aceite neto, y la presión del yacimiento (mantenimiento de presión), asimismo, decreció la producción de agua en los pozos localizados en la cima de la estructura.* Mencionan que durante el proceso de predicción se realizó una suspensión temporal de la inyección de gas (6 meses), el yacimiento se comportó en forma contraria a lo mencionado previamente. En relación a los mecanismos de producción de fluidos indican que el empuje del casquete de gas secundario predominó en lugar del empuje por acuífero de fondo.

Calcularon para un período de predicción de 20 años, por agotamiento natural, un gasto de producción relativamente bajo siendo éste de $254.4 \text{ m}^3 / \text{D}$ (1600 bl/D). Para este mismo período, con inyección de gas se notan incrementos favorables del gasto de aceite de $715.4 \text{ m}^3 / \text{D}$ (4500 bl/D) y de $1033.4 \text{ m}^3 / \text{D}$ (6500 bl/D) para cuotas de inyección de gas de $85 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ (3 MMP^3) y de $170 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ ($6 \text{ MMP}^3 / \text{D}$), respectivamente, obteniendo para el primer y el segundo caso de inyección con gas, recuperaciones aproximadas del doble (2.5 %) y triple (3.9 %) del volumen poroso con hidrocarburos a condiciones de yacimiento, respecto a las calculadas por comportamiento primario (1.4 %).

En función de los análisis económicos y de predicciones, los autores mencionan que *la inyección de gas para este yacimiento es rentable y favorable.*

En noviembre de 1991, Thiebot y Sakthikumar⁵⁸ presentaron un estudio experimental relacionado con el comportamiento de la inyección de gas ligero y de nitrógeno, aplicado a yacimientos naturalmente fracturados que contienen aceite volátil. Las pruebas de laboratorio se realizaron empleando varios núcleos cilíndricos que presentaban permeabilidades diferentes, los cuales fueron dispuestos de tal manera que presentaban las caras horizontal y lateral abiertas al flujo. Realizaron dos etapas de prueba medidas a condiciones de yacimiento, contando con todos los núcleos saturados con agua congénita y aceite volátil de un yacimiento en particular. En la primera etapa (una dimensión), sometieron a cada núcleo (con diferente permeabilidad) a una segregación gravitacional al inyectar el gas ligero (en equilibrio termodinámico con la fase aceite) por la cara horizontal izquierda, recuperando aceite por la cara lateral derecha. Repitieron el proceso anterior pero con gas nitrógeno, y obtuvieron como resultados que *dichas recuperaciones son esencialmente las mismas tanto al inyectar metano como al inyectar nitrógeno.* En la segunda etapa (tres dimensiones), circularon el gas inyectado alrededor de cada núcleo, repitiendo el proceso con nitrógeno, determinando para ambos en esta etapa la conclusión siguiente: *se obtuvieron recuperaciones sustanciales de componentes ligeros e intermedios y cantidades apreciables de hidrocarburos pesados.*

Dentro de algunas de sus conclusiones mencionan que *la recuperación de los hidrocarburos*

depende fuertemente de los gastos de inyección y tipo de gas que se inyecta, asimismo se observó un incremento de la presión durante la inyección de gas metano, favoreciendo con esto la recuperación de los componentes más pesados; indican que esta influencia fue menos pronunciada durante la inyección del nitrógeno.

Finalmente, mencionan que los experimentos realizados en el laboratorio, se reprodujeron con un simulador numérico totalmente implícito, confirmando los efectos predominantes de vaporización y difusión molecular.

López y Urquieta⁵⁹ en diciembre de 1991, realizaron estudios de simulación del comportamiento de fases de mezclas de fluidos de yacimientos con nitrógeno mediante una separación diferencial. Presentan resultados de las simulaciones efectuadas con el simulador IMPEVETE⁶⁰, aplicado a un aceite negro tomando de la literatura²⁴, del aceite del campo Cárdenas⁶¹ y del aceite del campo Cantarell⁶².

Mencionan que el simulador se comportó satisfactoriamente tanto para el ajuste del comportamiento de los fluidos iniciales, como en el manejo de mezclas de éstos con concentraciones altas de nitrógeno. Plantean y presentan para los dos tipos de aceites primeramente mencionados (aceite negro de la literatura y aceite del campo Cárdenas), los siguientes objetivos y conclusiones, respectivamente.

1. Caso de literatura : para el aceite negro estudiado, plantean como objetivo, reproducir por medio del IMPEVETE las pruebas de laboratorio efectuadas al fluido inyectando nitrógeno, obteniendo que *el contacto de aceite con nitrógeno, despoja al aceite de los componentes ligeros e intermedios, y el efecto es una disminución del factor de volumen de aceite, B_o (Figuras 2.3 a 2.6), y de la relación de solubilidad, R_{sd} (Figuras 2.7 a 2.10), observando un incremento en la densidad del aceite, ρ_o (Figuras 2.11 a 2.14), a una presión y temperatura dadas.* Para obtener la fase aceite, se empleó una separación diferencial simulando una celda de análisis PVT, lo que implica que a cualquier presión mayor que cero manométrico y menor que la presión de saturación (burbuja), la composición de la fase aceite cambia y por ende la densidad del aceite cambia. Cuantitativamente se puede decir que al bajar la presión, parte de los componentes ligeros e intermedios de la fase aceite pasan a la fase vapor hasta que se establece el equilibrio entre las fases. Debido a esto la densidad del aceite aumenta al bajar la presión o bien disminuye al aumentar la presión. Sin embargo, no obstante cuando la composición no se modifica, la densidad de la fase aceite sí aumenta al incrementarse la presión y disminuye cuando ésta baja, esto sucede cuando la presión es cero manométrico y a una presión igual o mayor que la de burbuja⁵⁹. Indican que la ecuación de estado de Peng-Robinson⁴⁰ que se tiene implementada en el simulador, reproduce satisfactoriamente los resultados para cualquier concentración de nitrógeno, aunque manifiestan que *para cantidades de 1.5 volúmenes porosos y mayores, se tendrán que modificar las constantes de interacción binarias o los parámetros críticos de los pseudocomponentes más pesados; sin embargo, hacen notar que para este caso de aceite negro el simulador fue capaz de reproducir el comportamiento*

FACTOR VOLUMEN DEL ACEITE SIN NITROGENO
OIL 1

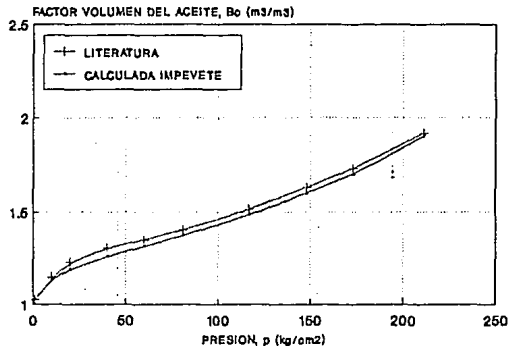


FIG. 2.3 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SIN INYECCION DE N₂⁵⁹

FACTOR VOLUMEN ACEITE CON .14 VP DE N₂
OIL 1

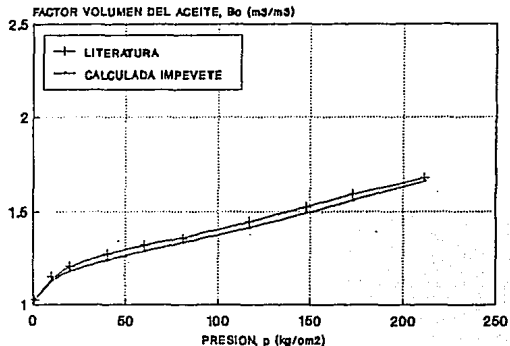


FIG. 2.4 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE PARA 0.14 VP DE N₂⁵⁹

FACTOR VOLUMEN ACEITE CON .50 VP DE N₂
OIL 1

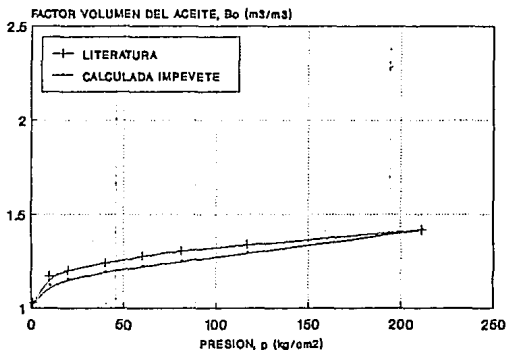


FIG. 2.5 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE PARA 0.50 VP DE N₂⁵⁹

FACTOR VOLUMEN ACEITE CON 1.5 VP DE N₂
OIL 1

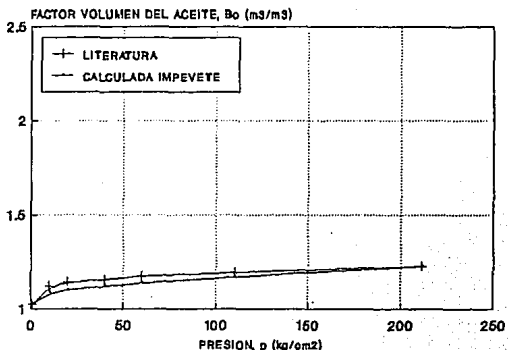


FIG. 2.6 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE PARA 1.5 VP DE N₂⁵⁹

RELACION DE SOLUBILIDAD SIN NITROGENO
OIL 1

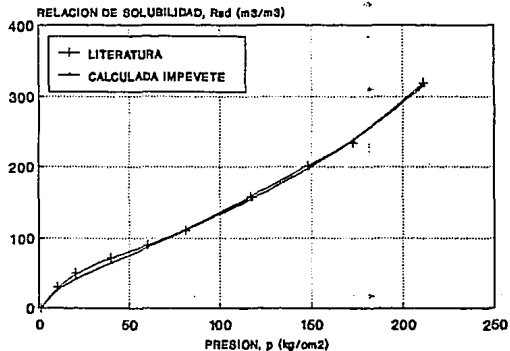


FIG. 2.7 RELACION DE SOLUBILIDAD SIN INYECCION DE N₂⁵⁹

RELACION DE SOLUBILIDAD CON .14 VP DE N₂
OIL 1

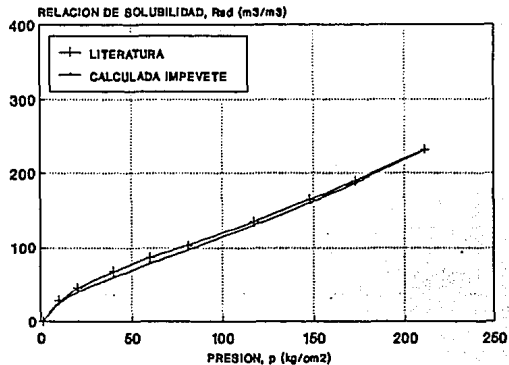


FIG. 2.8 Rad CONTRA p PARA 0.14 VP DE N₂⁵⁹

RELACION DE SOLUBILIDAD CON .60 VP DE N₂
OIL 1

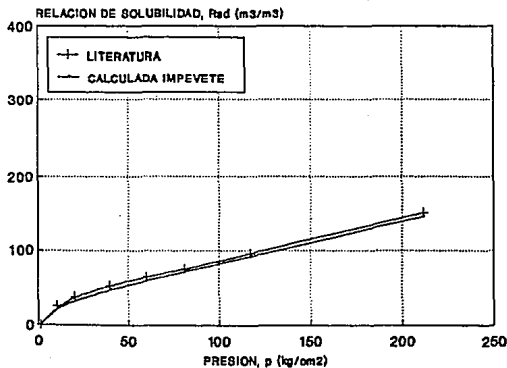


FIG. 2.9 Rad CONTRA p PARA 0.60 VP DE N₂⁵⁹

RELACION DE SOLUBILIDAD CON 1.6 VP DE N₂
OIL 1

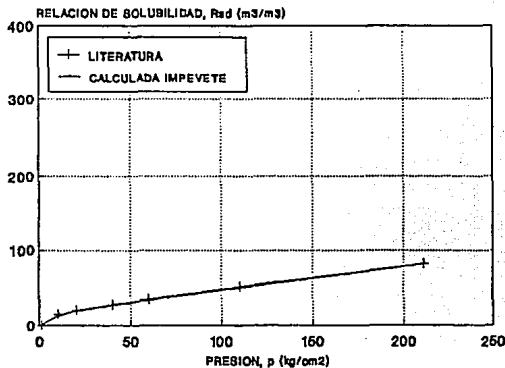


FIG. 2.10 Rad CONTRA p PARA 1.6 VP DE N₂⁵⁹

DENSIDAD DEL ACEITE SIN NITROGENO
OIL 1

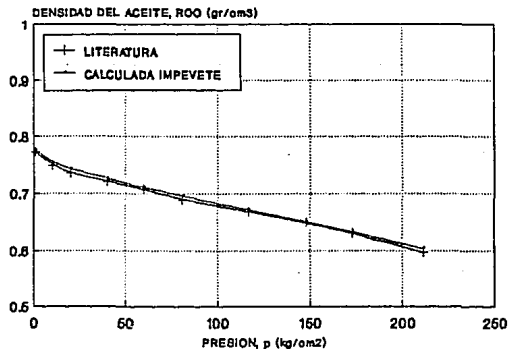


FIG. 2.11 DENSIDAD DEL ACEITE SIN NITROGENO ⁵⁹

DENSIDAD DEL ACEITE CON.14 VP DE N2
OIL 1

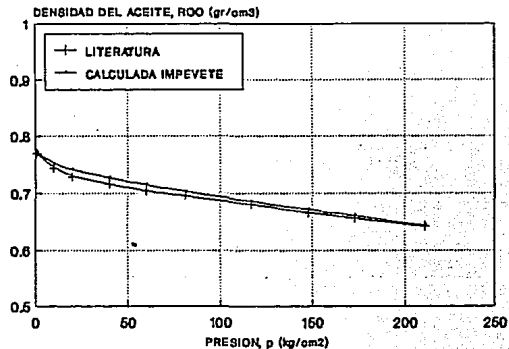


FIG. 2.12 DENSIDAD DEL ACEITE CON 0.14 VP DE N2 ⁵⁹

DENSIDAD DEL ACEITE CON.60 VP DE N2
OIL 1

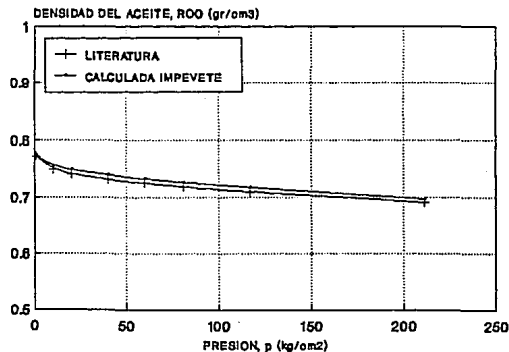


FIG. 2.13 DENSIDAD DEL ACEITE CON 0.60 VP DE N2 ⁵⁹

DENSIDAD DEL ACEITE CON 1.6 VP DE N2
OIL 1

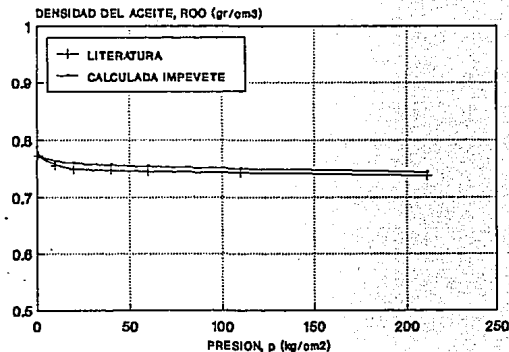


FIG. 2.14 DENSIDAD DEL ACEITE CON 1.6 VP DE N2 ⁵⁹

de mezclas de hidrocarburos con concentraciones altas de nitrógeno.

2. Caso campo Cárdenas : para el aceite de este campo, plantean como objetivos, reproducir por medio de un simulador de comportamiento de fases las pruebas presión-volumen-temperatura (PVT) de laboratorio, obteniendo como resultados que *para este caso de aceite volátil el modelo fue capaz de manejar adecuadamente mezclas de hidrocarburos con concentraciones altas de nitrógeno.* Las Figuras 2.15 a la 2.18 muestran el ajuste satisfactorio del comportamiento de la muestra de aceite del campo. Mencionan que *la relación de solubilidad, R_{sd} , y el factor de volumen del aceite (B_o), disminuyen al aumentar la concentración del nitrógeno. La densidad del aceite, ρ_o , aumenta al incrementarse la concentración de nitrógeno (Figuras 2.19 a 2.22), por lo anterior establecen que el nitrógeno en contacto con el aceite del campo, provoca una transferencia de las fracciones ligeras y de las intermedias del líquido a la fase gaseosa.*

Los objetivos y resultados que se obtuvieron para el aceite negro del campo Cantarell, se muestran en la sección 6.2 del Capítulo VI.

Por lo tanto, en base a esta revisión de literatura se pueden establecer las conclusiones siguientes :

- La inyección de aire a los yacimientos petroleros, fue el primer método de recuperación mejorada de aceite que se empleó. La utilización de este fluido de inyección incrementó la producción de aceite y gas durante un tiempo corto, conduciendo rápidamente a serios problemas de operación ocasionados por el contenido de oxígeno presente en el aire (26 % en volumen). Es conveniente mencionar que el aire atmosférico y el nitrógeno, se comportan de manera similar cuando se emplean como fluidos de inyección dentro de un yacimiento, vaporizando hidrocarburos líquidos, esto se debe en gran parte a la similitud en composición y propiedades críticas de estos gases.
- El dióxido de carbono es el gas más efectivo para vaporizar fracciones pesadas de hidrocarburos.
- El gas natural es un hidrocarburo muy valioso como energético, limpio, y poco contaminante. Actualmente por aspectos económicos se limita su empleo como fluido de inyección a los yacimientos, siendo necesario impulsar su sustitución mediante la inyección de fluidos no hidrocarburos (bióxido de carbono, nitrógeno y gases de combustión). Por ejemplo, los gases no hidrocarburos se pueden emplear para incrementar la recuperación de líquidos condensados mediante vaporización en un yacimiento del tipo de gas y condensado.
- El nitrógeno se ha seleccionado en los procesos de mejoramiento de la explotación de aceite por las razones técnicas siguientes y económicas: propiedades físicas favorables de densidad y factores de volumen, se obtiene relativamente puro (la tecnología de separación criogénica del aire, tiene más de 85 años de antigüedad y es muy conocida) y además no provoca corrosión en metales, es de fácil y rápida disponibilidad, no es contaminante, de fácil procesamiento y de gran limpieza, no presenta efectos adversos al comportamiento de fase y presenta un precio relativamente bajo.

COMPARACION DE VOLUMEN RELATIVO CARDENAS 101

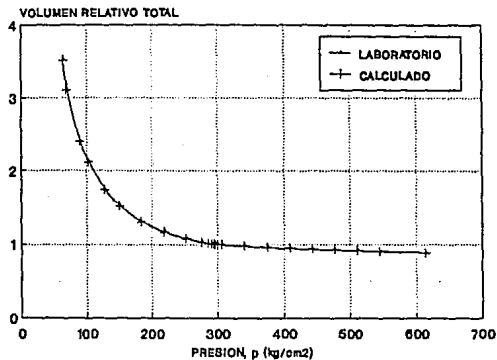


FIG. 2.16 V_{rt} contra p, CARDENAS 101⁵⁹

COMPARACION DE RELACION DE SOLUBILIDAD CARDENAS 101

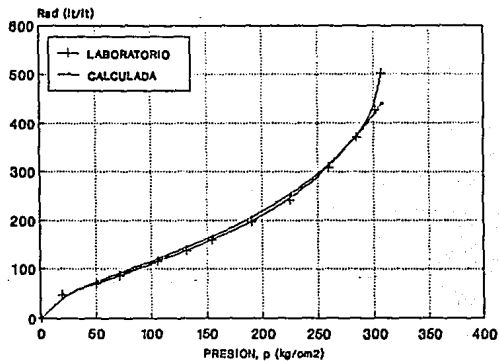


FIG. 2.18 R_{sd} CONTRA p, CARDENAS 101⁵⁹

COMPARACION VOLUMEN RELATIVO DE ACEITE CARDENAS 101

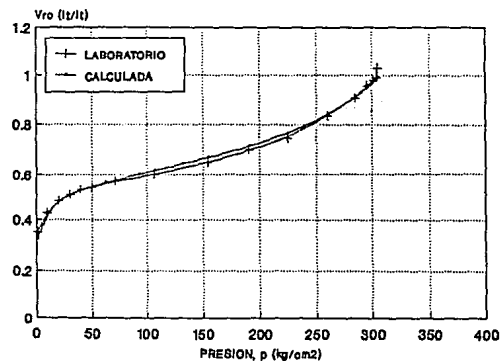


FIG. 2.17 V_{ro} CONTRA p, CARDENAS 101⁵⁹

COMPARACION FACTOR DE COMPRESIBILIDAD CARDENAS 101

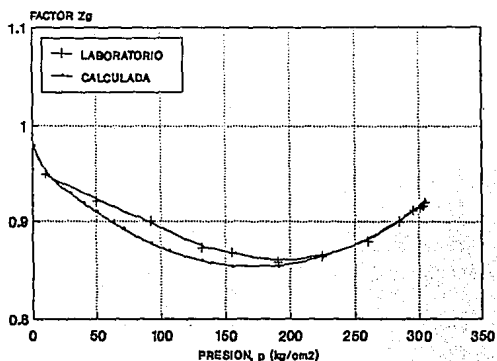


FIG. 2.18 Z_g CONTRA p, CARDENAS 101⁵⁹

COMPARACION DE VISCOSIDAD
CARDENAS 101

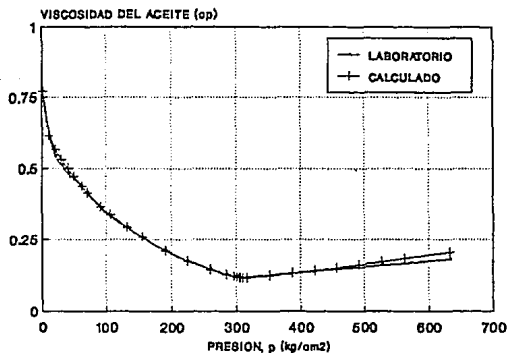


FIG. 2.19 VISCOSIDAD DEL ACEITE CONTRA p
CARDENAS 101 59

COMPARACION DE RELACION DE SOLUBILIDAD
CARDENAS 101

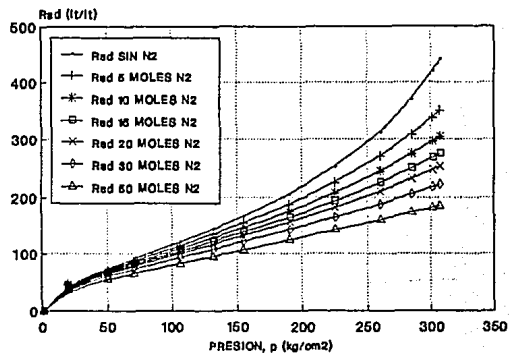


FIG. 2.20 Rad CONTRA p, CON INY. N2
CARDENAS 101 59

COMPARACION DE DENSIDAD DEL ACEITE
CARDENAS 101

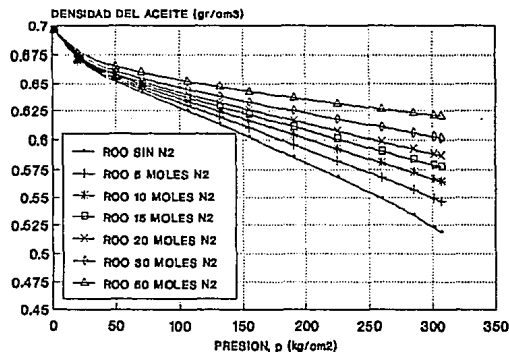


FIG. 2.21 DENSIDAD DEL ACEITE CONTRA p
CON INY. N2, CARDENAS 101 59

COMPARACION FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE
CARDENAS 101

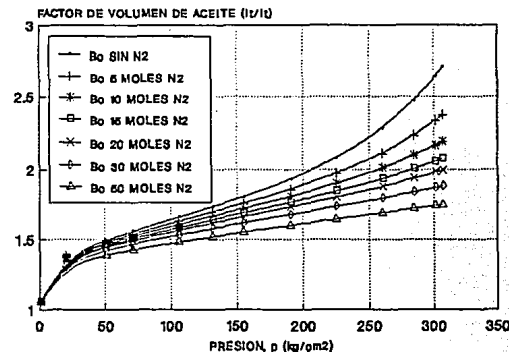


FIG. 2.22 Bo CONTRA p, CON INY. N2
CARDENAS 101 59

- Existen al menos 5 aplicaciones de la inyección de nitrógeno a los yacimientos con la finalidad de mejorar la recuperación de aceite y gas, siendo éstas: desplazamientos inmiscibles y miscibles, mejoramiento en la segregación gravitacional, mantenimiento de presión y como fluido de empuje para un bache miscible. Al inyectar nitrógeno dentro de un yacimiento, se presentan dos o más de estos mecanismos (aplicaciones) de recuperación de hidrocarburos.

- El nitrógeno puede ser un sustituto (desde un punto de vista técnico y económico) del gas natural, cuando se emplea éste último en la inyección cíclica para mantenimiento de presión y/o desarrollo de miscibilidad en yacimientos de aceite volátil. En este tipo de yacimientos los principales efectos composicionales que se presentan durante la inyección de nitrógeno son el desplazamiento miscible de los condensados y del aceite volátil, ambos ricos en componentes ligeros, provocando la presencia de un frente de empuje formado por la vaporización de estos componentes ligeros y dejando detrás de la zona de barrido, un aceite residual, sin gas, viscoso y pesado, presentando algunas cantidades de nitrógeno disuelto.

- De igual manera, en estudios experimentales relacionados con el comportamiento de fluidos al inyectar metano y nitrógeno en forma independiente, y a núcleos de yacimientos naturalmente fracturados que contenían aceite volátil, se observaron para ambos gases de inyección recuperaciones sustanciales de componentes ligeros e intermedios y cantidades apreciables de hidrocarburos pesados, así como un incremento en la presión. La recuperación de los hidrocarburos depende fuertemente de los gastos de inyección y del tipo de gas que se inyecta.

- La inyección de nitrógeno dentro de un yacimiento de gas y condensado, provoca un proceso de desplazamiento muy eficiente y vaporiza hidrocarburos líquidos, incrementa en forma significativa la presión en el punto de rocío provocando una condensación de líquido retrógrado. En yacimientos que presentan condiciones favorables para mejorar el mecanismo de drene gravitacional y/o aceite volátil o semivolátil, la inyección de nitrógeno puro o mezclado con otros gases, presenta ventajas técnicas y económicas con respecto al desplazamiento con otros gases, teniendo por ejemplo, que al no tener problemas de corrosión al emplear nitrógeno un costo por barril de aceite recuperado inferior al 15% del que corresponde al desplazamiento con bióxido de carbono y teniendo que el costo del nitrógeno varía entre un 25 y 50 % del precio del gas natural.

- La inyección de nitrógeno dentro de un casquete secundario de gas en un yacimiento de aceite que es productor en rocas carbonatadas y que presenta un empuje activo de agua de fondo, provoca un desplazamiento inmiscible del aceite, incrementando los gastos de producción de aceite neto y la presión del yacimiento (mantenimiento de presión), decreciendo la producción de agua en los pozos localizados en la cima de la estructura.

- Cuando se inyecta nitrógeno en un yacimiento de aceite la recuperación de aceite y la miscibilidad dependen en forma importante de la temperatura y de la relación de solubilidad. Los principales factores

que afectan la eficiencia en la recuperación de aceite en un desplazamiento del tipo miscible son: la relación adversa de movilidades de los fluidos, las heterogeneidades del yacimiento y la distribución de pozos productores e inyectores. Los yacimientos candidatos para este tipo de proceso deben de tener temperatura alta y un aceite con alta densidad API.

- Para el caso de aceite negro, cuando el nitrógeno entra en contacto con éste, los componentes ligeros e intermedios del aceite se reducen (se vaporizan) significativamente. El efecto es una disminución del factor de volumen del aceite y de la relación de solubilidad del gas en el aceite, y un incremento en la densidad y viscosidad del aceite.

- Es mejor implantar un proceso de inyección de nitrógeno en un yacimiento, antes de someter éste último a un proceso de inyección de agua, ya que después de un proceso de inyección de agua, un desplazamiento con nitrógeno da como resultado una fase discontinua de aceite con alta saturación de agua, obteniendo por lo tanto una recuperación de aceite baja.

- La inyección de nitrógeno en desplazamientos miscibles horizontales es una buena alternativa, siempre y cuando el yacimiento no sea demasiado heterogéneo y que el aceite del yacimiento sea suficientemente rico en condensados.

- Un buen método para llevar a cabo miscibilidad a presiones de yacimiento bajas, aún cuando existan altas temperaturas, se puede lograr empleando baches de gas licuado del petróleo empujados por nitrógeno. Asimismo, a nivel laboratorio y campo se ha demostrado que es económico y se obtienen altas recuperaciones de aceite al desplazar baches de propano con nitrógeno.

- El bióxido de carbono es el gas más efectivo para vaporizar fracciones pesadas de hidrocarburos y puede alcanzar miscibilidad con algunos aceites a presiones menores que con nitrógeno. Sin embargo, el empleo de baches de bióxido de carbono empujados por nitrógeno presenta recuperaciones del 90 al 98 % del volumen original a condiciones de laboratorio y a nivel de campo se obtiene una operación técnica y económica.

- El costo para obtener 1 MMPC de nitrógeno es mucho menor que para obtener 1 MMPC de dióxido de carbono, y a condiciones de yacimiento el nitrógeno puede ocupar tres veces el espacio poroso que ocuparía el bióxido de carbono.

- La mitad del costo total de un proyecto de inyección con nitrógeno, se emplea en el consumo de energía eléctrica necesaria para separar el nitrógeno del aire. Sin embargo, el incremento en el costo del gas natural y la restricción de los precios en el aceite, hacen que el empleo de nitrógeno obtenido en plantas criogénicas resulte más rentable que el gas natural como fluido de inyección.

- Finalmente, el precio de los hidrocarburos y la recuperación adicional que se obtiene por la inyección de nitrógeno, son los dos factores que afectan en mayor grado la rentabilidad de las inversiones en un

proyecto. Asimismo, antes de aplicar un proceso de inyección de nitrógeno para un yacimiento en particular, es recomendable realizar pruebas de laboratorio y pruebas piloto, con el objetivo de justificar la aplicación de un proceso miscible o inmisible.

CAPITULO III

GAS NITROGENO EN LA RECUPERACION MEJORADA DE ACEITE

3.1 Introducción.

Durante varios años, se ha empleado con éxito el gas natural como fluido de inyección para la recuperación mejorada de aceite². El gas natural resulta ser un hidrocarburo muy valioso como energético limpio y poco contaminante, siendo además materia prima para la industria petroquímica. En la actualidad éste presenta una disponibilidad muy limitada y un precio constante, provocando que su inyección a los yacimientos petroleros resulte poco atractiva desde un punto de vista económico.

El gas inerte nitrógeno es muy abundante, fácil de obtener en forma económica y considerando, que la energía necesaria para comprimir a presión alta un pie cúbico de gas natural es equivalente a la utilizada para ocho pies cúbicos de nitrógeno hacen que éste pueda sustituir ventajosamente al gas natural como fluido de inyección en los yacimientos¹.

El nitrógeno se puede generar casi en cualquier lugar en donde se localizan los campos productores de hidrocarburos. Su costo está por debajo del valor correspondiente al gas natural, se obtiene mediante la separación del aire atmosférico y si éste se comprime a una presión alta, se cuenta con un fluido para varias aplicaciones potenciales en las técnicas de recuperación mejorada de aceite y gas natural.

Como se mencionó en secciones anteriores de acuerdo a la Figura 1.1 del Capítulo I, se tiene que el bióxido de carbono es uno de los fluidos que más se ha utilizado en los procesos de inyección de gas a nivel mundial, representando para los años de 1971, 1986 y 1990 el 4, 60 y 62 % de los procesos de este tipo, respectivamente; y para nitrógeno sólo el 8 y 10 % para los años de 1986 y 1990, respectivamente. Sin embargo, en yacimientos que tienen condiciones favorables para la segregación gravitacional (como es el caso del yacimiento Akal y que se estudia en este trabajo) y/o aceite volátil o semivolátil, la inyección de nitrógeno puro o asociado con otros gases presenta ventajas técnicas y económicas sobre el desplazamiento con bióxido de carbono o cualquier otro proceso de recuperación mejorada^{3,4,100}.

El Capítulo presente se enfoca en forma primordial, a la filosofía general de utilizar el gas nitrógeno como fluido de inyección para el mejoramiento en la recuperación de hidrocarburos. En primera instancia se mencionan algunas técnicas de recuperación mejorada de petróleo, en seguida se presenta la ocurrencia natural, usos y propiedades físicas y químicas del nitrógeno, así como algunas tablas y gráficas de interés, para después pasar a describir las fuentes de su producción a partir de la separación del aire atmosférico y de procesos que lo generan (con purezas superiores al 88 %) en base a productos de combustión (por ejemplo los óxidos de nitrógeno), mencionando los factores de selección para el equipo de separación y compresión. Asimismo, se muestra un proceso esquemático para la separación y recirculación o inyección cíclica del nitrógeno que se obtiene a partir de la mezcla de gases

producidos en los campos, se describen las aplicaciones potenciales de su inyección para mejorar la recuperación de hidrocarburos. Finalmente, se discute sobre el abastecimiento y disponibilidad del nitrógeno obtenido a partir de procesos criogénicos en México, así como los factores que afectan el costo de este gas.

3.2 Procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.

La recuperación mejorada de hidrocarburos se define como cualquier recuperación de aceite y gas adicional, resultado de la introducción de un fluido y/o energía externa al yacimiento, más allá de los límites de los métodos convencionales de la explotación primaria y de los procesos de recuperación secundaria más usuales (inyección de agua y gas natural) en condiciones rentables.

El objetivo de los métodos de recuperación mejorada es liberar los hidrocarburos remanentes en el yacimiento, que pueden ser producidos eliminando o minimizando las fuerzas capilares que entrapan al aceite y/o el mejoramiento de las eficiencias de barrido, lo que provoca que mayor cantidad de aceite se ponga en contacto con el fluido desplazante.

Se han propuesto varios métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos, desde la inyección de aire atmosférico, agua y gas natural, a los más complejos tales como los químicos, térmicos y microbiales. Los métodos ofrecen el incremento de una recuperación de hidrocarburos más alta, e involucran el desarrollo de una zona activa (inmiscible, miscible o caliente), la cual es capaz de movilizar y empujar hacia los pozos productores los hidrocarburos remanentes que se encuentran en el espacio poroso del yacimiento.

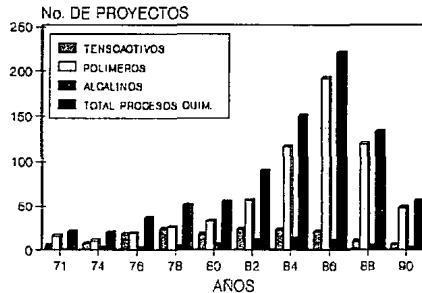
La Tabla 3.1 presenta una clasificación de los métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos de acuerdo a los agentes que se inyectan a los yacimientos petroleros³, en la que se listan los grupos, el tipo de proceso y los mecanismos principales de desplazamiento. A continuación se presenta para cada grupo de esta tabla el desarrollo y la tendencia actual a nivel mundial, considerando de los años de 1971 a 1990.

Procesos Químicos. La Figura 3.1 muestra en forma de diagramas de barras, la variación del número de proyectos de este tipo de procesos respecto al tiempo y en forma de diagrama tipo pastel, la comparación de los procesos con agentes químicos, tales como polímeros, tensoactivos y alcalinos para tres años diferentes. Se observa que estos procesos tuvieron su número máximo de aplicaciones entre los años de 1984 y 1986, y al comparar con el número de proyectos para 1990, la disminución es del 75 %. Las aplicaciones de soluciones de polímeros representan porcentajes mayores al 75 % sobre los otros agentes de inyección, mientras que los tensoactivos disminuyeron su uso de 25 al 11 % entre los años de 1971 y 1990, teniéndose para estas mismas fechas incrementos del 0 al 4 % en lo que respecta a los alcalinos.

TABLA 3.1 CLASIFICACION DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA³.

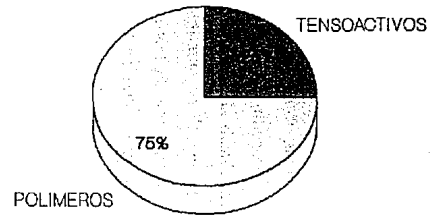
GRUPO	TIPO DE PROCESO	MECANISMOS PRINCIPALES DE DESPLAZAMIENTO
<p>PROCESOS QUIMICOS</p>	<p>INYECCION DE BACHES DE SOLUCION MISCELAR</p> <p>INYECCION DE SUSTANCIAS ALCALINAS SOLUBLES EN AGUA</p> <p>INYECCION DE BACHES DE ALCOHOL</p> <p>INYECCION DE POLIMEROS SOLUBLES EN AGUA</p>	<p>REDUCCION DE LA TENSION INTERFACIAL</p> <p>REDUCCION DE LA TENSION INTERFACIAL Y/O CAMBIO DE MOJABILIDAD</p> <p>REDUCCION DE LA TENSION INTERFACIAL</p> <p>REDUCCION DE LA RELACION DE MOVILIDAD</p>
<p>PROCESOS DE INYECCION DE GAS A PRESION ALTA</p>	<p>INYECCION DE GAS NATURAL</p> <p>INYECCION DE GAS ENRIQUECIDO O LPG</p> <p>INYECCION DE BIOXIDO DE CARBONO</p> <p>INYECCION DE NITROGENO</p> <p>INYECCION DE GAS DE COMBUSTION</p>	<p>REDUCCION DE LA TENSION INTERFACIAL</p> <p>REDUCCION DE LA TENSION INTERFACIAL</p> <p>REDUCCION DE LA TENSION INTERFACIAL Y/O MANTENIMIENTO DE PRESION</p>
<p>PROCESOS TERMICOS</p>	<p>INYECCION CONTINUA DE VAPOR</p> <p>INYECCION INTERMITENTE DE VAPOR</p> <p>INYECCION DE AGUA CALIENTE</p> <p>COMBUSTION IN-SITU :</p> <p style="padding-left: 40px;">HUMEDA</p> <p style="padding-left: 40px;">HACIA ADELANTE</p> <p style="padding-left: 40px;">INVERSA</p>	<p>REDUCCION DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE</p>
<p>PROCESOS MICROBIALES</p>	<p>INYECCION DE MICROORGANISMOS Y NUTRIENTES</p>	<p>REDUCCION DE LA TENSION INTERFACIAL</p> <p>REDUCCION DE LA PERMEABILIDAD</p>

VARIACION DEL NUMERO DE PROYECTOS DE PROCESOS QUIMICOS EN EL TIEMPO.



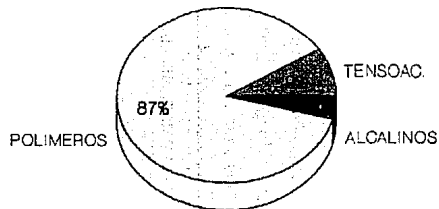
LOS PROYECTOS CON TENSOACTIVOS INCLUYEN A LA MODALIDAD CON POLIMEROS.

COMPARACION DE PROCESOS QUIMICOS EN 1971



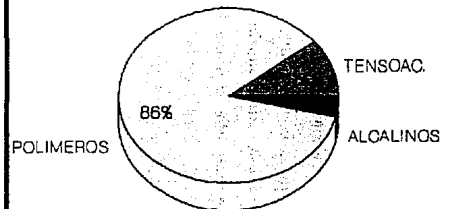
TOTAL DE PROYECTOS QUIMICOS = 20

COMPARACION DE PROCESOS QUIMICOS EN 1986



TOTAL DE PROYECTOS QUIMICOS = 221

COMPARACION DE PROCESOS QUIMICOS EN 1990



TOTAL DE PROYECTOS QUIMICOS = 56

FIG. 3.1 ESTADISTICAS MUNDIALES PARA LOS PROCESOS QUIMICOS³

Procesos de inyección de gas a presión alta. El estado de desarrollo y la tendencia actual en lo que respecta a estos procesos, se presentan en la sección 1.1 del Capítulo I.

Procesos Térmicos. Estos procesos son los que han mantenido mayor estabilidad en función del número de aplicaciones. La Figura 3.2 muestra en diagramas de barras, la variación del número de proyectos de este tipo de procesos con respecto al tiempo, en donde se visualiza que éstos tuvieron su número máximo de aplicaciones en los años de 1984 y 1986, que al comparar con el número de proyectos para 1990, la disminución es del 30.6 %. En la misma figura, se presenta en diagramas tipo pastel la comparación de estos procesos con vapor y combustión in-situ, para tres años diferentes. En 1971 estos procesos representan 93 en total, correspondiendo el 59 y 41 % a los de vapor y combustión in-situ, respectivamente. Para el año de 1986 se observa un cambio significativo en ambos procesos, correspondiendo el 91 % a los de vapor y sólo el 9 % a los de combustión in-situ, para un total de 209 aplicaciones. Finalmente para 1990 se contaba con 145 proyectos en aplicación, siendo el 94 y 6 % a los de vapor y combustión in-situ, respectivamente.

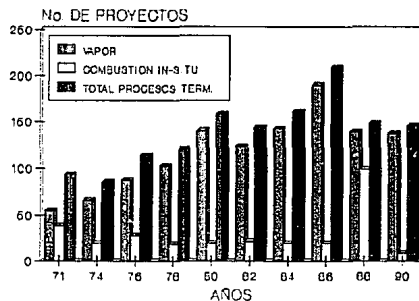
Procesos Microbiales. Este proceso es el más novedoso y el que presenta un desarrollo tecnológico menor. Consiste fundamentalmente en la selección de una capa de microorganismos adecuada y su inyección en la formación productora de un yacimiento junto con su material nutriente, esto para provocar su crecimiento³.

La Figura 3.3 presenta una comparación del número de proyectos realizados a nivel internacional para los procesos químicos, miscibles-desplazamientos con gas y térmicos. Se observa que en el año de 1971 existían 136 proyectos activos, correspondiendo el 68 % a los térmicos y el 17 y 15 % a los de gas a presión alta y a los químicos, respectivamente, notando para 1990 que existe un incremento sustancial de los de inyección de gases (natural o no hidrocarburos) respecto a los químicos, siendo del 31 y 19 %, respectivamente, para un total de 292 proyectos en aplicación. Los procesos químicos descendieron a un 38 % de un total de 549 proyectos activos para 1986, incrementando al 50 % de 292 proyectos para 1990.

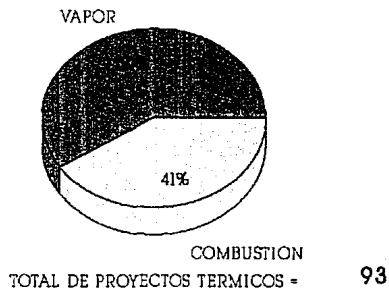
3.3 Ocurrencia en la naturaleza y propiedades del gas nitrógeno.

El descubrimiento del gas nitrógeno en el aire de la atmósfera se acreditó al investigador Daniel Rutherford, un estudiante de medicina en Edinburgo en el año de 1772, debido a que fue el primero en publicar la existencia del gas^{63,64}. Casi al mismo tiempo y en forma independiente en Inglaterra los químicos Joseph Priestley y Henry Cavendish, y en Suiza el químico Carl Wilhelm Scheele, también descubrieron dicho gas al que llamaron "*aire sin oxígeno*". El químico francés Antoine Lavoisier reconoció al gas como un elemento inerte y lo nombró como azoe (*nitrógeno*), que significa "*sin vida*" (del giego "*zoe = vida*"). El nombre actual de "*nitro*" más el sufijo "*gen*", fue asignado en 1790 por J.A.C. Chaptal para indicar la presencia del elemento en el nitrato (salitre o nitrato de potasio, KNO_3). Finalmente en 1950, la Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (IUPAC, International Union of Pure and Applied Chemistry) adoptó el nombre oficial de "*nobium*" para el nitrógeno.

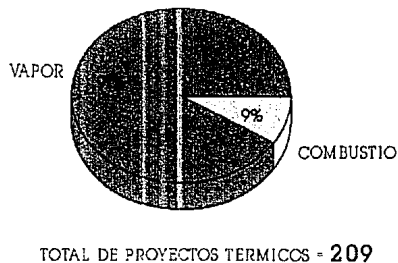
VARIACION EN EL NUMERO DE PROYECTOS DE PROCESOS TERMICOS EN EL TIEMPO.



COMPARACION DE PROCESOS TERMICOS EN 1971



COMPARACION DE PROCESOS TERMICOS EN 1986



COMPARACION DE PROCESOS TERMICOS EN 1990

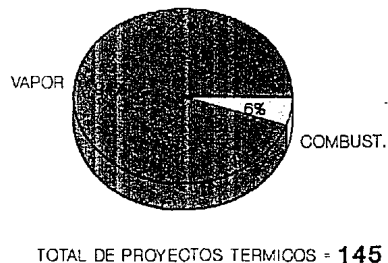
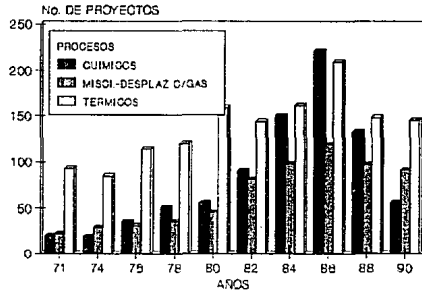
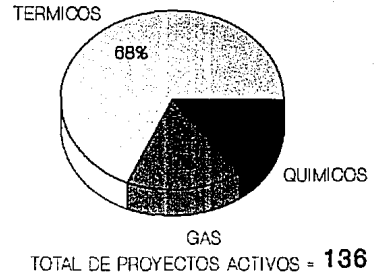


FIG. 3.2 ESTADISTICAS MUNDIALES PARA LOS PROCESOS TERMICOS³

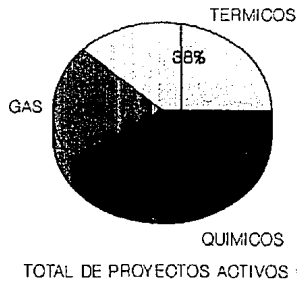
COMPARACION DEL NUMERO DE PROYECTOS REALIZADOS PARA LOS DIFERENTES PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA.



COMPARACION DE PROCESOS DE REC. MEJ. EN 1971



COMPARACION DE PROCESOS DE REC. MEJ. EN 1986



COMPARACION DE PROCESOS DE REC. MEJ. EN 1990

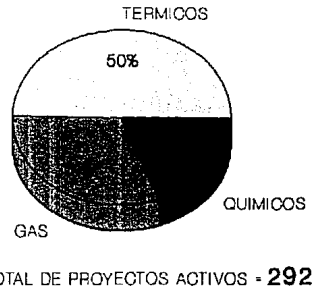


FIG. 3.3 ESTADISTICAS A NIVEL INTERNACIONAL DE LOS PRM ³

3.3.1 Ocurrencia del nitrógeno en la naturaleza.

Respecto a los elementos químicos hasta hoy conocidos, el nitrógeno ocupa el sexto lugar en abundancia cósmica. Las investigaciones espectroscópicas revelan la presencia de nitrógeno libre en la composición de algunas nebulosas, estrellas y en el Sol, también se ha llegado a encontrar en varios meteoritos o aerolitos. El nitrógeno es el gas más abundante en la atmósfera de la Tierra, y es un constituyente esencial de toda materia viva⁶⁵⁻⁶⁹. Este elemento gaseoso e inerte ocurre en estado libre en el aire de la atmósfera terrestre, mezclado con el oxígeno y otros gases (helio, argón, hidrógeno, etc.) siendo la cantidad de éste en la atmósfera mayor a 4000 trillones de toneladas⁶⁶, el cual se encuentra en un porcentaje del 78 % en volumen (por comparación, la atmósfera del planeta Marte está compuesta por 2.6 % de nitrógeno) y cerca del 75.5 % en peso; la función de este gas en la atmósfera es diluir el oxígeno para hacerlo menos reactivo. La composición del nitrógeno en nuestra atmósfera, consiste de una mezcla de dos isótopos estables, el nitrógeno-14 (99.63 %) y el nitrógeno-15 (0.37 %)⁶³.

El nitrógeno libre, también forma parte de los gases emanados en los volcanes, gases que se acumulan en las minas y en algunos manantiales de aguas minerales. En la naturaleza el nitrógeno también se encuentra en forma de diversos compuestos, en combinación con otras sustancias, se presenta en los minerales de nitrato de potasio, KNO_3 , y nitrato de sodio, NaNO_3 , (nitrato de Chile); en la atmósfera, contenido en el agua de lluvia; en el suelo y guano como sales de amonio, NH_4 , y amoniaco, NH_3 ; en aguas marinas, como iones de amonio, NH_4^+ , nitrito, NO_2^- , y nitrato, NO_3^- ; y formando miles de compuestos nitrogenados orgánicos (en ésta clase de sustancias el átomo de nitrógeno está siempre ligado a un radical orgánico). Algunos compuestos nitrogenados orgánicos complejos son indispensables para los seres vivos^{66,69}, es decir, el nitrógeno es un constituyente fundamental de la materia viva, dentro de éstos se encuentran los ácidos nucleicos, alcaloides y las sustancias proteínicas o albuminoides del protoplasma (en donde el nitrógeno representa el 16 % en la constitución de estas proteínas). De esta manera, la mayor parte del nitrógeno que bajo forma combinada se encuentra en la corteza terrestre, se halla como nitrógeno orgánico (el organismo humano contiene el 2.4 % aproximadamente). Al nitrógeno se le ha llamado el "*elemento constructor y destructor*", esto debido a que sus compuestos tienen una gran importancia en los seres vivos y porque sirven para fabricar explosivos demasiado potentes (como la nitroglicerina).

3.3.2 Usos del nitrógeno en estado elemental.

Químicamente, el nitrógeno es totalmente inerte, debido a esta propiedad se emplea en estado elemental para obtener atmósferas inertes que impiden la oxidación de sustancias y materiales⁶³⁻⁶⁹.

La industria química lo emplea como materia prima, enormes cantidades de nitrógeno elemental tomado de la atmósfera, para la producción de derivados nitrogenados. Estos compuestos,

sobre todo el amoniaco, NH_3 (la industria del amoniaco es la mayor consumidora de nitrógeno, siendo el amoniaco un gas incoloro, de olor picante e irritante) y los nitratos son de gran importancia en las actividades agrícola e industrial, en particular los fertilizantes nitrogenados son indispensables en la agricultura intensiva. El nitrógeno se emplea en la fabricación de colorantes, de compuestos químicos de muy variada índole (por ejemplo, en venenos como los raticidas, pesticidas, etc.) y como disolvente, asimismo, el nitrógeno líquido es muy útil en la investigación de procesos criogénicos.

Grandes cantidades de este gas, se emplean en la industria electrónica para fabricar diodos y transistores, en la industria aeronáutica y del espacio se emplea como aislante en cámaras espaciales, en la industria bélica se emplea nitrógeno líquido como purgante en la construcción de misiles y en la fabricación de explosivos, la industria del acero emplea grandes cantidades en el recocido del acero inoxidable y en otros tratamientos especiales de este metal, la industria farmacéutica lo emplea para la fabricación de medicamentos y drogas.

En la industria alimenticia, la baja temperatura del nitrógeno necesaria para mantenerlo en estado líquido, se aprovecha como un refrigerante en la inmersión forzada de productos alimenticios envasados, como refrigerante en almacenaje y transportación de alimentos perecederos, y en la preparación de alimentos deshidratados por congelamiento, en grasas y aceites.

La industria petrolera emplea nitrógeno puro (criogénico), como fluido desplazante en operaciones de reparación y terminación de pozos, y como agente de inyección a los yacimientos para mantenimiento de presión y desplazar los fluidos del medio poroso, con la finalidad de incrementar la recuperación de hidrocarburos.

3.3.3 Propiedades químicas y físicas del nitrógeno.

El nitrógeno como gas es inerte, incoloro, inodoro e insípido, que no obstante ser uno de los elementos básicos que forman el aire de la atmósfera (siendo el gas más abundante de ésta), es incapaz por sí solo de sostener la combustión y de ayudar a la respiración de los seres vivos. Como un líquido también es incoloro e inodoro con una apariencia similar al agua. El nitrógeno se presenta en la naturaleza formando moléculas diatómicas muy estables y debido a esta inercia química, a la temperatura ambiente no reacciona fácilmente con otros elementos, no obstante a temperaturas elevadas y en circunstancias determinadas se combina químicamente con el hidrógeno, magnesio, litio y calcio, para formar los correspondientes nitruros, y con el oxígeno, en el arco eléctrico forma el óxido nítrico. Estas propiedades químicas se aprovechan para separar el nitrógeno de otros gases inertes contenidos en el aire (por ejemplo, el argón y el helio)^{64,66,70}.

El símbolo químico del nitrógeno es N y su fórmula diatómica se representa por N_2 (dinitrógeno), pertenece al grupo Va de la tabla periódica de los elementos, en donde también se encuentra el fósforo, el arsénico, el estroncio y el bismuto. Las valencias o estados de oxidación

normales para combinarse con otros elementos son -3, +3 y +5, sin embargo, también actúa en +2 y +4.

El nitrógeno, presenta un punto de ebullición de $-195.8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-320.44\text{ }^{\circ}\text{F}$), el cual es más bajo que el punto de ebullición del oxígeno ($-183\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-297.4\text{ }^{\circ}\text{F}$), tendiendo a evaporarse primero el nitrógeno. La Tabla 3.2 presenta algunas de sus propiedades físicas⁶³.

A diferencia de los gases de combustión, el nitrógeno por su naturaleza no es corrosivo. El gas de combustión por su contenido de bióxido de carbono es más soluble en los fluidos de la formación y más compresible que el nitrógeno^{52,71}, lo que implica que para desplazar un metro cúbico de aceite a condiciones de yacimiento, se requiere menor volumen de nitrógeno que de gas de combustión.

A continuación se compara el comportamiento de las propiedades físicas del nitrógeno con las propiedades de otros gases (metano, bióxido de carbono y gases de combustión), con el propósito de conocer las ventajas y desventajas en el empleo de uno u otro. Estas comparaciones se realizan a condiciones de superficie empleando una presión de 1.033 kg/cm^2 abs (14.696 lb/pg^2 abs), y una temperatura de $15.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($60\text{ }^{\circ}\text{F}$), y en un rango de presiones y temperaturas que cubren las condiciones de varios yacimientos: de 70.4 a 563.38 kg/cm^2 (1000 a 8000 lb/pg^2 abs) y de 38 a $149\text{ }^{\circ}\text{C}$ (100 a $301\text{ }^{\circ}\text{F}$). La Tabla 3.3 muestra una comparación de algunas propiedades físicas del nitrógeno, metano y bióxido de carbono, presentando para cada gas, el peso molecular, el punto de ebullición medido a una presión de 14.696 lb/pg^2 abs y los valores de la presión, temperatura y volumen a condiciones críticas.

3.3.3.1 Viscosidad del nitrógeno, metano y bióxido de carbono.

El comportamiento de la viscosidad con la presión y temperatura para el nitrógeno y el metano, se muestran en la Figura 3.4. Para un rango de interés (1000 a 8000 lb/pg^2 abs), la viscosidad del nitrógeno es ligeramente mayor (a excepción de la curva para metano a una temperatura de $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una presión mayor a 5000 lb/pg^2), comparando por ejemplo, para una presión y temperatura de 3000 lb/pg^2 y $200\text{ }^{\circ}\text{F}$, respectivamente, la viscosidad del metano es de 0.018 cp y la del nitrógeno de 0.025 cp , y para 7000 lb/pg^2 y la misma temperatura es de 0.032 y 0.0335 cp también en forma respectiva. En consecuencia, de estos valores de viscosidad bajos, ambos gases presentan la desventaja de una movilidad alta en los yacimientos de aceite, lo que provoca el fenómeno de digitación viscosa ocasionando una surgencia rápida de éstos en los pozos productores; es recomendable en el diseño de la inyección de estos gases contemplar la inyección con agua en forma alternada^{3,37,72}.

La Figura 3.5 presenta el comportamiento de la viscosidad del bióxido de carbono respecto a la presión y la temperatura. En gran parte de los yacimientos la temperatura de éstos se encuentra por arriba de la crítica de dicho componente, por lo que éste se encuentra en la fase gaseosa (fase supercrítica) antes de mezclarse con los hidrocarburos, en la que bajo estas condiciones la viscosidad del bióxido de carbono es baja; por ejemplo a una temperatura de $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ y con una presión de 1250 lb/pg^2 abs, la viscosidad se encuentra cercana a 0.021 cp y a una presión de 3000 lb/pg^2 abs de

TABLA 3.2 PROPIEDADES FISICAS DEL ELEMENTO NITROGENO⁵³.

PROPIEDAD	VALOR ASIGNADO Y UNIDADES	OBSERVACIONES
NUMERO ATOMICO	7	
PESO ATOMICO	14.008 gr/molg	
PESO MOLECULAR	28.016 gr/molg	
COLOR		GAS INCOLORO O BLANCO
FORMA CRISTALINA		CRISTALES CUBICOS
DENSIDAD RELATIVA	1.026	A -252 °C (= -421.6 °F)
	0.888	A TEMP. EBULLICION (- 195.8 °C)
	12.5	A 0° C (= 32° F), RESPECTO A LA DENSIDAD RELATIVA DEL HIDROGENO (= 1)
SOLUBILIDAD EN 100 PARTES	2.35 cm ³	A 0 °C (= 32 °F) EN 100 gr DE AGUA FRIA
	1.55 cm ³	A 20 °C (= 68 °F) EN 100 gr DE AGUA CALIENTE
		PARA OTROS REACTIVOS ES LIGERAMENTE SOLUBLE AL ALCOHOL ETILICO DE 95 %
PUNTO DE FUSION	-209.86 °C (= -345.75 °F)	A p = 1.033 kg/cm ² abs (= 1 atm)
PUNTO DE EBULLICION	-195.8 °C (= -320.44 °F)	A p = 1.033 kg/cm ² abs (= 1 atm)
PUNTO DE SUBLIMACION	-78.5 °C (= -109.3 °F)	A p = 1.033 kg/cm ² abs (= 1 atm)
DENSIDAD	1.251 kg/m ³ (= 0.0781 lb/p ³)	A p = 1.033 kg/cm ² abs, T = 0 °C (= 32 °F)
DENSIDAD DEL VAPOR	4.613 kg/m ³ (= 0.288 lb/p ³)	AL PUNTO DE EBULLICION
DENSIDAD DEL LIQUIDO	804 kg/m ³ (= 50.19 lb/p ³)	AL PUNTO DE EBULLICION
PRESION DE VAPOR DEL SOLIDO	96.4 kg/m ² (= 1.86 lb/pg ²)	AL PUNTO DE FUSION
CALOR DE VAPORIZACION	47.6 Kcal/kg (= 85.7 Btu/lb)	AL PUNTO DE EBULLICION
CALOR DE FUSION	6.1 kcal/kg (= 11.0 Btu/lb)	AL PUNTO DE FUSION
TEMPERATURA CRITICA	-147.1 °C (= -232.8 °F)	
PRESION CRITICA	34.6 kg/cm ² abs (= 492.3 lb/pg ²)	
VOLUMEN CRITICO	1.44 p ³ /lb-mol	
DENSIDAD CRITICA	0.3110 gr/cm ³	
INTERVALO DE TEMPERATURAS DE GAS LICUADO	-209.86 A -195.8 °C (= -345.75 A -320.44 °F)	
CALOR ESPECIFICO EN EL INTERVALO DE TEMPERATURAS DE GAS LICUADO	0.475 cal/gr-°C	

TABLA 3.3 COMPARACION DE LAS PROPIEDADES FISICAS DE LOS GASES³.

PROPIEDAD	UNIDADES	NITROGENO	METANO	BIOXIDO DE CARBONO
PESO MOLECULAR	gr/molg	28.016	16.043	44.010
PUNTO DE EBULLICION (A 1 ATM)	°F	-320.44	-263.2	-109.3
PRESION CRITICA	lb/pg ² abs	492.3	672.0	1073.0
TEMPERATURA CRITICA	°F	-232.8	-116.5	87.8
VOLUMEN CRITICO	ft ³ /lb-mol	0.0515	0.0993	0.0348

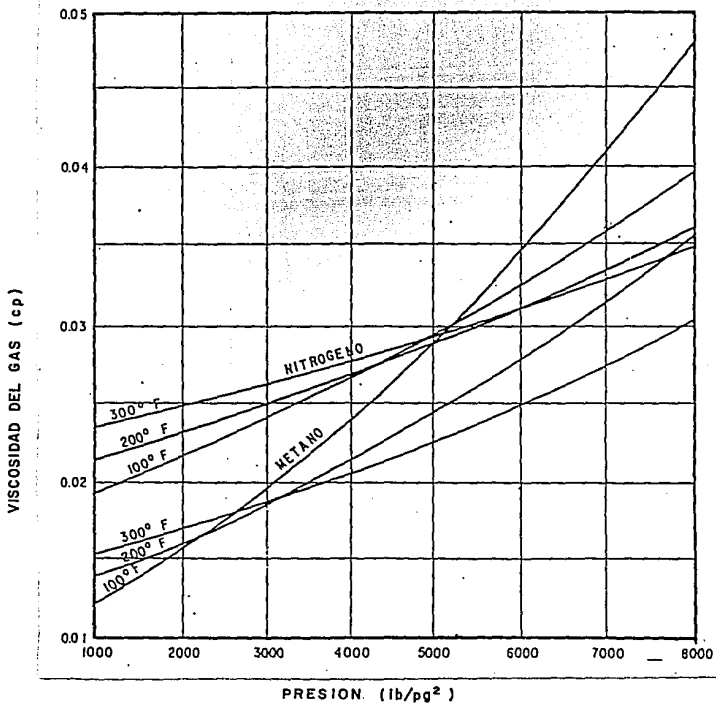


FIG. 3.4 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CON LA PRESION Y TEMPERATURA PARA EL NITROGENO Y METANO ⁷¹

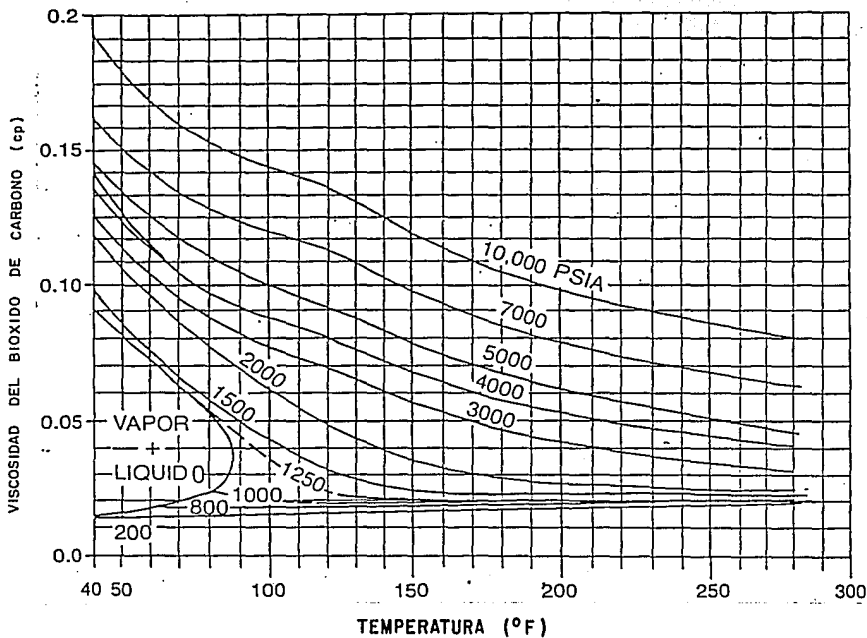


FIG. 3.5 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CON LA PRESION Y TEMPERATURA PARA EL BIOXIDO DE CARBONO⁵⁰

0.042 cp. La viscosidad baja del bióxido de carbono, provoca una relación de movilidades no favorable durante un desplazamiento^{3,50}.

3.3.3.2 Densidad del nitrógeno, metano y bióxido de carbono.

Los comportamientos respecto a diferentes presiones y temperaturas de la densidad del nitrógeno, metano, y bióxido de carbono se presentan en la Figura 3.6. La Tabla 3.4 proporciona algunos datos de densidad para los gases antes mencionados. Para las condiciones de los yacimientos, la densidad del metano y nitrógeno será menor en dos o más veces que la del aceite, y para el bióxido de carbono a condiciones de yacimiento es similar a la del aceite y aún llega a ser mayor.

A mayor diferencia de densidades entre los fluidos desplazado y desplazante, la eficiencia volumétrica de un desplazamiento miscible horizontal puede ser afectada por los efectos gravitacionales, canalizándose el fluido con menor densidad a través de las fracturas y zonas de permeabilidad alta, así como una conificación en los pozos productores. García y colaboradores³ mencionan que estas desventajas del metano y del nitrógeno, se deben de tomar en cuenta en el diseño de una aplicación frontal, o en caso de un desplazamiento vertical hacer uso favorable de la baja densidad de estos gases. Garaicochea y colaboradores⁴, mencionan que debido a que la densidad del nitrógeno a condiciones de yacimiento, es mucho menor que la del bióxido de carbono (Tabla 3.4), se favorece la utilización del primer gas respecto al segundo, esto cuando los efectos gravitacionales contribuyen a incrementar la eficiencia de desplazamiento en forma sustancial.

3.3.3.3 Factores de compresibilidad del nitrógeno, metano y bióxido de carbono.

Para evaluar los volúmenes de los gases a las condiciones de presión y temperatura de los yacimientos se necesita el factor de compresibilidad de dichos gases. Las Figuras 3.7, 3.8 y 3.9, presentan el comportamiento del factor de compresibilidad del nitrógeno, gas natural, y bióxido de carbono, respectivamente, en función de la presión y temperatura. Se observa que el factor de compresibilidad del nitrógeno, siempre es mayor respecto a los otros dos gases, resultando que el nitrógeno, es un gas menos compresible que el metano, lo que implica que la cantidad de nitrógeno requerido para desplazar gas natural a condiciones de yacimiento, será menor que la cantidad de gas producido. Asimismo, la Figura 3.10 presenta la comparación del comportamiento de las curvas para el nitrógeno y metano, notando que las curvas cerradas del nitrógeno indican su baja temperatura crítica (-147.1 °C o -296.8 °F), y los factores de compresibilidad bajos para el metano en el rango de 2000 a 3000 lb/pg², reflejan su alta presión crítica (47.20 kg/cm² abs o 672.0 lb/pg² abs)⁷¹.

3.3.3.4 Factores de volumen del gas para el nitrógeno, bióxido de carbono y gas de combustión.

El factor de volumen del gas, B_g , para el nitrógeno, bióxido de carbono y gas de

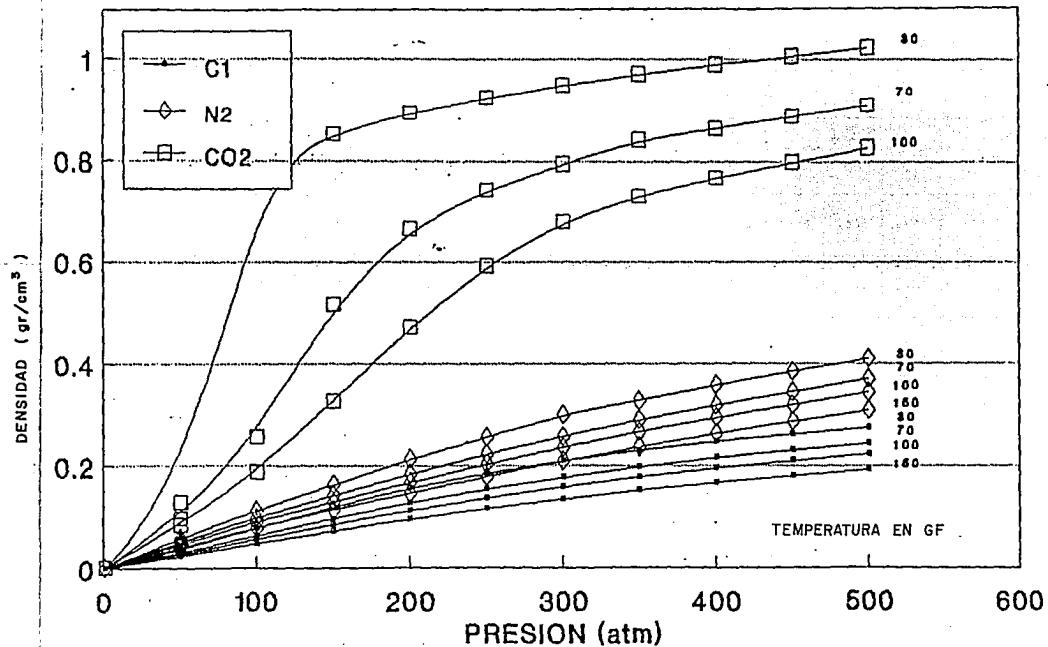
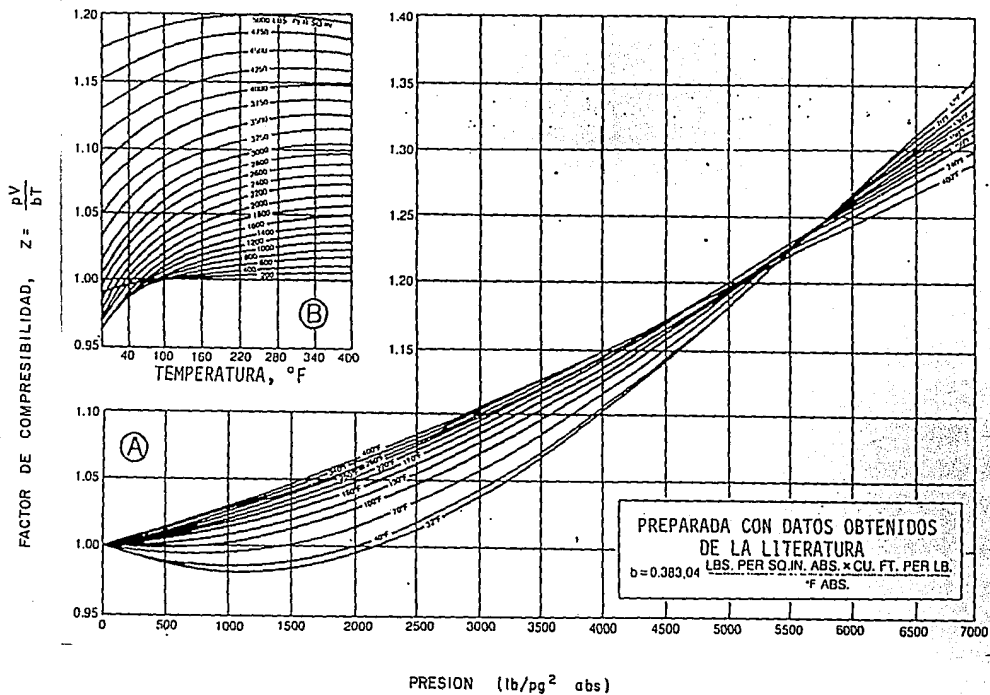


FIG. 3.6 COMPARACION DE LA DENSIDAD DE VARIOS GASES³

TABLA 3.4 DENSIDAD DEL NITROGENO, BIOXIDO DE CARBONO Y METANO RESPECTO A LA PRESION Y TEMPERATURA³, gr/cm³.

°C \ ATM	1			25			50			100			150			250		
	N ₂	CO ₂	C ₁	N ₂	CO ₂	C ₁	N ₂	CO ₂	C ₁	N ₂	CO ₂	C ₁	N ₂	CO ₂	C ₁	N ₂	CO ₂	C ₁
0	.00125	.00190	.00071	.0319	.0605	.01910	.06435	.0950	.04105	.120	.957	.0923	.1070	.993	.146	.289	1.035	.2105
20	.00116	.00184	.00066	.0293	.0535	.01750	.0586	.1420	.03675	.116	.056	.0002	.1705	.909	.127	.265	.967	.196
40	.00109	.00172	.00062	.0273	.0404	.01615	.0545	.1160	.03345	.1075	.045	.0715	.1500	.781	.112	.246	.804	.176
60	.00102	.00162	.00058	.0256	.0445	.01504	.0510	.0995	.0314	.1005	.303	.0647	.1470	.610	.1005	.230	.791	.1605
80	.00097	.00152	.00055	.02405	.0414	.01410	.04785	.0900	.02875	.094	.225	.05935	.1375	.432	.0911	.2155	.695	.1475
100	.00092	.00144	.00052	.02270	.03865	.01327	.0451	.0025	.02690	.0005	.100	.05505	.1290	.325	.0037	.203	.592	.136
120	.00087	---	.00049	.02155	---	.01250	.0427	---	.02545	.0035	---	.05170	.1220	---	.0781	.1915	---	.1265
140	.00083	---	.00047	.02045	---	.01195	.04055	---	.02410	.0795	---	.04900	.1160	---	.0733	.1830	---	.1180
150	.00080	---	.00046	.0200	---	.01165	.03960	---	.02350	.0775	---	.04745	.1135	---	.07120	.1790	---	.1145


 FIG. 3.7 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL NITROGENO ⁵⁰

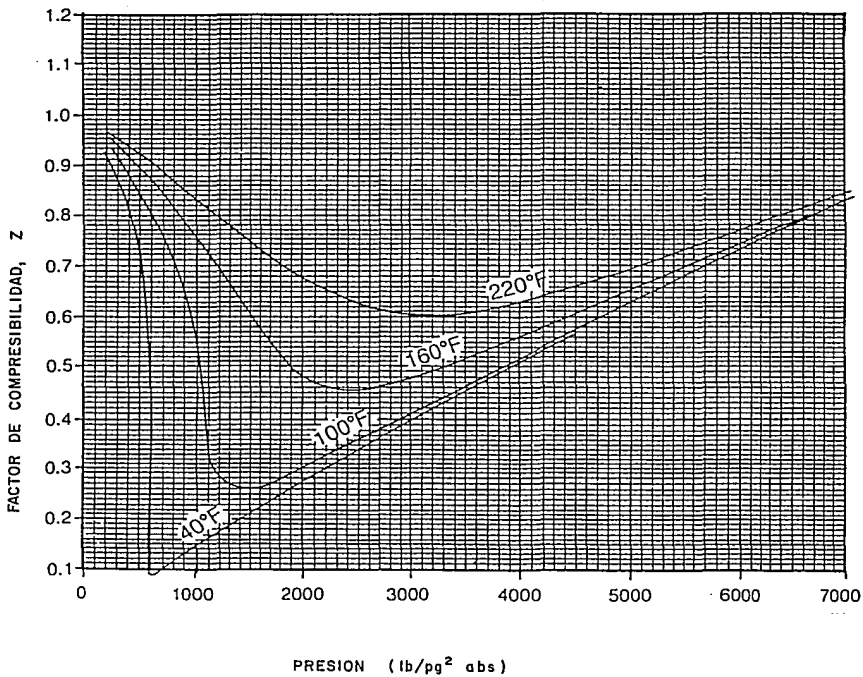


FIG. 3.9 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL BIOXIDO DE CARBONO ⁵⁰

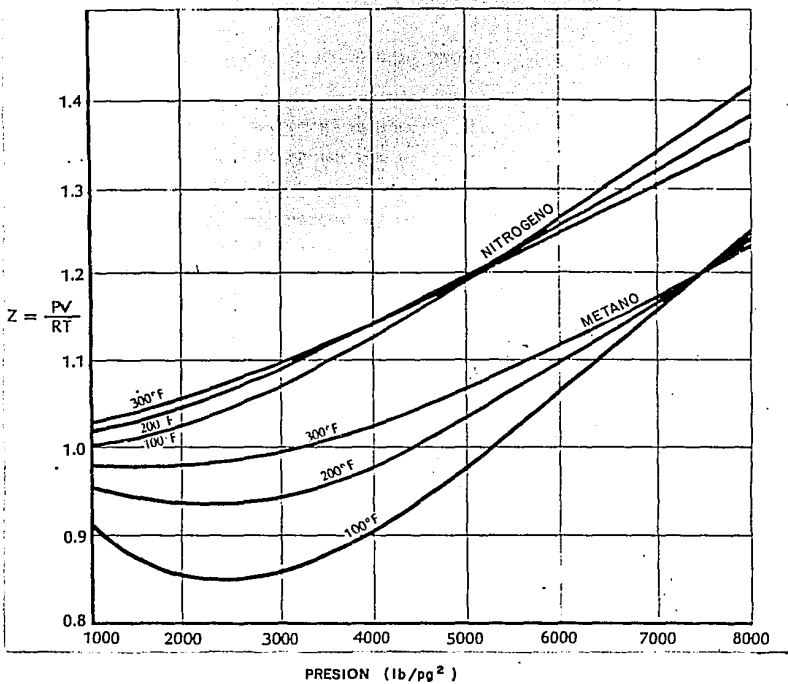


FIG. 3.10 FACTORES DE COMPRESIBILIDAD PARA EL NITROGENO Y METANO⁷¹

combustión, se presentan en la Figura 3.11. La composición promedio del gas de combustión es de 87 % mol de nitrógeno, 12 % mol bióxido de carbono, y 1 % mol de monóxido de carbono, con trazas de óxidos de nitrógeno, oxígeno residual, metano, etano y vapor de agua^{11,13,52,73}, lo que ocasiona que el factor de volumen del gas de combustión se encuentre más cercano a los factores del nitrógeno que del bióxido de carbono.

3.3.3.5 Presión Mínima de Miscibilidad, PMM.

En el proceso de vaporización con gas natural, la presión para alcanzar la miscibilidad, se incrementa si la temperatura aumenta, lo cual se debe a que el gas metano, disminuye su solubilidad en los hidrocarburos a temperaturas altas. Por otro lado, la solubilidad del nitrógeno en los hidrocarburos aumenta para temperaturas mayores a los 87.6 °C (190 °F)³. Los valores de las constantes de equilibrio, K, para el metano son menores que las correspondientes al nitrógeno, por lo que en general se requiere una presión mayor para alcanzar miscibilidad con nitrógeno que con gas natural; por lo tanto, la región de dos fases es mayor para mezclas aceite-nitrógeno que para mezclas aceite-metano. Sin embargo, experimentalmente se ha encontrado que la presión requerida para obtener desplazamiento miscible de aceite con nitrógeno, es igual o ligeramente mayor que la correspondiente al metano⁴.

El nitrógeno al igual que el bióxido de carbono, no es miscible al primer contacto con el aceite, sin embargo, a una presión suficientemente alta, el nitrógeno consigue desarrollar miscibilidad (para este objetivo el bióxido de carbono, presenta la ventaja de que necesita una presión menor respecto al gas natural, nitrógeno y gas de combustión, y vaporiza componentes de peso molecular intermedio siendo capaz de extraer componentes pesados selectivamente, como por ejemplo el $C_{30}H_{62}$)³.

Bastantes autores han colaborado para determinar la presión mínima de miscibilidad, PMM, determinando una serie de correlaciones para varios tipos de gases³. Lo anterior al considerar la importancia de esta presión en el desarrollo de un proceso miscible de recuperación mejorada, que emplea gas como fluido de inyección. **Stalkup**⁵⁰ realizó una comparación de diferentes correlaciones para determinar la presión mínima de miscibilidad del bióxido de carbono (Figura 3.12), por lo que **García y colaboradores**³ mencionan que los datos obtenidos a partir de estas correlaciones se deben de emplear como una primera aproximación, dado el alto grado de incertidumbre que muestran estos datos. Indican, sin embargo que este tipo de correlaciones se pueden utilizar para la selección preliminar de yacimientos candidatos, y como guía en el diseño de pruebas llevadas a cabo en el laboratorio, esto como una alternativa para evitar las limitaciones de las correlaciones y las pruebas laboriosas y costosas de laboratorio; mencionan el empleo de una ecuación de estado para el cálculo del comportamiento de fases durante la simulación del proceso de desplazamiento. La Figura 3.13 presenta

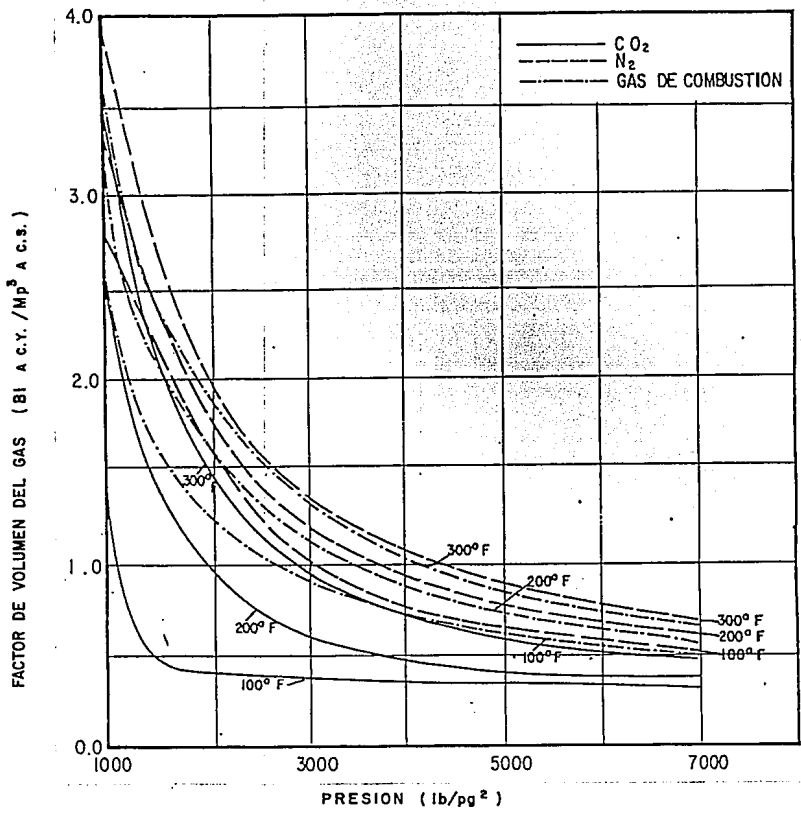


FIG. 3.11 FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS PARA EL NITROGENO, BIOXIDO DE CARBONO Y GAS DE COMBUSTION³

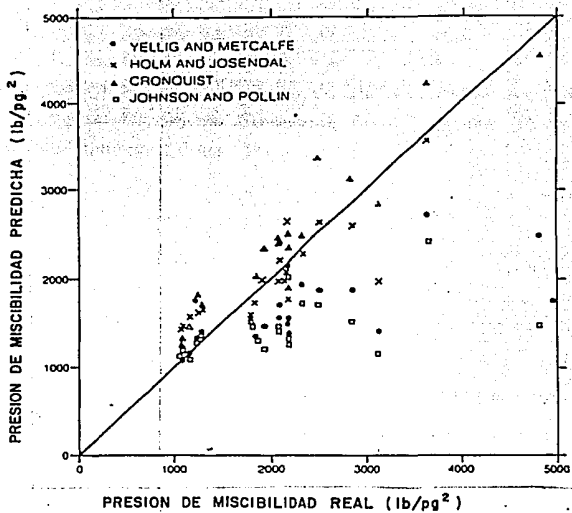


FIG. 3.12 PMM, COMPARACION PARA DIFERENTES CORRELACIONES DEL BIXIDO DE CARBONO ⁵⁰

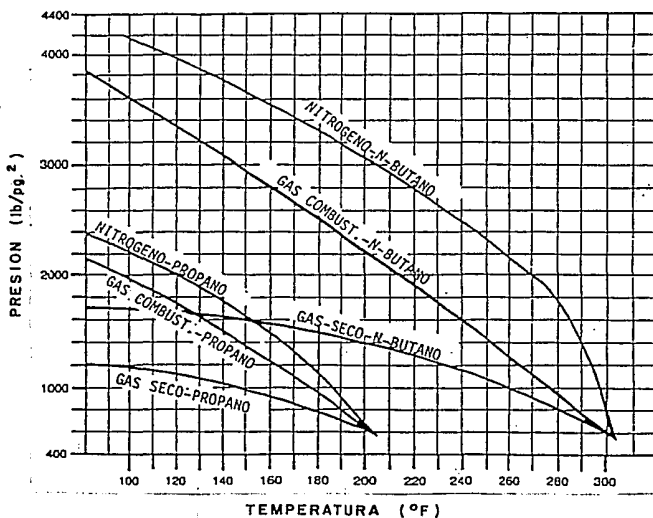


FIG. 3.13 CORRELACION PARA LA PMM PARA EL PROPANO Y BUTANO CON VARIOS GASES ⁵⁰

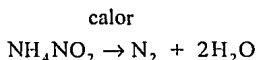
una correlación para determinar la presión mínima de miscibilidad del propano y del butano, con diferentes gases desplazantes. Firoozabadi y Aziz⁷⁴ muestran una correlación para determinar esta presión en el nitrógeno (Figura 3.14).

En las referencias 63 y 71 se presentan correlaciones adicionales para la determinación de algunas propiedades físicas del nitrógeno.

Finalmente, de lo antes expuesto se observa que las propiedades físicas que presenta el nitrógeno son similares a las del gas natural. En la referencia 4 se menciona que la densidad, viscosidad y la solubilidad del nitrógeno en el aceite y en el agua de formación, no difiere en forma sustancial de las correspondientes al metano.

3.4 Fuentes y tecnología actual de la producción del nitrógeno puro.

Existen varios procedimientos para obtener el nitrógeno, unos son propios para el laboratorio y otros son de carácter industrial. Calentando nitrato de amonio en solución acuosa se obtiene nitrógeno puro mediante la reacción química siguiente:



El aire de la atmósfera contiene 78 % de nitrógeno diatómico, 21 % de oxígeno diatómico, y 1 % de otros gases (hidrógeno, helio, neón, argón, vapor de agua, etc.) y es la fuente principal y de mayor importancia para la producción de nitrógeno. Existen dos procesos para extraer nitrógeno puro^{1,70}. Estos son los siguientes:

1. Generación de nitrógeno a partir del procesamiento de los productos de la combustión del gas natural. Mediante este proceso se obtiene un gas que contiene de 84 a 88% de nitrógeno, y 12 % de dióxido de carbono, con niveles reducidos de monóxido de carbono, oxígeno residual, óxidos de nitrógeno, vapor de agua, metano y etano. Este gas se genera a partir del procesamiento de los gases de combustión en un ambiente con temperatura controlada para reducir la formación de gases ácidos. La corrosión es el principal problema que se asocia en este tipo de procesos, debido a la presencia de gases ácidos. El diseño de procesos y métodos empleados para el control de los problemas de corrosión se tratan con detalle en la literatura^{15,75-79}. Bowman y colaboradores⁸⁰ reportan problemas de corrosión serios, que resultaron al inyectar baches de gas de combustión alternados con agua en un yacimiento.

2. Generación del nitrógeno a partir de procesos criogénicos. El nitrógeno puro se puede producir en casi cualquier lugar del planeta mediante la separación criogénica (licuefacción y destilación fraccionada del aire), a un costo económico razonable. Con este método, se obtiene un gas inerte seco, sin oxígeno, no tóxico, no corrosivo y no contaminante, conteniendo 99.999 % de nitrógeno y otros gases inertes (argón, neón y helio).

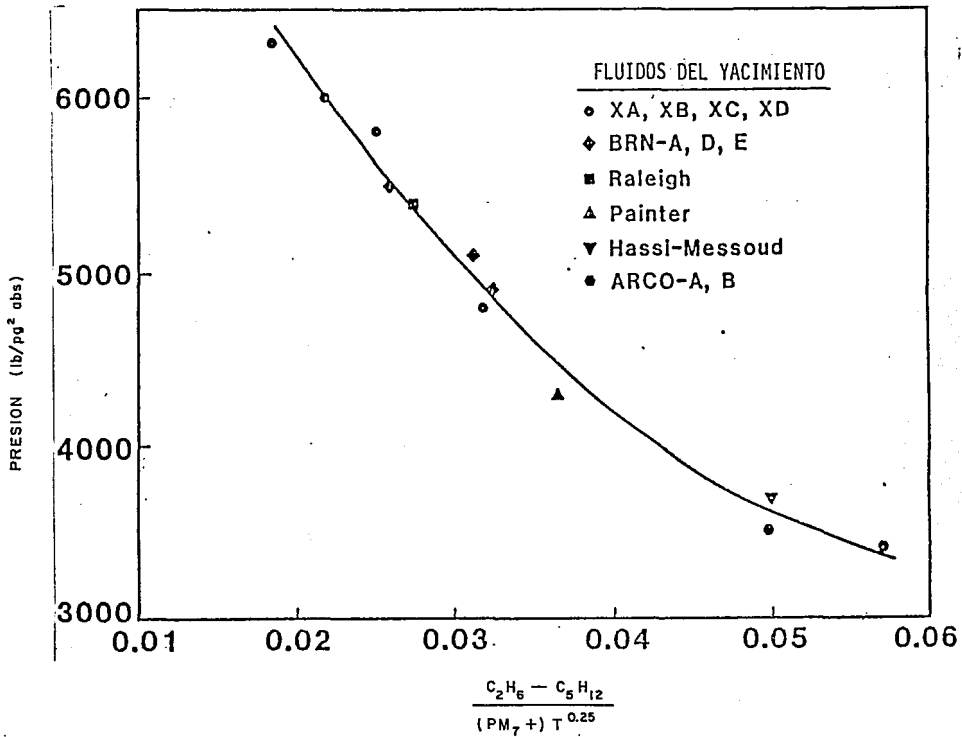


FIG. 314 CORRELACION PARA LA PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD DEL NITROGENO ^{3,74}

3.4.1 Tecnología de la separación criogénica del aire.

En el continente americano, la tecnología de la separación del aire, tiene sus orígenes en 1907, a partir de una pequeña planta importada de Europa¹.

La separación criogénica del aire en sus componentes, ha resultado ser el método más flexible y económico para producir nitrógeno en grandes volúmenes, proporcionando un gas inerte de pureza elevada. Para el nitrógeno obtenido por estos procesos, los fabricantes reportan cantidades remanentes de oxígeno (de 1 a 10 ppm), de 0.1 a 0.2 % de argón y trazas de neón y helio, consideran despreciable el contenido de bióxido de carbono y de agua. Bajo esta composición se considera un nitrógeno 100 % puro⁷⁰.

En los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos que emplean o emplearon nitrógeno, éste se inyecta a los yacimientos en un rango de presiones entre 48.40 y 516.50 kg/cm² (711 y 7591 lb/pg²), tanto para desplazamientos inmiscibles y miscibles, como para mantenimiento de presión.

A nivel mundial existen plantas criogénicas para aplicaciones terrestres y marinas, con capacidad para generar gastos de nitrógeno puro a condiciones de superficie que van desde los 28 a 16,990 Mm³ /D (1 a 600 MMp³ /D)⁸¹.

Los procesos criogénicos para separar el aire en sus componentes principales (nitrógeno y oxígeno), se basan en cinco operaciones fundamentales: compresión del aire, eliminación de contaminantes del aire, cambio de temperatura del aire, destilación criogénica del aire y compresión de los productos¹.

1. Compresión del aire. Las primeras plantas criogénicas requerían aire a una presión de 154.95 a 206.60 kg/cm² abs (150 a 200 atm) y empleaban compresoras del tipo recíprocante. Actualmente las plantas criogénicas modernas usan presiones de ciclo de 6.20 a 7.23 kg/cm² abs (6 a 7 atm) con compresoras de aire del tipo centrífugo o axial. Pike y Young⁸² muestran la aplicación de compresoras en la producción e inyección de nitrógeno en los procesos marinos.

2. Eliminación de contaminantes del aire. El aire de la atmósfera contiene vapor de agua, bióxido de carbono, trazas de hidrocarburos y otros gases, por lo tanto, antes del proceso de destilación estos contaminantes se deben de eliminar de la corriente de aire. Se emplean dos sistemas de eliminación básicos: el primero es un intercambiador de calor en contracorriente, que congela el vapor de agua, el bióxido de carbono y los hidrocarburos presentes; el segundo es un ciclo de purificación, en el cual la corriente de aire se hace pasar a través de una membrana, en donde son adsorbidos los contaminantes que lograron pasar por el intercambiador de calor.

3. Cambio de temperatura del aire. Para este fin se emplea el intercambiador de calor en

contracorriente, éstos tienen la función de enfriar la corriente de aire a temperaturas criogénicas (por debajo de los $-300\text{ }^{\circ}\text{C}$ o $-508\text{ }^{\circ}\text{F}$), la cuál es necesaria para la destilación. Los intercambiadores de calor se construyen con placas de aluminio soldadas y en tamaños modulares.

4. Destilación criogénica del aire. El proceso de separación criogénica del aire, puede requerir de una o dos etapas de destilación. La primer etapa emplea una columna fraccionadora, en donde se produce nitrógeno con una pureza elevada y una corriente rica en oxígeno, la cual es eliminada si sólo se requiere el nitrógeno. Sin embargo, si se requiere oxígeno altamente puro, es necesaria otra etapa en donde la corriente rica en oxígeno se destila en otra columna fraccionadora, obteniendo una corriente de oxígeno puro y una de nitrógeno con pureza baja, descargándose ésta última a la atmósfera o bien enviada a la corriente de nitrógeno que se obtuvo en la etapa primera.

5. Compresión de los productos. La compresión de los gases producidos, cubre un amplio rango de aplicaciones, la industria química, médica y la del acero requieren oxígeno comprimido entre 15.5 y 31.0 kg/cm^2 abs (15 y 30 atm), las aplicaciones para procesos de recuperación mejorada requieren nitrógeno comprimido (con el empleo de compresoras del tipo reciprocante) en una presión que oscila entre 51.65 y 516.5 kg/cm^2 abs (50 y 500 atm).

Para algunas aplicaciones de recuperación mejorada, los procesos criogénicos incluyen filtros y purificadores, colocados después de la compresión de la corriente de aire tomada de la atmósfera, con esto se obtiene una mayor eficiencia en el proceso de destilación, logrando un nitrógeno altamente puro y se minimizan las necesidades de compresión de los productos.

3.4.2 Nitrógeno puro obtenido del aire atmosférico mediante procesos criogénicos en aplicaciones terrestres.

El diagrama principal que muestra las operaciones básicas de un proceso criogénico para un ciclo de una columna y un condensador/vaporizador, para producir nitrógeno puro y emplearse en la recuperación mejorada de hidrocarburos se presenta en la Figura 3.15⁸³. La descripción de este proceso se describe a continuación.

El aire tomado de la atmósfera se comprime (aproximadamente a 10.33 kg/cm^2 abs o 10 atm) y se filtra, enseguida se pasa a un intercambiador de calor con corrientes en contraflujo (RHX, Reversing Heat Exchanger), en donde se enfría (aproximadamente a una temperatura de $-173.3\text{ }^{\circ}\text{C}$ o $-280\text{ }^{\circ}\text{F}$) para eliminar algunos contaminantes (tales como vapor de agua, bióxido de carbono y los hidrocarburos presentes), los cuáles se depositan por congelamiento en su superficie. Posteriormente, la corriente de aire frío (rico en oxígeno y nitrógeno) se pasa a través de una membrana de adsorción de gases (que contiene un gel de silicio, que atrapa y elimina los contaminantes remanentes que lograron pasar a través del intercambiador. El aire sin contaminantes se comprime nuevamente a 10.33 kg/cm^2 abs (10 atm) y se alimenta a la columna de destilación, en donde se separa por el proceso de licuefacción

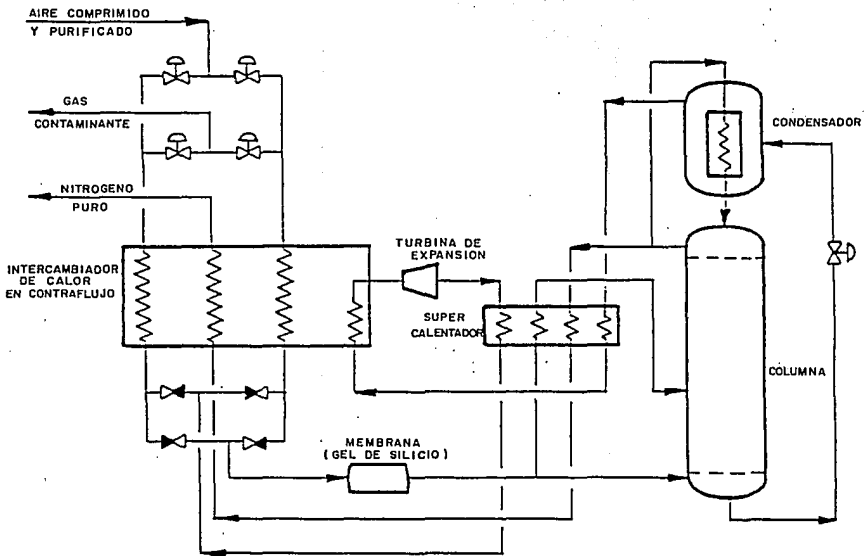


FIG. 3.15 PROCESO CRIOGENICO PARA CICLO EN UNA COLUMNA DE DESTILACION Y UN CONDENSADOR ⁸⁵

(aprovechando el efecto Joule-Thomson por medio del enfriamiento progresivo hasta una temperatura de $-184.4\text{ }^{\circ}\text{C}$ o $-300\text{ }^{\circ}\text{F}$, a la cuál el aire se licúa permitiendo su enfriamiento y purificación) obteniendo como productos un líquido rico en oxígeno y nitrógeno gaseoso, esto en el fondo y parte superior de la columna de destilación, respectivamente. Parte del gas nitrógeno obtenido se extrae e inyecta en la cima del condensador/vaporizador, en donde es condensado y empleado para vaporizar el oxígeno líquido (proceso de recirculación). La corriente de líquido rico en oxígeno, se pasa al interior del condensador/vaporizador, en donde éste es vaporizado (a una temperatura cercana a los $-178.9\text{ }^{\circ}\text{C}$ o $-290.0\text{ }^{\circ}\text{F}$, el punto de ebullición del oxígeno se presenta a los $-182.97\text{ }^{\circ}\text{C}$ o $-297.35\text{ }^{\circ}\text{F}$) por el efecto del nitrógeno condensado recirculado. La corriente gaseosa rica en oxígeno se extrae, se calienta y se expande en una turbina criogénica de expansión, generando refrigeración para la planta, posteriormente esta corriente fría de oxígeno es nuevamente calentada y se pasa al intercambiador de calor y a un juego de válvulas, en donde se emplea para vaporizar y arrastrar los contaminantes antes congelados, para después ser arrojados a la atmósfera. De la parte superior de la columna se extrae la corriente de vapor de nitrógeno puro, se calienta y se pasa al intercambiador de calor y a un juego de válvulas, en donde se emplea para vaporizar y arrastrar los contaminantes antes congelados, para después ser arrojados a la atmósfera. De la parte superior de la columna se extrae la corriente de vapor de nitrógeno puro, se calienta y se pasa al intercambiador de calor, el cual lo lleva a una temperatura ambiente (atmosférica), finalmente se pasa a la succión de las compresoras y se comprime hasta la presión requerida para su inyección a los yacimientos.

Pahade y colaboradores⁸³ presentan tres diagramas básicos de la separación criogénica del aire para producir nitrógeno, mencionan las características principales y el equipo necesario en cada uno de ellos. Estos diagramas corresponden a: ciclo en una columna de destilación y un condensador (Figura 3.15), ciclo en doble columna de destilación y un condensador (Figura 3.16) y ciclo de doble columna de destilación y doble condensador (Figura 3.17). La Tabla 3.5 muestra la comparación de algunas características entre cada una de ellas.

Descripciones adicionales del diseño de los procesos criogénicos han sido presentadas por Clancy y colaboradores¹, Wilson⁷⁰, Rothrock y Crawford⁸⁴, Emmons y colaboradores⁸⁵, Chevny⁸⁶ y Olszewski⁸⁷. Wilson⁸⁸ presenta una discusión detallada referente al riesgo y seguridad potenciales, que se asocian con las instalaciones de separación de aire atmosférico para obtener nitrógeno puro e inyectarlo a los yacimientos.

3.4.3 Nitrógeno puro obtenido del aire atmosférico mediante procesos criogénicos en aplicaciones marinas.

Niparts y colaboradores⁸¹ presentan un artículo en el que mencionan algunos requisitos especiales para aplicar la tecnología de separación del aire a campos marinos, en donde indican que la

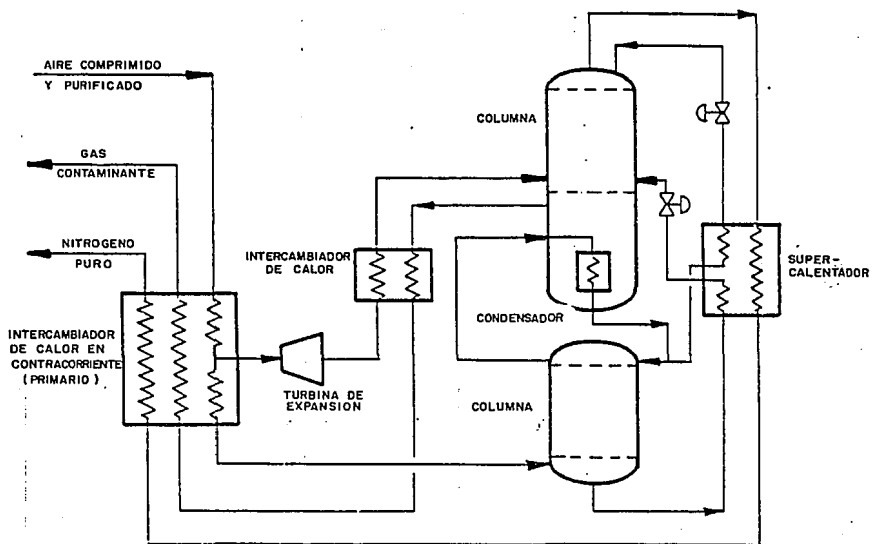


FIG. 3.16 PROCESO CRIOGENICO PARA CICLO EN DOBLE COLUMNA DE DESTILACION Y UN CONDENSADOR.⁸³

TABLA 3.5 COMPARACION DE LOS CICLOS EN LOS PROCESOS CRIOGENICOS⁸³.

CARACTERISTICA	UNIDADES	COLUMNA SIMPLE	COLUMNA DOBLE Y UN CONDENSADOR	COLUMNA Y CONDENSADOR DOBLE
LIMPIEZA DEL AIRE		CANBIADOR DE CALOR	PURIFICADOR PREVIO	PURIFICADOR PREVIO
RECUPERACION DE NITROGENO DE LA CORRIENTE DE AIRE	%	50 - 57	90 - 95	85 - 90
ENERGIA AHORRADA (INCLUYE COMPRESION DE LOS PRODUCTOS A 70 kg/cm ²)	%	BASE	2	8
COSTOS AHORRADOS	%	BASE	10	10
TAMANO DE LA PLANTA		PEQUEHA	GRANDE	GRANDE
CAPACIDAD DE LA PLANTA	MPCD	1 A 25	> 50	> 50
OBSERVACIONES		PROCESO SIMPLE		PROCESO MODULAR (GRANDES PRH)

tecnología actual que se emplea en tierra (etapas del proceso, equipo y componentes básicos) prácticamente se puede aplicar de igual forma en regiones marinas (Figuras 3.15 a 3.18). Sin embargo, mencionan que es necesario tomar en cuenta ciertas consideraciones para adaptar esta técnica al medio ambiente marino. Numerosos estudios realizados durante los últimos diez años, muestran que la producción de grandes volúmenes de nitrógeno a partir de una planta criogénica localizada en una plataforma marina, se puede llevar a cabo con toda seguridad y a un costo razonable, con la tecnología y equipo existente. Mencionan que han trabajado en forma interdisciplinaria con empresas petroleras y constructoras marinas, determinando las características de diseño y el comportamiento de las plataformas, realizando estudios para aplicaciones en el Golfo de México, en el Golfo de Arabia y en el Mar del Norte con capacidades para manejar desde 2,832 a 16,990 Mm^3/D (100 a 600 MMp^3/D) con varias unidades modulares y de 1,416 a 8,495 Mm^3/D (50 a 300 MMp^3/D) para plantas en una sola unidad modular. Como referencia mencionan que una planta que produce 8,495 Mm^3/D (300 MMp^3/D) de nitrógeno criogénico, emplea una potencia instalada superior a los 150,000 caballos de fuerza, necesarios para comprimir la corriente de aire suministrado y el nitrógeno producido (éste último a una presión de 340.2 kg/cm^2 o $5,000 \text{ lb/pg}^2$).

Describen los aspectos especiales que se deben de considerar al diseñar plantas productoras de nitrógeno para aplicaciones en yacimientos marinos, en donde incluyen los procesos, las medidas de seguridad y la mecánica de los componentes en el diseño, mencionan los criterios básicos de diseño en orden de importancia, siendo éstos: la seguridad en general, operabilidad eficiente, peso y espacio mínimo, costo de inversión y costos de operación y mantenimiento. Para la configuración de plantas criogénicas en forma modular, indican que se debe de minimizar el peso del equipo, mantener una distribución de carga adecuada en la plataforma, permitir un acceso adecuado para mantenimiento, contar con salidas de emergencia en cualquier área y minimizar el espacio ocupado por la planta (por ejemplo, una planta criogénica con capacidad para producir 1,416 Mm^3/D o 50 MMp^3/D de nitrógeno ocupa una área aproximada de 3,700 m^2 o 40,000 pies^2 en tierra, ésta puede ser diseñada en módulos para ocupar una área menor a 600 m^2 o 6,500 pies^2).

Descripciones del diseño de los procesos para aplicarse en yacimientos marinos, también se presentan por Jopline y Jopline⁸⁹. Clancy y colaboradores³⁷ listan los criterios de selección para diseños de este tipo de procesos aplicados a campos marinos.

3.4.4 Procesamiento del gas natural con alto contenido de nitrógeno.

Normalmente el gas producido en los pozos, se procesa para eliminar y recuperar los líquidos del gas natural, que consisten de etano e hidrocarburos más pesados, C_2H_6^+ . El gas remanente consiste principalmente de metano y de componentes ligeros como el nitrógeno. Por otra parte, cuando se implanta un proyecto de inyección de nitrógeno en un yacimiento y conforme avanza el tiempo de esta aplicación, el contenido de nitrógeno se incrementa en el gas que se produce de los pozos, lo que

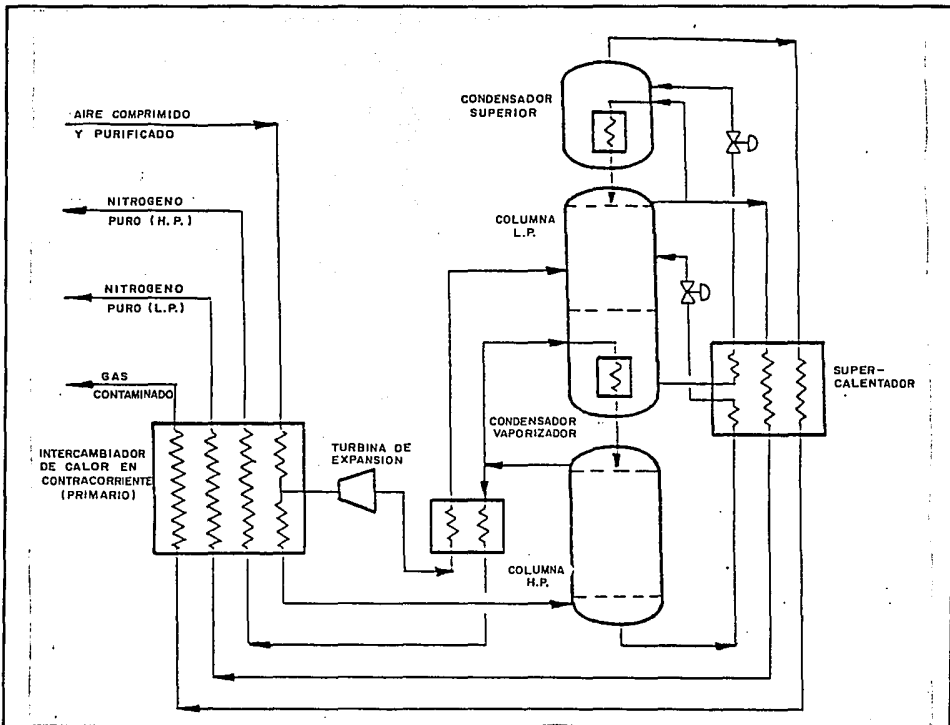


FIG. 3.17 PROCESO CRIOGENICO PARA CICLO DE DOBLE COLUMNA DE DESTILACION Y DOBLE CONDENSADOR⁸⁵

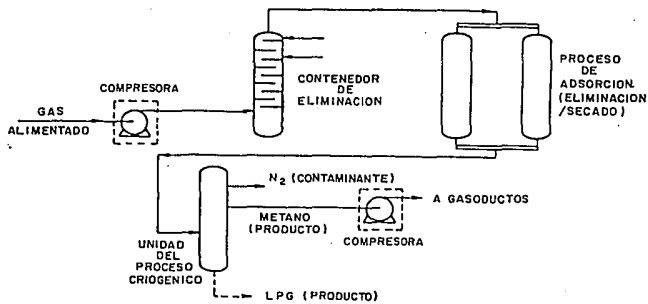


FIG. 3.18 PROCESO DEL TIPO NGL/NRU¹

provoca que el precio de venta de este gas natural contaminado se reduzca en forma sustancial. Por lo tanto, es necesario contar con procesos adecuados para la eliminación del nitrógeno contenido en el gas natural. Actualmente, se cuenta con dichos procesos y el equipo necesario, los cuáles se han empleado y probado satisfactoriamente en distintas localizaciones, ya sea en una sola unidad o en unidades múltiples, con capacidad instalada para manejar volúmenes mayores a los $2,832 \text{ Mm}^3/\text{D}$ ($100 \text{ MMp}^3/\text{D}$) de gas natural contaminado⁹⁰. A los procesos anteriores se les denomina *procesos de recuperación de líquidos del gas natural (NGL, Natural Gas Liquids)*, y de *eliminación de nitrógeno contaminante de la mezcla de gas compuesta por metano-nitrógeno (NRU, Nitrogen Rejection Unit)*.

Las funciones básicas de un proceso del tipo NGL/NRU son¹ :

1. Recuperación en forma de líquidos de los hidrocarburos de la corriente de gas (C_2H_6^+).
2. Eliminación de nitrógeno de la corriente de gas natural (el contenido de nitrógeno en el gas varía de 5 a 90 %). El nitrógeno recuperado se desecha a la atmósfera, o bien, se comprime a presión alta para su recirculación a los yacimientos (en un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos).

La Figura 3.18 muestra el esquema de un proceso del tipo NGL/NRU, que consiste principalmente de las unidades básicas siguientes² :

1. Pre-tratamiento. Debido a que estas plantas operan a temperaturas criogénicas (por debajo de los $-150 \text{ }^\circ\text{C}$ o $-238 \text{ }^\circ\text{F}$), es necesario eliminar parcial o totalmente algunos contaminantes de la corriente de alimentación. Por ejemplo, el vapor de agua se debe eliminar totalmente para prevenir la formación de hidratos, el bióxido de carbono se debe de encontrar en cantidades no mayores a 10,000 ppm, esto para evitar la formación de sólidos de este compuesto en las partes frías de la planta, el ácido sulfhídrico no debe de encontrarse en concentraciones mayores a 1,000 ppm, el mercurio debe de ser eliminado totalmente y el oxígeno, es tolerable hasta concentraciones no mayores al 0.5 % de la mezcla, a mayor cantidad de éste ultimo existe riesgo de formación de mezclas explosivas⁹¹.

2. Eliminación de los líquidos hidrocarburos del gas natural. Consiste esencialmente en enfriar (a bajas temperaturas) la corriente de gas natural mezclada con nitrógeno hasta la condensación del etano y componentes más pesados.

3. Separación criogénica. Es la unidad fundamental del proceso. Una vez que se condensaron el etano y más pesados, a la corriente remanente se le somete a un proceso de enfriamiento hasta alcanzar la temperatura de licuefacción de la mezcla (por debajo de los $-170 \text{ }^\circ\text{C}$ o $-274 \text{ }^\circ\text{F}$, el punto de ebullición del metano se presenta a una temperatura de $-164 \text{ }^\circ\text{C}$ o $-263.2 \text{ }^\circ\text{F}$), retirando el líquido de la torre y obteniendo gas metano, en una columna fraccionadora para enviarlo a compresión y a gasoductos. El gas nitrógeno puro, se acumula en la cima de la torre de separación, de donde se extrae.

En el mercado internacional existen plantas del tipo NGL/NRU que manejan capacidades que van desde los $141.6 \text{ Mm}^3/\text{D}$ o $5 \text{ MMp}^3/\text{D}$ (plantas pequeñas), a los $849.5 \text{ Mm}^3/\text{D}$ o $30 \text{ MMp}^3/\text{D}$ (plantas medianas), y de capacidades mayores a los $849.5 \text{ Mm}^3/\text{D}$ ($30 \text{ MMp}^3/\text{D}$) hasta los $2,831.7 \text{ Mm}^3/\text{D}$ ($100 \text{ MMp}^3/\text{D}$) para plantas grandes.

En la literatura técnica Clancy y colaboradores¹, Emmons y colaboradores⁸⁵, Wuensch⁹², Price y colaboradores⁹³, Alvarez y colaboradores⁹⁴, Looney y colaboradores⁹⁵ y Duckett y colaboradores⁹⁶, presentan detalles del diseño de una planta para extraer el nitrógeno que se encuentra mezclado con el gas producido en los pozos. Dos artículos de Philcox y colaboradores⁹⁷ y de Saunders y colaboradores⁹¹ muestran dos tipos de procesos NGL/NRU (para ciclo en una columna y ciclo de dos columnas de destilación), describiendo completamente el diseño mecánico y presentando una comparación de las características principales de ambos procesos, así como ejemplos de aplicación.

3.5 Gas nitrógeno como fluido de inyección en la Recuperación Mejorada de aceite y gas.

En yacimientos petroleros, el nitrógeno se puede emplear como fluido de inyección desde los procesos simples como el mantenimiento de presión y para desplazar baches miscibles de bióxido de carbono y de propano, hasta los procesos de desplazamiento miscibles con técnicas más complejas (por ejemplo, procesos miscibles del tipo químico).

A continuación se presentan las aplicaciones potenciales principales del nitrógeno, como gas de inyección en la recuperación mejorada de aceite y gas natural¹.

3.5.1 Mantenimiento de presión-Desplazamiento inmisible y mejoramiento en la segregación gravitacional.

La inyección de gas natural es el método más simple y más conocido, siendo probablemente uno de los procesos inicialmente sugeridos para mejorar la recuperación del aceite y gas natural. Su propósito inicial fue el de incrementar la productividad por lo que debió ser clasificado como de mantenimiento de presión. No obstante, en aplicaciones recientes se pretende incrementar la recuperación final de petróleo, clasificándolo también como técnica de recuperación secundaria⁹⁸.

Por varios años, el gas natural separado del aceite crudo producido en la superficie, se ha utilizado con bastante éxito como fluido de inyección dentro de los yacimientos, por lo que este gas inyectado no solamente aumentaba la energía del yacimiento, sino que también actuaba como fluido desplazante del aceite hacia los pozos productores. Cuando el gas natural era muy abundante y de bajo precio, volúmenes adicionales de éste, se obtenían de los campos gasíferos y/o del gas residual de las plantas de procesamiento, y era empleado para el mismo propósito, con la finalidad de incrementar los gastos de producción. Debido al incremento del precio del gas natural en los últimos años y a la falta de suministro, actualmente se limita en forma muy estricta la cantidad de gas que se puede inyectar a los

yacimientos para mantenimiento de presión. Una alternativa para sustituir al gas natural como fluido de inyección es el uso del nitrógeno, el cuál es muy abundante y rentable, esto debido a que *su costo es cerca de un cuarto a un medio respecto al precio del gas natural*. El proceso de mantenimiento de presión incluye:

1. Desplazamiento inmisible. En este caso se busca que mediante un proceso inmisible entre el fluido desplazante (nitrógeno) y el desplazado (aceite), se modifique la relación de movilidades a un desplazamiento favorable, es decir:

$$M = \frac{(\lambda_{\text{FLUIDO DESPLAZANTE}})}{(\lambda_{\text{FLUIDO DESPLAZADO}})} = \frac{(k_{rg} / \mu_g)}{(k_{ro} / \mu_o)} \text{ Para } M < 1 \quad (3.1)$$

La composición del aceite crudo, presión y temperatura son factores determinantes para el éxito de este proceso, por ejemplo, si la presión de desplazamiento es menor de 272 kg/cm² abs (4000 lb/pg² abs), el nitrógeno, es inmisible con el aceite del yacimiento aún cuando la densidad relativa del aceite, γ_o , sea mayor de 50 °API (0.7796 o menor)⁹⁹.

2. Mejoramiento en el mecanismo de segregación gravitacional. La segregación gravitacional presenta excelentes posibilidades como mecanismo de producción. Los factores principales necesarios para que se presente este proceso son un alto espesor de la formación productora y una alta permeabilidad vertical (k_v mayor a los 200 md) en donde la inyección de gas puede redituar altos porcentajes de recuperación de aceite; por el contrario, si el yacimiento es poco permeable en dirección vertical y de poco espesor, se presentará un desplazamiento vertical similar al de inyección de agua⁹⁸. La segregación gravitacional actúa como resultado de la diferencia de densidades de los fluidos del yacimiento. El mecanismo de segregación gravitacional puede actuar activa y muy eficientemente en la recuperación de aceite, bajo condiciones propicias de operación de este empuje, una parte importante del gas móvil que se ha liberado del aceite fluirá a la parte superior de la estructura, en lugar de ser desplazado hacia los pozos productores por el gradiente de presión en la dirección horizontal causado por la producción. Esta migración del gas hacia la parte superior de la formación productora contribuirá a conservar la energía del yacimiento dado que el gas formará un casquete de gas secundario¹⁰⁰. Dentro de las características que presentan los yacimientos en los cuales opera en forma importante el mecanismo de segregación gravitacional se encuentran: grandes espesores o alto relieve estructural, alta permeabilidad (primaria o secundaria), aceites de viscosidad baja e intermedia, gradientes gravitacionales mayores que los gradientes de presión horizontales causados por la producción y baja relación gas-aceite, RGA, en los pozos terminados en la parte estructuralmente más baja de la formación. Sin embargo, para que la segregación gravitacional actué como mecanismo de producción en un yacimiento, es necesario que se cumplan una o más de las tres primeras características mencionadas

anteriormente (grandes espesores o alto relieve estructural, alta permeabilidad y/o aceites de viscosidad baja e intermedia).

A presiones por debajo de la presión de miscibilidad se esperan algunos fenómenos benéficos de un desplazamiento parcialmente miscible originados por la inyección de nitrógeno; estos son la vaporización y extracción de los hidrocarburos ligeros e intermedios (de la fase líquida a la fase vapor), y para aceites del tipo negro y tipo volátil, el efecto de una disminución del factor de volumen del aceite, B_o , y de la relación de solubilidad, R_{sl} , y un incremento en la densidad y la viscosidad del aceite (ρ_o y μ_o respectivamente) a una temperatura y presión dadas. Para yacimientos de gas y condensado se presenta un incremento en la presión de rocío, provocando la condensación del líquido retrógrado y conforme la concentración de nitrógeno aumenta se produce una vaporización de este líquido retrógrado^{24,59}.

Slack y Ehlich¹⁰¹, realizaron un estudio experimental sobre desplazamiento inmisible de aceite, mediante la inyección simultánea de nitrógeno y agua. Los resultados que obtuvieron mostraron una reducción de la saturación de aceite residual por arriba del 18 %.

3.5.2 Gas de empuje para desplazamiento de baches miscibles de bióxido de carbono y gas licuado del petróleo (LPG, rico en hidrocarburos intermedios).

La recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de bióxido de carbono, y gases licuados del petróleo, LPG, son técnicas que ya han sido probadas. Los problemas a enfrentar son los suministros limitados y el incremento en el costo de éstos compuestos^{102,103}. Un bache formado por una mezcla de anhídrido carbónico y gas licuado del petróleo, o bien la inyección de agua y bióxido de carbono (H_2O / CO_2), utilizado desde el inicio al final de un proyecto de inyección, reduciría en forma sustancial los volúmenes de estos compuestos (respecto a si éstos fueran empleados en forma de baches individuales) y en consecuencia, bajaría el costo de inversión en el proceso².

Como una alternativa, recibe atención especial el uso del nitrógeno, como un fluido para desplazar los baches de bióxido de carbono, de gas propano y de gas licuado del petróleo^{26,102,103}. Lo anterior, debido a que el nitrógeno, respecto al anhídrido carbónico, es aproximadamente tres veces menos compresible a condiciones de yacimiento y tiene un costo menor (del orden del 15 %).

El nitrógeno, se considera como un excelente fluido de empuje para los baches de bióxido de carbono, y especialmente si el primero se inyecta en forma alternada con agua^{1,101}. Sin embargo, en función de la disponibilidad del gas de inyección, es mejor y más económico inyectar agua y bióxido de carbono (H_2O / CO_2).

En yacimientos a presión baja o con aceites de densidad γ_o , menores a 30 °API (mayores a 0.8762), existe la posibilidad de alcanzar un desplazamiento miscible cuando se desplazan baches con

gas nitrógeno, que pueden ser baches de bióxido de carbono (o baches de H_2O/CO_2), gas natural enriquecido (C_2H_6 a C_6H_{14}) o gas licuado del petróleo⁹⁹.

3.5.3 Recirculación o inyección cíclica del gas natural producido en yacimientos de gas y condensado.

El gas natural se ha empleado para mantenimiento de presión en yacimientos de gas y condensado, los cuáles exhiben pérdida de líquidos (condensados del gas) mediante el fenómeno de la condensación retrógrada, que se presenta al reducir la presión del yacimiento¹⁰⁴.

La escasez y el incremento en los precios del gas natural, lo hacen no redituable económicamente, como fluido de inyección en yacimientos de gas y condensado con el objetivo de mantenimiento de presión.

Así como el nitrógeno puede reemplazar al gas natural en el mantenimiento de presión para yacimientos de aceite y gas y volátiles (Sección 3.5.1 de este Capítulo); éste también es un sustituto muy efectivo en lugar del gas natural, que permite su inyección o recirculación en los yacimientos de gas y condensado, manteniendo la presión y evitando que los condensados se depositen alrededor de los pozos productores²⁷.

Moses y Wilson²¹ en 1981, realizaron estudios de laboratorio para evaluar la eficiencia del nitrógeno, como fluido de inyección para mantenimiento de presión, como agente desplazante de condensados y para vaporizar éstos en un yacimiento de gas y condensado del tipo retrógrado. Basados en los resultados, concluyeron que aunque las pruebas de equilibrio estático demostraron una pérdida sustancial de líquido retrógrado cuando el nitrógeno se mezcló con los fluidos del yacimiento; los experimentos de desplazamiento en núcleos empacados mostraron pérdidas insignificantes. Mencionaron que para todos los propósitos prácticos, tanto el nitrógeno como el gas natural son muy eficientes como agentes desplazantes de condensados y para vaporizar éstos en este tipo de yacimientos. Si este es el caso, entonces sólo el factor económico determina cuál es el gas a inyectar.

Donahue y Buchanan²⁷ en 1981, recomiendan que los yacimientos de gas y condensado con contenido de líquidos de 100 bl/Mp^3 ($561.50 \text{ m}^3/\text{Mm}^3$) o mayores, se deben evaluar para determinar si el mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno es atractivo desde el punto de vista económico.

3.5.4 Producción del gas natural de un casquete gaseoso.

Normalmente, en la explotación de los yacimientos que presentan una capa de gas asociada al aceite, se emplean técnicas adecuadas para recuperar sólo el aceite y el gas disuelto en él, limitando o eliminando la producción de gas del casquete, hasta que el gasto de aceite, q_o , presente un límite

económico. Luego, cuando el suministro de gas natural (oferta) es menor que la demanda; y el precio de éste es atractivo, entonces dicho gas del casquete se pone a producción.

La inyección de nitrógeno dentro de una capa de gas, es un medio efectivo para mantenimiento de presión del yacimiento y desplazar o empujar al gas natural, permitiendo que éste se explote y comercialize.

Los factores económicos, tales como los precios del gas natural y del nitrógeno, así como el costo del proceso de eliminación de éste último a partir del gas producido de los pozos, determinan si es rentable como fluido de inyección..

El procesamiento del gas natural con alto contenido de nitrógeno y la necesidad de separar este último antes de usar el gas natural, se trata en la Sección 3.4.4 del presente Capítulo. Es importante tomar en cuenta el costo del procesamiento del gas producido después de la surgencia del nitrógeno en los pozos productores. En la referencia 27 se presenta una excelente discusión sobre los procesos de eliminación del nitrógeno. Los costos por este concepto también se reducen notablemente al aumentar la cantidad de las instalaciones con este fin. En algunos casos es conveniente reinyectar el gas producido en el mismo yacimiento o en otros vecinos.

Calvin y Vogel²³ en 1979, presentaron un estudio en donde evalúan la inyección de nitrógeno para acelerar el agotamiento e incrementar las reservas de la capa de gas en un yacimiento que manifiesta una zona de aceite y un acuífero de fondo activo. Inyectaron nitrógeno altamente puro en la cima de la estructura geológica a un gasto de inyección de 12 MMp³ /D (339.90 Mm³ /D). Las predicciones mostraron un incremento importante en las reservas de gas (como mínimo 15 MMp³ = 425 Mm³); mencionaron que este estudio podría ser un caso histórico en cuanto técnicas de agotamiento empleadas en ingeniería petrolera, y que debido a los altos precios del gas natural hacen que este proceso resulte económicamente atractivo.

3.5.5 Desplazamiento miscible.

Los precios crecientes y la oferta limitada del gas natural y del bióxido de carbono, los hacen no atractivos para emplearse como fluidos de inyección dentro de los yacimientos para procesos de desplazamiento miscibles. Sin embargo, para el bióxido de carbono, lo anterior no se da en todos los casos, ya que a la fecha existen proyectos de inyección en los que se emplea CO₂ / H₂O.

El nitrógeno obtenido a partir del aire atmosférico, ofrece un suministro confiable y de menor costo que el bióxido de carbono y que el gas natural. El nitrógeno puede desarrollar miscibilidad con los fluidos del yacimiento, a través de un proceso de transferencia de masa a condiciones de presión y temperatura del yacimiento (p_y y T_y respectivamente)². Debido a que en forma general la presión mínima de miscibilidad del nitrógeno con los fluidos del yacimiento es demasiado elevada (mayor a las 5000 lb/pg²), se limita la aplicación de este gas en procesos de recuperación mejorada del tipo miscible.

Existen una gran variedad de yacimientos que son considerados candidatos para la inyección de gas nitrógeno, con la finalidad de crear un proceso de empuje del tipo miscible. Un yacimiento con probabilidades debe de cumplir al menos con los siguientes requisitos^{17,28,105}:

1. Debe tener profundidad suficiente (mayor a los 10,000 pies, 3048 m) para que la formación productora soporte la alta presión (mayor a $5,000 \text{ lb/pg}^2 = 340 \text{ kg/cm}^2$), necesaria para desarrollar miscibilidad entre nitrógeno y los fluidos del yacimiento.

2. El aceite debe ser lo suficientemente rico en hidrocarburos ligeros e intermedios (CH_4 a C_6H_{14}), y tener densidades iguales o mayores a 35°API (0.8498), requeridas para que se lleve a cabo el primer contacto miscible. En procesos miscibles de primer contacto no se requiere transferencia de hidrocarburos ligeros del aceite al nitrógeno.

3. Debe de tener una relación baja de la permeabilidad vertical a la horizontal, k_v / k_h , y en algunos casos tener un ángulo de inclinación o buzamiento.

Smith⁹⁹, menciona que el nitrógeno se puede inyectar mezclado con bióxido de carbono, ácido sulfhídrico (existiendo un alto riesgo) o con hidrocarburos intermedios (C_2H_6 a C_6H_{14}), con la finalidad de bajar la presión de miscibilidad mínima, PMM.

3.5.6 Producción del aceite entrampado en estructuras superiores a las zonas disparadas en los pozos.

Un yacimiento de hidrocarburos que presenta las siguientes características, ángulo de buzamiento, empuje activo de un acuífero de fondo y pozos productores de aceite distribuidos en forma aislada, es muy probable que cuente con aceite residual (aceite crudo entrampado) en la estructura superior a las zonas disparadas de dichos pozos.

La perforación de pozos adicionales con el fin de tratar de extraer éste aceite residual, representa una fuerte inversión de alto riesgo. Sin embargo, es posible recuperar parte de este aceite entrampado, aprovechando el mecanismo de desplazamiento gravitacional (fuerzas gravitacionales en la que los fluidos tienden a acomodarse en base a sus densidades), originado por la inclinación del yacimiento y por la inyección de gas natural en pozos localizados en la culminación de la estructura productora, permitiendo que el líquido baje hacia los pozos productores (ver Sección 3.5.1)¹⁰⁶.

El nitrógeno puede sustituir al gas natural, el cual como se ha venido mencionando es escaso y costoso¹⁰⁷, permitiendo su uso para otros propósitos.

3.6 Abastecimiento y disponibilidad del nitrógeno criogénico en México.

El suministro de nitrógeno (fuente de producción apropiada) para emplearse como fluido de inyección en un proceso de recuperación mejorada, aplicado a algunos yacimientos de la República Mexicana, se puede obtener a partir de las siguientes fuentes:

1. Compra y operación de las plantas criogénicas y del tipo NGL/NRU por parte de Petróleos Mexicanos.
2. Arrendamiento y operación de las plantas por parte de Petróleos Mexicanos, y
3. Contratación del servicio de abastecimiento de este gas inerte por medio de una empresa particular³.

La selección de una de las tres, es función directa de un análisis económico, que involucre el costo real del nitrógeno, el cual debe contemplar los siguientes aspectos: tipo de energía disponible (gas natural o electricidad), inversión inicial (costo de las plantas y del equipo necesario), duración del proyecto, localización de la aplicación, costo por millar de pies cúbicos de nitrógeno generado y en su caso, condiciones del contrato para el abastecimiento del gas por parte de las empresas de servicio.

García y colaboradores³, investigaron la factibilidad y cotizaciones de la prestación del servicio de suministro del nitrógeno, por una empresa trasnacional y dos empresas particulares nacionales. La Tabla 3.6 presenta la información proporcionada por la empresa Niject Services Company, relacionada al costo del equipo para generar y comprimir el nitrógeno. El costo y el consumo de energía de una planta diseñada para suministrar nitrógeno a una presión de 562 kg/cm² abs (8,000 lb/pg² abs) es mayor en un 5 a 10 % respecto a los costos correspondientes a 5,000 lb/pg² abs (352 kg/cm² abs). Cabe mencionar que el costo del nitrógeno obtenido por procesos criogénicos ha disminuido al menos en un 30 % (según información proporcionada por la empresa), respecto a los 3 años anteriores, encontrándose a julio de 1990 los precios de este gas en un rango que varía de 0.20 dólares por cada mil pies cúbicos para plantas grandes (capacidades de 50 MMp³/D), a 0.50 dólares por cada mil pies cúbicos para capacidades menores (3 MMp³/D), a presiones de inyección de 140.6 kg/cm² abs (2,000 lb/pg² abs) y a un tiempo de suministro de 15 años; el costo de la energía requerida no se incluye en los precios anteriores siendo función de la localización de la planta.

La empresa Nitropet, S.A. (representante en México de Niject Services Company), aportó información idéntica a la que en forma directa se había obtenido por esta misma empresa internacional. La empresa CRYOINFRA, S.A. de C.V. proporcionó información sobre el costo de las plantas criogénicas in-situ (Tabla 3.7), observando que dichos costos son similares a los proporcionados por la empresa Niject. *Es necesario mencionar que estas dos últimas empresas (Nitropet, S.A. y CRYOINFRA, S.A. de C.V.) indicaron su incapacidad para responsabilizarse del suministro del gas nitrógeno en México.* Es decir, sólo puede proporcionar el servicio la empresa internacional Niject.

3.7 Factores que afectan el costo de la producción de nitrógeno.

En los artículos de **Wilson**⁷⁰ y de **Donahue y Buckanan**²⁷, se presenta una comparación desde el punto de vista económico de fuentes de producción de nitrógeno.

Garaicochea y colaboradores⁴, mencionan que los factores que en mayor grado afectan la

TABLA 3.6 COSTO DEL EQUIPO PARA GENERAR Y COMPRIMIR NITROGENO A UNA PRESION DE INYECCION DE 5000 lb/pg² abs a C.S. (NIJECT SERVICES COMPANY)³.

CAPACIDAD DE PRODUCCION A C.S.		ENERGIA EMPLEADA	CANTIDAD DE ENERGIA REQUERIDA	COSTO ESTIMADO *
(Mm ³ /D)	(MMPCD)			(MM DOLARES)
1415.9	50	GAS NATURAL	225 (MMBTU/HR)	36
1415.9	50	ENERGIA ELECTRICA	26 (MW)	25
2831.7	100	GAS NATURAL	510 (MMBTU/HR)	65
2831.7	100	ENERGIA ELECTRICA	52 (MW)	47

* COSTO ESTIMADO PARA 1991 Y CON LA PLANTA CRIOGENICA CERCANA AL GOLFO DE MEXICO (EN E.U.A.).

TABLA 3.7 COSTO DEL EQUIPO PARA GENERAR Y COMPRIMIR NITROGENO (CRYOINFRA S.A. DE C.U.)³.

CAPACIDAD DE PRODUCCION A C.S.			PRESION DE COMPRESION A C.S.	CANTIDAD DE ENERGIA REQUERIDA	COSTO ESTIMADO
(TON/D)	(Mm ³ /D)	(MMPCD)	(lb/pg ² ABS)	(Kw)	(MM DOLARES)
1650	1288.4	45.5	5000	21000	27
1650	1288.4	45.5	8000	22500	28
165	1288.4	45.5	5000	2450	6.1
165	1288.4	45.5	8000	2600	6.5

economía de un proyecto de recuperación mejorada de hidrocarburos, en el que se emplea nitrógeno como agente de inyección, son la recuperación adicional que proporciona la inyección y el precio de los hidrocarburos. Los parámetros económicos que afectan el costo de la fuente de producción criogénica del nitrógeno son^{1,3,4,27,31,70}:

1. Costo de la energía necesaria para producir y comprimir el gas nitrógeno. En función del tipo de energía disponible, las compresoras se pueden operar con motores eléctricos, turbinas de gas o motores de combustión interna. A este rubro le corresponde la mayor inversión del costo total³. Es necesario mencionar, que los costos por energía son menores con nitrógeno que cuando se emplean gases de combustión (debido al alto contenido de bióxido de carbono en estos gases, lo hacen más soluble y compresible en los fluidos de la formación, por lo que para desplazar un metro cúbico de aceite a condiciones de yacimiento con estos gases, es necesaria una energía mayor a la requerida para el nitrógeno).

2. Costo de la planta criogénica. El tamaño de la planta tiene un efecto considerable en el tipo y costo del equipo necesario, correspondiendo al segundo lugar en importancia respecto al costo total.

3. Costo del equipo de compresión. Está en función del tamaño de la planta, es decir, a mayor capacidad de producción de nitrógeno se requiere mayor corriente de alimentación de aire, y en consecuencia mayor cantidad de equipo de compresión. Prácticamente le corresponde el tercer lugar en importancia respecto al costo total.

Los tres parámetros económicos anteriores son los principales rubros que afectan el costo de la fuente de producción de nitrógeno³. Otros factores importantes son:

1. Duración del proyecto de inversión.

2. Localización de la planta criogénica. Involucra los costos por instalación, operación y mantenimiento, pagos de personal y equipo de protección por variaciones del clima. Debido a la naturaleza no corrosiva del nitrógeno puro, las inversiones en equipo superficial y los costos de operación y mantenimiento muestran una reducción importante³¹.

3. Costo por millón de pie cúbico de nitrógeno producido. Este se reduce significativamente al aumentar el tamaño de la planta generadora⁷⁰.

4. En función de la presión, cantidad y localización de la planta, *el nitrógeno puede tener un costo que varía entre un cuarto y un medio del precio del gas natural*¹.

5. Tiempo de inicio de la inyección, mientras más pronto se realice un proceso de recuperación mejorada, éste será más eficiente desde un punto de vista de incremento en la recuperación¹⁰⁸.

Es necesario tomar en cuenta el costo del procesamiento del gas producido después de la surgencia

del nitrógeno en los pozos productores. Para un proceso tipo NGL/NRU, los costos de producción de nitrógeno están afectados por la composición del gas de alimentación, siendo este parámetro el más importante, siguiendo el costo de la energía necesaria, el costo de la planta NGL/NRU, el costo del equipo de compresión y el tamaño y localización de la planta. Los costos se reducen sustancialmente al incrementar la cantidad de las instalaciones utilizadas para los procesos de este tipo. En ciertos casos, resulta económicamente más atractivo recircular el gas producido (contaminado con nitrógeno) de los pozos en el mismo yacimiento o en otros vecinos⁴.

Resumiendo lo expuesto en el presente Capítulo, se establece que el nitrógeno presenta las ventajas siguientes:

1. Se encuentra disponible en cualquier lugar del planeta, y es técnica y económicamente factible de obtenerse prácticamente puro a partir de la separación criogénica del aire y del gas natural contaminado.

2. No es tóxico, no es corrosivo, es seco y es inerte, por lo que no reacciona fácilmente con compuestos y otros elementos químicos, ni provoca productos de reacción.

3. Presenta propiedades físicas favorables (densidad, compresibilidad y solubilidad).

4. Presenta al menos seis aplicaciones potenciales como fluido de inyección en la recuperación mejorada de aceite y gas natural.

5. Su empleo es aceptable desde un punto de vista ambiental (es de gran limpieza), ya que cuando se produce y libera a la atmósfera no contribuye al *efecto invernadero*.

CAPITULO IV

DESCRIPCION DEL COMPLEJO CANTARELL

4.1 Introducción.

Las cuencas y plataformas de edad Jurásico-Tardío y Cretácico se desarrollaron sobre un sistema de fosas y pilares tectónicos, producto de la separación entre América del Norte y África; este fallamiento se produjo durante el período Triásico en la época Tardía y dió origen al depósito de las capas continentales de las formaciones Huizachal y Todos Santos. Al incrementarse la separación de los continentes, las primeras transgresiones marinas en las fosas tectónicas preexistentes (período Jurásico en la época Media), dieron lugar al depósito de potentes secciones evaporíticas y de sal del sureste del País y del Golfo de México¹⁰⁹.

El área de la Sonda de Campeche, se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, en el sureste de la República Mexicana, quedando comprendida entre las coordenadas geográficas 91° 40' - 93° 00' de longitud oeste y 18° 30' - 20° 00' de latitud norte¹¹⁰, debido a la potencialidad de los yacimientos de hidrocarburos descubiertos, es el área de interés petrolero más importante del País. Fisiográficamente forma parte de la Plataforma Continental y se localiza hacia la porción occidental de la Península de Yucatán y frente a los estados de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 80 km de la costa, en una franja que comprende las isobatas 20 a 200 m (65.6 a 656 pies) de profundidad, con una superficie aproximada de 15,000 km². Geológicamente, queda incluida en la provincia Marina de Coatzacoalcos y se ubica al occidente de la Plataforma Cretácica de Yucatán teniendo rasgos estructurales, parecidos a la de Chiapas-Tabasco. La Figura 4.1 presenta un plano que indica la localización de la Sonda de Campeche, junto con sus principales rasgos estructurales.

4.2 Antecedentes Exploratorios.

Con la información geológica obtenida a través de los pozos perforados, tanto del área Mesozoica Chiapas-Tabasco como en la Península de Yucatán y con la información geofísica existente, se reinterpretaron los conceptos paleogeográficos fundamentalmente para el Jurásico y Cretácico, llegando a la conclusión de que las condiciones estratigráficas-sedimentarias y estructurales del área Chiapas-Tabasco, deberían continuar hacia el área marina del Golfo de México¹⁰⁹.

La perforación exploratoria en la Sonda de Campeche se inició en 1974, con el pozo **Chac-1**, terminándose como productor de aceite y gas el 6 de julio de 1976, en el intervalo 3545-3567 mvbnm (11630-11703 pvbnm), constituido por calizas clásticas (brechas) del Paleoceno Inferior-Cretácico Superior. El pozo penetró una secuencia sedimentaria desde rocas del Reciente hasta rocas del Jurásico Superior-Oxfordiano (pasando por el Terciario y Cretácico), con una profundidad total de 4935 mvbnm (16191 pvbnm).

4.3 Campo Cantarell.

El campo Cantarell, es sin duda, el complejo de extracción petrolera más importante del País, debido al volumen de sus reservas de hidrocarburos, a su gran producción de aceite y gas, así como por su área, siendo esta última de aproximadamente 166 km². Este es considerado como uno de los diez yacimientos clasificados como supergigantes que existen en el mundo (éstos presentan reservas superiores a los 5 mil millones de barriles)¹¹¹. Se localiza en la Plataforma Continental del Golfo de México, aproximadamente a 80 km al nor-noroeste, NNW, de Ciudad del Carmen en el estado de Campeche¹¹² (Figura 4.1). Estructuralmente se ubica en el cinturón plegado llamado "*Pilar de Akal*", dentro de la provincia geológica marina de Coatzacoalcos (Figura 4.2).

El complejo Cantarell (en honor al pescador Don Rudesindo Cantarell, quien informó de las emanaciones de aceite existentes en el área) está formado por la integración de los yacimientos Akal, Nohoch, Chac, Kutz y Kutz oriente.

4.3.1 Estructura Almacenadora (Plegamientos y Fallas).

La estructura geológica almacenadora es un anticlinal asimétrico alargado, que presenta una recumbencia en su flanco nor-oriental^{113,114}. El eje principal del anticlinal, tiene una dirección de noroeste-sureste buzando en sus extremos y está afectado por una serie de fallas normales e inversas, de las cuáles la mayor parte son transversales a dicho eje, es decir, la estructura es del tipo naturalmente fracturado, siendo la presencia de cavernas y fracturas su característica geológica principal (formando un sistema con permeabilidad en las fracturas de varios darcies). Un aspecto importante es el gran relieve estructural del campo, ya que la cima de la formación productora varía entre los 1100 a 2850 m (3608 a 9350 pies)¹¹⁵.

Desde el punto de vista de presencia de hidrocarburos comerciales, las rocas almacenadoras más importantes son las brechas dolomíticas del Paleoceno-Cretácico Superior (presentando un acentuado grado de fracturamiento y presencia de vórgulos, con una porosidad en la matriz del 5 %) y las calizas dolomitizadas del Cretácico Medio e Inferior (con porosidad del 10 %), presentando impregnación de hidrocarburos con espesores máximos de 290 a 835 m (951 a 2739 pies), respectivamente^{113,114}. En la cima de la estructura, se encuentra un cuerpo calcáreo poroso y permeable perteneciente a la formación Eoceno Inferior, en donde se terminaron los primeros pozos del campo obteniendo aceite del tipo pesado; de igual manera se ha comprobado también la productividad en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano, en donde actualmente se encuentran algunos pozos productores¹¹⁰.

4.3.2 Límites físicos del Campo.

La estructura (Figura 4.3) se encuentra limitada en su parte occidental por una falla normal

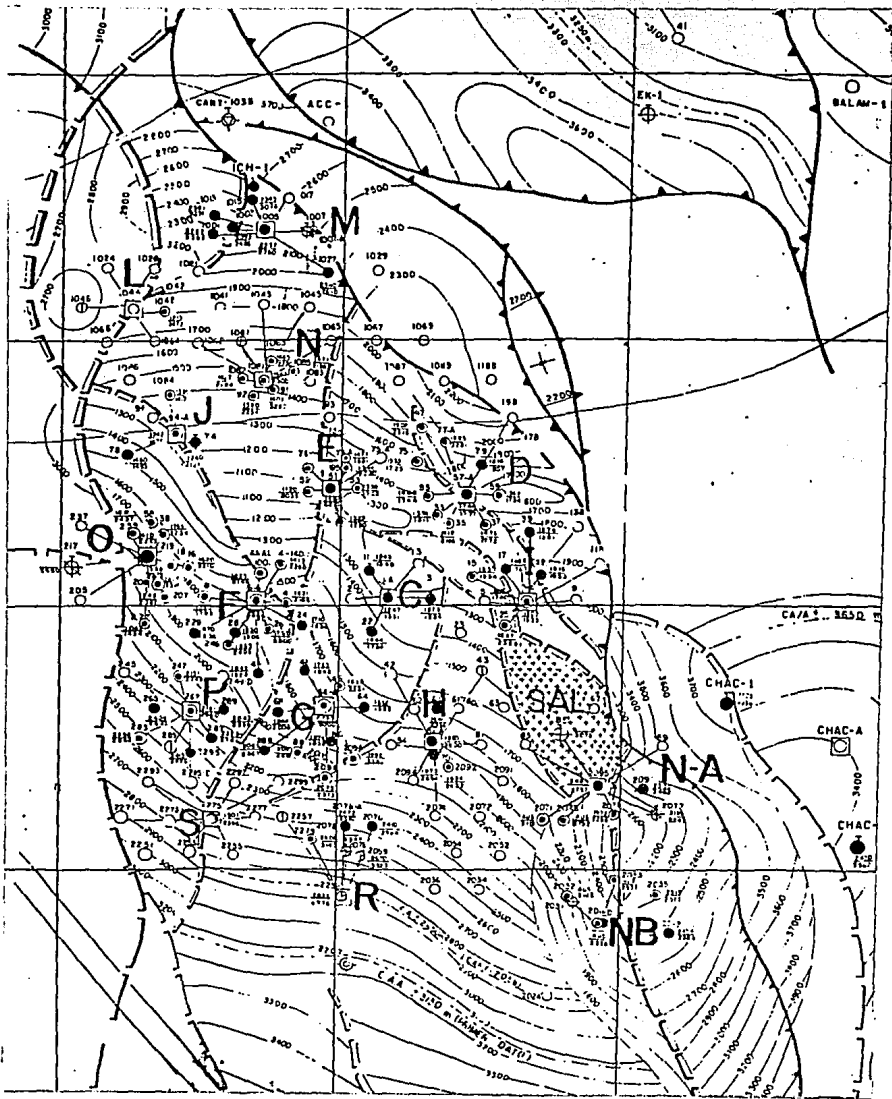


FIG. 4.3.- CONFIGURACION ESTRUCTURAL DEL CAMPO CANTARELL.

que atraviesa al campo de norte a sur (se determinó con la perforación de los pozos Cantarell 217, 217-A y 1046), al norte por una falla inversa (atravesada por los pozos Cantarell 1035 e Ich-1), al oriente por una serie de fallas inversas y normales transversales al eje principal del campo (comprobándose con la perforación del pozo Cantarell 9), y por la presencia de un domo salino (detectado con la perforación de los pozos Cantarell 25 y 85) y hacia el sur por una zona compacta (baja porosidad, ϕ , y permeabilidad absoluta, k) y la presencia de un contacto agua-aceite, C_{w-o} , que se localizó con la perforación del pozo Cantarell 2207 a una profundidad de 3100 mvbmr (10170 pvbmr)¹¹²⁻¹¹⁴.

4.3.3 Desarrollo del Campo.

Al inicio del desarrollo del campo y con la finalidad de contar con pozos productores lo más pronto posible, la terminación de éstos se realizó en la cima de la estructura almacenadora y en agujero descubierto, programando que los pozos así terminados podrían ser profundizados cuando se invadieran de gas o bien cuando el contacto gas-aceite, C_{g-o} , se localizara cercano al intervalo productor de dichos pozos.

Una vez que se perforó el pozo exploratorio **Chac-1**, éste se taponó y posteriormente se continuó con la perforación en el yacimiento Akal, siendo el pozo Akal-1 descubridor de dicho yacimiento, el cual fue terminado el 13 de julio de 1977 como productor de aceite y gas en la brecha del Paleoceno, con una profundidad total de 1963 mvbnm (6440 pvbnm). En el año de 1978 se perforaron tres pozos exploratorios (Akal 2, Akal 3 y Nohoch 2), los cuales resultaron productores de aceite y gas, aumentando con esto la probabilidad de desarrollar el campo (posteriormente, los dos primeros se taponaron y el tercero se recuperó con una plataforma fija). Durante 1979 se perforaron seis pozos exploratorios, cinco resultaron productores siendo éstos el Akal 501, 601, 701, 801 y el Nohoch 1, y el Akal 1501 se taponó por accidente mecánico. Posteriormente, se taponaron los cuatro primeros y se recuperó el Nohoch 1 con una plataforma fija. Es en este año cuando se inicia el desarrollo paulatino del campo Cantarell, con la perforación y terminación del pozo Cantarell 1-A el 11 de junio de 1979, a una profundidad de 1351 mvbnm (4432 pvbnm) quedando como productor de aceite y gas en la formación brecha del Paleoceno, aportando un gasto estimado de 5405.6 m^3 (34000 bl/D), con una densidad, γ_o , de 22 ° API (0.9218), correspondiendo a un aceite del tipo negro. De esta manera en el año 1979 se terminaron en total trece pozos, de los cuales el 85 % resultaron productores (11 pozos) y el resto (2 pozos) se taponaron por accidentes mecánicos. Para el año de 1980 se perforaron 33 pozos en el área Akal, de los cuales el 85 % resultaron productores (28 pozos) y el resto (5 pozos) se taponaron por las causas siguientes: uno improductivo por sal (Cantarell 85), uno resultó productor y se taponó (Ich-1), uno por invasión de agua salada (Cantarell 2207) y dos por accidente mecánico (Cantarell 77 y 73). Para el inicio del año de 1981, se disponía de 40 pozos en explotación y la perforación en este año fue de 17 pozos terminados, resultando 15 productores (88 %) y 2 taponados por accidente mecánico (Cantarell

217 y 2077). Durante el año de 1982 se perforaron 11 pozos de los cuales 9 resultaron productores (82 %) y dos se taponaron por accidente mecánico (Cantarell 217-A y 1035). En el año de 1983 se redujo la perforación a 7 pozos, resultando 6 de ellos productores (86 %) y uno taponado por invasión de agua salada (Cantarell 2239), por lo que se mantuvo un porcentaje de éxitos superior al 80 %. Para el año de 1984 se terminaron 11 pozos en el campo, de los cuales 9 resultaron productores (82 %) y 2 se taponaron por accidente mecánico (Cantarell 1007 y 2078). Durante el año de 1985 se terminaron 9 pozos, resultando 8 productores y uno invadido por agua salada (Cantarell 2058), siendo en este pozo en el que se confirmó que el contacto agua-aceite, C_{w-o} , se encontraba a 2850 mvbnm (9350 pvbnm). Para los años de 1986 y 1987 se obtuvieron los mejores resultados en cuanto a perforación y terminación de pozos, debido a que para cada año se terminaron 13 pozos resultando todos productores (100 %), aprovechando los recursos al máximo. En el año de 1988 se terminaron sólo 8 pozos, los que resultaron productores en su totalidad, manteniendo un porcentaje de 100 % en éxitos.

A partir del año de 1981, el campo produce aproximadamente $158.988 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ (1000 Mbl/D), contando con pozos que aportaron gastos mayores a $7949.38 \text{ m}^3 / \text{D}$ (50000 bl/D) como es el caso de los pozos Cantarell 3, 68 y 74, lo que da un indicio de la alta capacidad productora del campo¹¹². Para febrero de 1990, se contaba con 107 pozos productores teniendo una producción acumulada de aceite de 544.85 MMm^3 (3427 MMbl), tal como se muestra en la Figura 4.4.

4.3.4 Geología de Explotación del Campo.

Rosillo y Escalante^{113,114}, realizaron diversos estudios de interpretación geológica y de evaluación de formaciones aplicados al campo Cantarell. A partir del análisis de registros geofísicos y de cierta información disponible (análisis petrofísicos, de núcleos y muestras de canal)¹¹⁶⁻¹²⁰, se determinaron las características formacionales del campo en base a la construcción de varias secciones estructurales, recomendando que debido a la complejidad del mismo, es necesario llevar a cabo un intenso programa para la obtención de información básica, indispensable para su correcta explotación. La descripción estratigráfica de los horizontes geológicos de mayor interés se describen a continuación.

4.3.4.1 Cuerpo calcarenítico del Eoceno Medio.

Litología. La región norte del bloque Akal, consiste de calizas color crema a café claro de textura grains-tone con abundantes microfósiles y lodolita cretosa del mismo color, alternando con horizontes lutítico-calcáreos y bentoníticos de coloración gris a verde claro. En la porción central del mismo bloque, la litología continúa similar, aunque aquí las estructuras que predominan en las calizas son de Wackstone y Packstone, apareciendo además algunas intercalaciones de bentonita color verde olivo y pedernal. Hacia el sur del bloque, la litología varía en su totalidad hacia una lodolita cretosa color blanco a grisáceo, con intercalaciones de lutita calcárea ligeramente arenosa y compacta.

CAMPO CANTARELL HISTORIA DE PRODUCCION

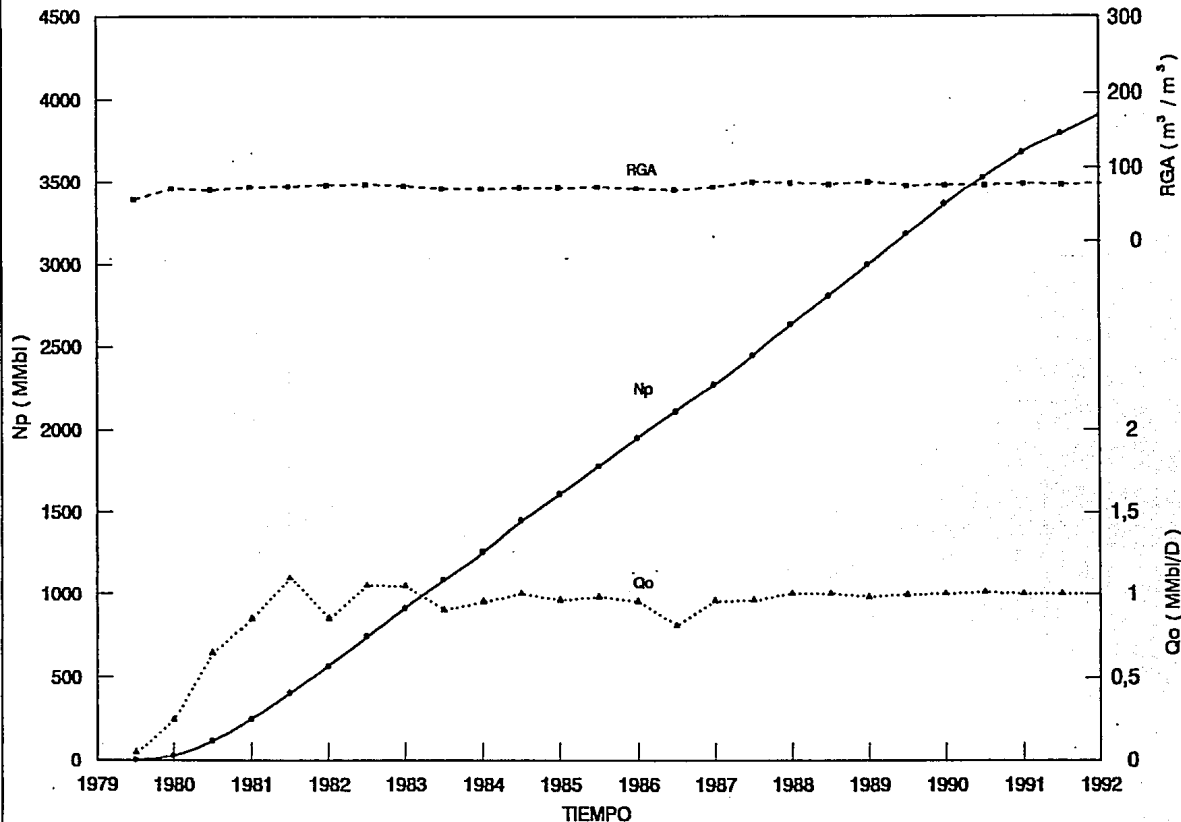


FIG. 4.4 CANTARELL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

Espesores. Los espesores de dicha unidad son muy variables, sin embargo, un promedio de los mismos para las regiones norte, central y sur del bloque son 35, 50 a 100 y 30 m (114.8, 164 a 328 y 98.4 pies), respectivamente. Basado en la configuración de isopacas arroja un espesor total promedio de 60 m (196.8 pies).

4.3.4.2 Brechas del Terciario Paleoceno-Cretácico Superior.

Litología. Comprende tres litofacies diferentes. La litofacie más alta estratigráficamente consiste de una lodolita arcillosa, laminar, semicompacta a compacta, que alterna con escasos horizontes de lutita bentonítica gris oscuro y gris verdoso, con algunos nódulos de pedernal. Esta litofacie parece estar restringida a los pozos de la plataforma Akal R (Figura 4.3) y es de baja permeabilidad. Por debajo de la litofacie anterior, se encuentra la brecha calcárea que se ha distinguido por ser la mejor productora de hidrocarburos en Cantarell, y esta conformada por fragmentos subangulosos con diámetros que oscilan de 1 a 5 cm, procedentes de calizas dolomíticas con diversidad de texturas, cementados por dolomita de cristalinidad variable. En general, exhibe abundantes cavidades de disolución y fracturas rellenas por cristales de dolomita. Estas litofacies se encuentran en los flancos de la estructura, existiendo duda respecto a su presencia en la porción central, sea porque en esta zona se encuentra más intensamente dolomitizada o porque en ella existe sólo la litofacie que se caracteriza por la presencia de dolomías crema a café claro, de cristalinidad mediana, que gradúa hacia abajo a una lodolita dolomítica blanca a gris claro con algunas intercalaciones de lutita bentonítica.

Espesores. Se estima un espesor promedio de 200 m (656 pies) para las dos litofacies inferiores a través de todo el bloque Akal, con tendencia a reducirse considerablemente (aproximadamente 100 m, o 328 pies) hacia las áreas de las plataformas L, D e I.

4.3.4.3 Cretácico Superior.

Litología. Se subdividió en 3 unidades, pudiéndose describir de arriba hacia abajo de la siguiente manera.

1. Cretácico Superior (a). Es la litofacie que presenta menor abundancia relativa de estructuras dolomitizadas a nivel de campo, mostrando una tendencia a ser densa. Presenta intercalaciones de bentonita suave y/o lutitas que en general, soportan mejor la deformación sin fracturarse y en muchos casos se presenta con impregnación de aceite residual, lo que podría implicar que esta litofacie puede presentar un obstáculo, al menos parcial a la permeabilidad vertical. La litología dominante consiste de lodolita compacta que gradúa a dolomítica con intercalaciones abundantes de bentonita laminar y lutita bentonítica ligeramente calcárea, semidura.

2. Cretácico Superior (b). Representado por un horizonte de buena capacidad productora, constituido por dolomías microcristalinas que gradúa ocasionalmente hacia su base a un

mudstone dolomítico microcristalino de aspecto cretoso. Contiene intercalaciones de lutita bentonítica gris verdoso que se encuentra a veces muy piritizada y algunos nódulos de pedernal gris ahumado.

3. Cretácico Superior (c). Esta litofacie es similar litológicamente a la anterior, pero en ésta aumenta el contenido de lutita bentonítica gris verdoso y horizontes de lutita negra bituminosa, que alternan con estratos de lodolita dolomítica.

Espesores. El espesor promedio de las 3 unidades antes descritas, a través de todo el bloque Akal es de aproximadamente 180 m (590.5 pies).

4.3.4.4 Cretácico Medio.

Litología. Está constituida por dolomías microcristalinas color crema, con intercalaciones de lutita bentonítica gris verdoso o negra, con nódulos de pedernal café oscuro, que gradúa hacia su base a una secuencia carbonatada que tiende a presentarse brechoide, intercalada con escasos horizontes de bentonita suave a semidura color verde claro y algunos nódulos de pedernal.

Espesores. Los espesores de esta unidad varían ligeramente, tendiendo a aumentar en la zona crestral y en el flanco sur, donde alcanzan 110 y 150 m (360.8 y 492 pies), respectivamente, sin embargo, el espesor más frecuente en toda el área es de casi 100 m (328 pies).

4.3.4.5 Cretácico Inferior.

Litología. Esta representada por una secuencia de dolomías de cristalinidad fina a gruesa, que gradúa hacia su base o se interestratifica con horizontes de lodolita dolomítica, aumentando al mismo tiempo las intercalaciones laminares de lutita bentonítica color gris claro ocasionalmente piritizadas. Asimismo, se encuentran nódulos de pedernal biógeno gris. Los horizontes de dolomías muestran frecuentes microfracturamientos y cavidades de disolución ocupadas por cristales de dolomita. Hacia la cima de la columna, en la porción central sur del bloque Akal, es posible identificar porciones brechoides con muy buenas características productoras.

Espesores. Esta formación es la que presenta la mayor variación de espesor de las litofacies productoras, infringiéndose un muy posible contacto discordante con las rocas del Cretácico Medio, especialmente en base a la ausencia de la sección brechoide que aparentemente sólo se encuentra en el área de las plataformas P, G, H, S y R, siendo en esta última en donde el Cretácico Inferior alcanza su espesor máximo. Para la porción norte se estimó un espesor promedio de 300 m (984 pies), en la zona de las plataformas F, C, P, G y H aproximadamente 500 m (1640 pies); y en el área de la plataforma R de 700 m (2296 pies), lo que da un promedio aritmético de 500 m (1640 pies) para la unidad en todo el campo.

4.3.4.6 Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Litología. La parte superior está constituida por dolomía e intercalaciones

arcillosas, de color café y gris oscuro de aspecto sacaroide, en partes gradúa a mudstone dolomítico, sacaroide, intercalado con horizontes delgados de lutita bentonítica gris claro. La parte inferior esta constituida por lutita bentonítica de color gris a gris verdoso de aspecto limolítico, dura y laminar, con intercalaciones de cuerpos delgados de limolita de color café a café rojizo, dura y escasos fragmentos de pedernal.

4.3.4.7 Jurásico Superior Tithoniano.

Litología. Corresponde a un cuerpo carbonatado de todolita arcillosa de color café oscuro, cretosa, en partes dolomitizado y recristalizado y dolomías de color gris y café claro, cristalino fino a medio de aspecto sacaroide y compacto. En base a sus características litológicas se considera que es la roca generadora de los hidrocarburos.

4.3.5 Características de los fluidos del Campo.

La distribución de los hidrocarburos en los campos de la Sonda de Campeche, muestra una tendencia areal bien definida en lo que respecta a su densidad, permitiendo con esto establecer una línea divisoria entre las zonas de aceite pesado y de aceite ligero. El campo Cantarell se localiza en el área de aceite pesado, definido a través de mediciones en el laboratorio, con un aceite que presenta densidades, ρ_o , que varían entre los 20 y 22 °API (0.934 y 0.922).

La presión inicial del yacimiento al plano de referencia de 2000 mvbnm (6562 pvbnm) resultó de 246 kg/cm² (3615 lb/pg²) y la temperatura de la formación de 100 °C (212 °F). En la parte superior de la estructura almacenadora, localizada aproximadamente a 1000 mvbnm (3280 pvbnm) se determinó una presión inicial del yacimiento de 167 kg/cm² (2454 lb/pg²)¹¹². Mediante el análisis Presión-Volumen-Temperatura, PVT, de los fluidos producidos^{62,121-123}, se calculó una presión de saturación de 150 kg/cm² (2204 lb/pg²), por lo que el yacimiento se clasificó como bajosaturado. Asimismo, se determinaron las siguientes propiedades medidas a la presión de saturación, p_s : factor de volumen del aceite, B_{ob} , de 1.2819 m³ /m³, relación gas disuelto aceite, R_{sb} , 81 m³ /m³, viscosidad del aceite, μ_{ob} , de 3.3 cp, y densidad del aceite residual, ρ_{or} , de 0.929 gr/cm³. Del análisis de las muestras del gas que se produce con el aceite, se tiene una gran riqueza en condensados equivalente a valores del orden de 100 bl/MMp³ de etano, C₂H₆, y 150 bl/MMp³ de propano y más pesados, C₃H₈⁺.

En función de los datos anteriores, se observa que no se cumple con algunas de las condiciones para que se genere en el yacimiento un desplazamiento del tipo miscible al inyectar nitrógeno (condiciones 1 y 2 de la Sección 3.5.5 del Capítulo III). Es decir, el yacimiento no presenta la profundidad suficiente para que la formación productora soporte la alta presión (mayor a 5000 lb/pg²), necesaria para desarrollar miscibilidad entre el nitrógeno y los fluidos del yacimiento y por otro lado, el aceite del yacimiento no tiene una densidad igual o mayor a los 35 °API, condiciones requeridas para llevar a cabo el primer contacto miscible.

4.3.6 Comportamiento de la presión del Campo.

4.3.6.1 Comportamiento presión-producción acumulada.

La Figura 4.5 presenta el comportamiento de la presión registrada en cada uno de los pozos, referida a la profundidad de 2000 mvbnm (6560 pvbnm), contra el volumen acumulado de aceite del campo Cantarell. En ésta se confirman, por un lado, las condiciones de transmisibilidad favorables del yacimiento a través de la tendencia global bien definida que muestran los datos de presión, y por otro lado, el amortiguamiento en la caída de presión provocado por el proceso de liberación de gas, el cual debido a la alta transmisibilidad que existe en la dirección vertical, se ha estado acumulando en la cima de la estructura productora, formando un casquete secundario de gas¹²⁴. En la gráfica se observa que la presión inicial del yacimiento fue de 246 kg/cm^2 (3615 lb/pg^2) a 2000 mvbnm y para marzo de 1983, se produjeron 151.038 MMm^3 (950 MMbl) con una caída de presión de 69 kg/cm^2 (1014 lb/pg^2) en un periodo de tres años y medio. Debido a la extracción de hidrocarburos, la tendencia de la caída de presión es aproximadamente una línea recta, mostrando una declinación de $2.25 \text{ kg/cm}^2 / \text{mes}$; en la Tabla 4.1 se puede apreciar que el ritmo de declinación de la presión respecto a la producción acumulada tiende a disminuir, lo que equivale a un incremento del volumen producido por cada kilogramo por centímetro cuadrado de declinación. Otro enfoque de los resultados obtenidos en esta tabla, indica que si después del último dato de presión se perdiera un kilogramo por centímetro cuadrado de ésta, por producir gas liberado, se dejarían de explotar por la energía propia del yacimiento, como máximo 3.98 MMm^3 (25 MMbl) de aceite. En la culminación de la estructura (1000 mvbnm o 3280 pvbnm), comenzó a liberarse gas cuando se tenían al menos 11.129 MMm^3 (70 MMbl) producidos, lo cual ocurrió en junio de 1980. En la referencia 125, se demuestra que en forma independiente a sus ritmos de producción, los pozos presentan la misma tendencia de caída de presión que la observada a nivel de campo. En términos generales, el campo ha mostrado un comportamiento de presión, tal que el efecto de la extracción de hidrocarburos en cualquier punto de él, es "*sentido*" por toda la acumulación, esto se debe sin duda, a su alta transmisibilidad. Asimismo, el comportamiento de la presión corresponde a un yacimiento inicialmente bajosaturado, siendo la productividad promedio en los primeros meses de explotación de $476.96 \text{ Mm}^3 / \text{kg/cm}^2$ (3000 Mbl/kg/cm^2) de aceite crudo. Esta productividad se ha incrementado hasta valores superiores a los $5246.59 \text{ Mm}^3 / \text{kg/cm}^2$ ($33000 \text{ Mbl/kg/cm}^2$), esto a medida que se liberó gas para formar el casquete secundario.

4.3.6.2 Comportamiento presión-profundidad.

La Figura 4.6 presenta la gráfica de presión medida contra la profundidad, en la cuál se pueden observar rectas cuyas pendientes son exactamente los gradientes de los fluidos del yacimiento. Este comportamiento es semejante al de un tanque conteniendo un fluido de densidad constante, por lo que esta característica se puede aprovechar para definir la presión del yacimiento a un tiempo determinado. Se observa que el despresionamiento del campo es uniforme, independientemente de la

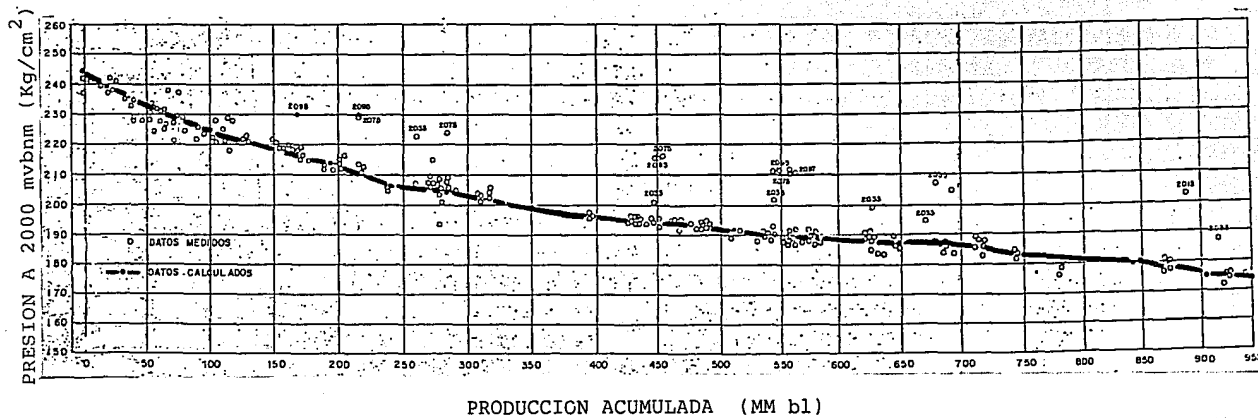


FIG. 4.5 YACIMIENTO AKAL. COMPORTAMIENTO DE LA PRESION¹²⁵

TABLA 4.1 RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL CAMPO CANTARELL

N_p (MMbl)	P (kg/cm ²)	ΔN_p (MMbl)	ΔP (kg/cm ²)	$\Delta N_p / \Delta P$ (MMbl/kg/cm ²)
0	246			
100	226	100	20	5.00
200	212	100	14	7.14
300	203	100	9	11.11
400	197	100	6	16.67
500	192	100	5	20.00
600	189	100	3	33.33
700	187	100	2	50.00
800	182	100	5	20.00
900	178	100	4	25.00

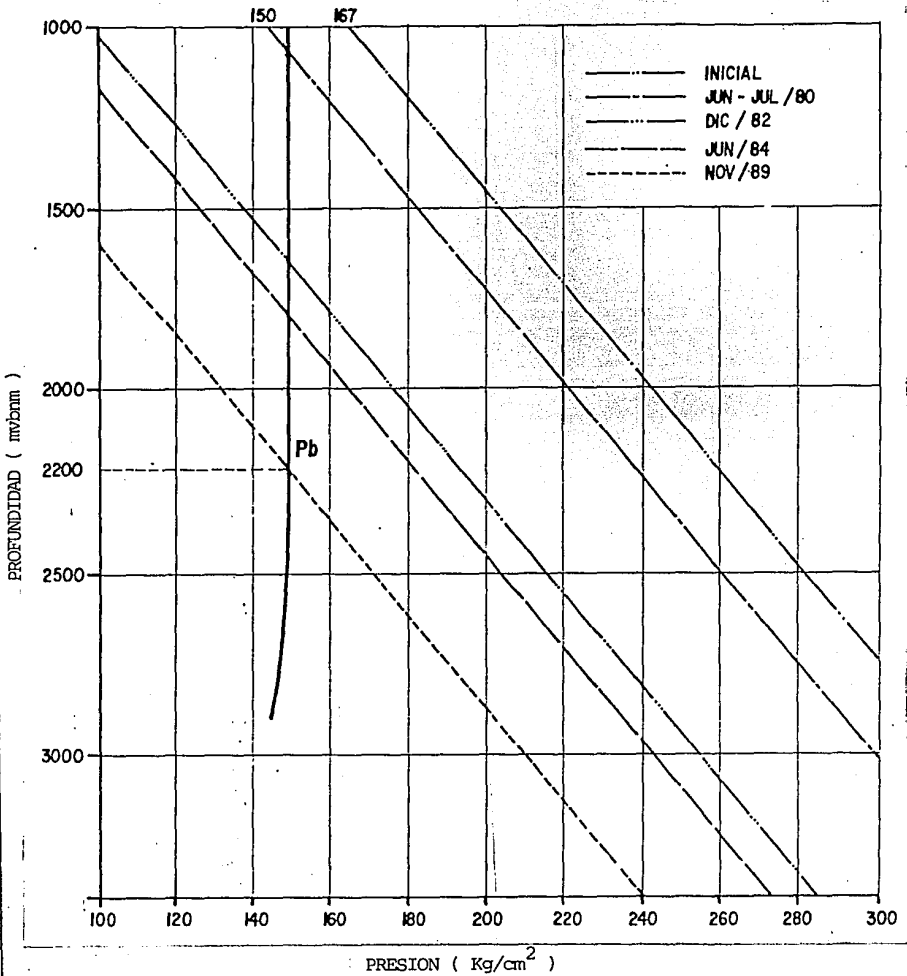


FIG. 4.6 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CONTRA LA PROFUNDIDAD. CANTARELL¹¹²

profundidad o ubicación de los pozos, esto sin duda debido a la gran transmisibilidad en las direcciones horizontal y vertical que presenta el yacimiento. Asimismo, en la misma gráfica se muestra la variación de la presión de saturación con la profundidad, elaborada a partir de doce análisis Presión-Volumen-Temperatura, PVT, que se efectuaron a muestras de diferentes pozos del campo¹²⁴. Se infiere que los pozos terminados a profundidades menores a los 2200 mvbnm (7218 pvbnm) registran condiciones de saturación alta de gas.

4.3.7 Mecanismos de expulsión de fluidos.

Dado que el rango de bajosaturación resultó ser demasiado pequeño (de 17 kg/cm² o 249.83 lb/pg²), fue un factor para que se alcanzara rápidamente la etapa de saturación. Tal como se mencionó en la sección anterior, en el segundo semestre de 1980 se inició la liberación del gas disuelto en el aceite, actuando la expansión de la roca y de los fluidos y la segregación gravitacional como mecanismos de empuje, existiendo una participación limitada del acuífero en el flanco sur del campo¹²⁵. Debido al fracturamiento natural del campo, se forma un sistema de permeabilidad en las fracturas de varios darcies, como consecuencia de éste y del gran espesor de la formación productora, en combinación con el relieve estructural alto, se presentan condiciones favorables para que actúe el mecanismo por drenaje gravitacional.

La producción de aceite del campo, ocasionó un abatimiento rápido de presión, lo que provocó que la mayor parte del gas móvil liberado fluyera a la parte superior de la estructura, en lugar de ser desplazado hacia los pozos productores por el gradiente de presión en la dirección horizontal causado por la producción. Esta migración del gas hacia la cima de la formación, contribuirá a conservar la energía del yacimiento, dado que se formó un casquete secundario de gas¹⁰⁰, que al paso del tiempo ha ayudado a que disminuya la declinación de la presión mediante la acción del mecanismo de segregación gravitacional¹¹², ocasionando el incremento de la capa de gas y en consecuencia el avance del contacto gas-aceite, C_{g-o} , hacia las zonas productoras de los pozos. En la referencia 124 se menciona que este mecanismo se ha reproducido correctamente en estudios de simulación numérica, de acuerdo a la comparación entre los datos medidos y los calculados que se presentan en la Figura 4.5. La eficiencia de este mecanismo de desplazamiento de fluidos en la zona totalmente barrida por el gas, es generalmente del 70 %; esto se confirmó mediante estudios de simulación numérica.

Samaniego¹⁰⁰, realizó un estudio referente al mecanismo de segregación gravitacional y su efectividad en el yacimiento Akal, con el objetivo de presentar una revisión de la teoría de este mecanismo y discutir las posibilidades de éste en dicho yacimiento. Menciona que los yacimientos que poseen características de permeabilidad absoluta alta y grandes espesores impregnados de hidrocarburos, la segregación gravitacional presenta posibilidades excelentes como mecanismo de producción, siendo éste el factor principal en la recuperación de aceite del yacimiento¹²⁶⁻¹²⁹. Indica que existen casos de yacimientos con características similares a las que presenta el yacimiento Akal, en las cuales éste

mecanismo ha dado como resultado recuperaciones bastantes elevadas, en ocasiones mayores al 80 %, que las que se pudieran obtener con otros tipos de mecanismos de producción e incluso empleando técnicas de recuperación mejorada, en las que se proporciona energía adicional al yacimiento.

En su estudio realiza una revisión de la teoría básica de este mecanismo¹³⁰⁻¹³³, e indica que en la literatura técnica existen publicados una serie de métodos promisorios para predecir el comportamiento de yacimientos por segregación gravitacional, en donde se discuten algunos indicadores útiles en la determinación de las posibilidades de segregación gravitacional como mecanismo de empuje^{45,134-136}. Asimismo, realiza una comparación del yacimiento Akal con otros yacimientos cuyo mecanismo principal de producción es la segregación gravitacional. En la Sección 3.5.1 del Capítulo anterior, se presentan las características de los yacimientos en los cuales opera en forma importante este mecanismo, siendo éstas: 1. Grandes espesores o alto relieve estructural, 2. Permeabilidad alta, ya sea primaria o secundaria, 3. Aceites de viscosidad baja a intermedia, 4. Gradientes gravitacionales mayores que los gradientes de presión horizontales causados por la producción y 5. Baja relación gas-aceite, RGA, en los pozos terminados en la parte estructuralmente baja de la formación. Al realizar una comparación de estas características principales con las del yacimiento Akal, hace notar que se cumplen en forma satisfactoria las dos primeras (espesores altos del orden de cientos de metros, relieve estructural alto con cimas de hasta 2000 m o 6562 pies y permeabilidad absoluta en las fracturas de 2 a 6 darcies), y que en relación a la condición de viscosidad, ésta se cumple también en forma aceptable y por último, que la relación con los gradientes gravitacionales y de presión se cumple también para todos los fines prácticos, esto debido a las condiciones de permeabilidad en el yacimiento.

Presenta dos cálculos relacionados con estimaciones semicualitativas o cualitativas de la efectividad de la segregación gravitacional como mecanismo de producción en el yacimiento Akal, basados en un método discutido por Smith y publicado por Klotz¹³⁴ y en otro publicado por Dykstra¹³⁵ (en el que calculó una recuperación aproximada de 70 % considerando un tiempo de explotación de 20 años). Sin embargo, menciona que los cálculos obtenidos se deben de tomar como primeras aproximaciones y no como resultados totalmente cuantitativos.

A partir de su excelente discusión concluye que *la segregación gravitacional presenta posibilidades favorables como mecanismo de producción de fluidos en el yacimiento Akal*, y menciona que *los factores de mayor importancia que hacen posibles estas condiciones propicias para dicho mecanismo en la formación productora son la permeabilidad alta y el espesor total*.

Finalmente, recomienda que *es conveniente el llevar a cabo estudios más detallados, tanto de laboratorio como de predicción de comportamiento, considerando la conveniencia de explotar la formación bajo condiciones de empuje combinado de segregación gravitacional con inyección de un gas en el casquete secundario, y que para obtener las mejores condiciones de segregación gravitacional de*

los fluidos aceite y gas, es necesario profundizar los pozos lo más cercano posible a la base del yacimiento y efectuar mediciones periódicas de la relación gas-aceite, RGA, en los pozos productores con la finalidad de identificar el avance del contacto gas aceite, C_{g-o} , en la formación productora.

Luján y Samaniego¹³⁷ presentan una estimación de la saturación residual de aceite en el casquete secundario de gas del complejo Cantarell. Efectuaron un análisis y comparación de varias técnicas para estimar la saturación de aceite residual, S_{or} (pruebas de variación de presión, de núcleos, curvas de permeabilidades relativas, registros TDT, correlaciones API y registros de resistividad), evaluando un perfil de saturaciones de aceite residual del 15 % en las partes altas de la estructura y del 45 % en el contacto gas-aceite, C_{g-o} . Mencionan que lo anterior, indica una eficiencia alta del mecanismo de segregación gravitacional de fluidos que está actuando en el yacimiento, lo que ocasiona que se espere alcanzar una recuperación final alta de hidrocarburos.

4.3.8 Avance del contacto gas-aceite, C_{g-o} .

Jiménez y Godina¹¹² en febrero de 1990, presentaron un estudio relacionado con la evaluación del avance del contacto gas-aceite, C_{g-o} , del campo Cantarell, planteando como objetivo la determinación de este contacto como una función del tiempo de explotación. Con la evidencia del avance del contacto gas-aceite, ajustaron una curva de profundidad del contacto contra el tiempo, con lo cual es posible predecir el comportamiento futuro, determinando qué intervalos en explotación de los pozos se invadirán y en que fecha.

Para establecer el avance paulatino del contacto gas-aceite, C_{g-o} , y poder confirmar la invasión de un pozo antes de decir su cierre, emplearon procedimientos de diagnóstico detallados, siendo éstos: 1. Análisis de afloros, detectando durante la medición valores altos de la relación gas-aceite, RGA, de los fluidos producidos en algunos pozos (Cantarell 1-A, 3, 11, 74, 78, 94-A y 1084), confirmando con esto la invasión de dichos pozos por el gas del casquete, 2. Análisis de registros de presión superficial en la tubería de producción y muestras de fluidos (en el pozo Cantarell 71, se detectó la presencia de gas por este procedimiento), 3. Análisis de registros geofísicos (registros de neutrón compensando, CNL, y de tiempo de decaimiento de los neutrones termales, TDT), mencionan que éste último define con mayor precisión dicho avance.

4.3.8.1 Historia del avance del contacto gas-aceite, C_{g-o} .

Los autores manifiestan que el casquete secundario se empezó a formar en junio de 1980. La Figura 4.7 muestra el avance del contacto gas-aceite, C_{g-o} , en función del tiempo, t, presentándose en los pozos estructuralmente más altos, que se perforaron en las plataformas C, J, E, I, N y H. Esta gráfica define el avance o variación del casquete secundario. Mencionan que dicho avance inicialmente fue un poco mayor a 100 m/año (328 pies/año), disminuyendo actualmente a 30 m/año (98.4

CAMPO CANTARELL

AVANCE DEL CONTACTO GAS-ACEITE

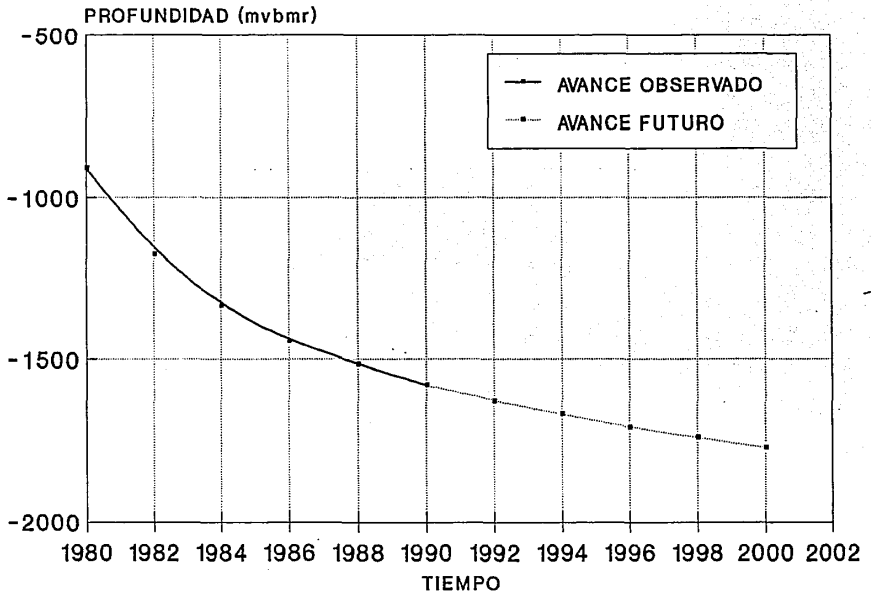


FIG. 4.7 PREDICCIÓN DEL AVANCE DEL CONTACTO GAS-ACEITE ¹¹²

pies/año), indicando que en el futuro seguirá decreciendo, debido a que el volumen poroso aumenta en forma considerable respecto a la profundidad. Estimaron que la profundidad del contacto gas-aceite, a octubre de 1989, se localizó a 1550 mvbnm (5085 pvbnm), esto en base a datos de los pozos Cantarell 7-A, 71 y 63. Mediante extrapolación de la tendencia de la curva, determinaron que el avance de dicho casquete para el año 2000 podría llegar a 1750 mvbnm (5741 pvbnm). La Tabla 4.2 muestra un resumen de las evidencias del avance del contacto gas-aceite, agrupándose éstas en los pozos que se encuentran en la parte más alta de la estructura (plataformas C, J, E, I y N). Para alejar los intervalos en explotación del contacto gas-aceite, en octubre de 1989 se profundizaron 19 pozos, de los cuáles tres se hicieron después de la invasión por gas (Cantarell 51, 71 y 94-A), y los 16 restantes para prevenir su invasión. Asimismo, presentan una estimación de la producción adicional por profundizaciones, siendo a la fecha antes mencionada de 8.674 MMm³ (54.56 MMbl).

4.3.8.2 Pronóstico del avance del contacto gas-aceite.

Los autores presentan la Figura 4.8, que muestra el comportamiento de la tendencia ajustada en escala semilogarítmica. La ecuación ajustada representativa de los datos del avance observado es la siguiente:

$$H = 315.1 + 253.1 (\text{Ln } t) \quad (4.1)$$

en donde H es la profundidad del contacto gas-aceite, en mvbnm, y t es el tiempo en meses, siendo t=1 para Junio de 1979. De igual manera, presentaron la Tabla 4.3 y la Figura 4.9, en donde se observan las fechas probables de invasión por gas en los pozos, obtenidas a partir de la predicción futura del contacto gas-aceite, C_{g-o} . En diciembre de 1991 se tenía un avance del contacto gas-aceite superior a los 600 metros (Figura 4.7). Najurieta y colaboradores¹³⁸, realizaron estudios de los fenómenos físicos asociados con la formación del casquete de gas en un yacimiento fracturado, y su evolución con respecto al tiempo. Se apoyaron en ecuaciones analíticas que describen la interrelación entre las propiedades de la matriz y la evolución de la saturación de gas en los bloques. Muestran resultados obtenidos del monitoreo del casquete de gas en el campo Cantarell con análisis de registros de tiempo de decaimiento de los neutrones termales, TDT (esta herramienta proporciona un diagnóstico de la presencia de gas en el yacimiento a través de algunos indicadores, con la finalidad de monitorear el casquete de gas). En su discusión, mencionan que en yacimientos fracturados, con elevada transmisibilidad en las fracturas, se puede considerar que el gas emigra verticalmente tan pronto es liberado del aceite, favoreciendo la rápida segregación de las fases y formando una capa de gas. Posteriormente a medida que transcurre el tiempo de explotación del campo, se provoca una expansión rápida de esta capa de gas dejando bloques de matriz empapados de aceite, que empieza a drenar por flujo gravitacional. Indican que al comenzar a liberarse gas en un medio poroso que contiene aceite, dicho gas no fluye inmediatamente sino que lo hace hasta que se alcanza un valor de gas conocido como "*saturación crítica*", siendo el gas no fluyente

TABLA 4.2 CAMPO CANTARELL. EVIDENCIAS DEL AVANCE DEL CASQUETE SECUNDARIO
OBTENIDAS POR REGISTROS GEOFISICOS^{1,2}.

PLATAFORMA	POZO	FECHA	CIMA PRODUCTORA		CONTACTO GAS-ACEITE		OBSERVACIONES
			(md)	(mw)	(md)	(mw)	
AKAL E	CANTARELL 71	MAY 81	1420	1183	1440	1200	REG. IDT.
AKAL E	CANTARELL 71	MAY 82	1420	1183	1475	1226	REG. IDT.
AKAL H	CANTARELL 92	MAR 84	1350	1285	1405	1338	REG. CNL.
AKAL E	CANTARELL 51	ABR 85	--	1315	--	1410	REG. IDT.
AKAL E	CANTARELL 52	ENE 86	1230	1146	1577	1445	REG. IDT.
AKAL E	CANTARELL 95	OCT 86	1539	1388	1663	1485	REG. CNL.
AKAL E	CANTARELL 93	JUN 87	1489	1352	1710	1506	REG. CNL.
AKAL E	CANTARELL 76	DIC 87	1495	1395	1675	1509	REG. IDT.
AKAL H	CANTARELL 92	FEB 88	1505	1417	NO SE OBSERVO		
AKAL H	CANTARELL 91	MAR 88	1450	1433	NO SE OBSERVO		
AKAL E	CANTARELL 11-D	AGO 88	1505	1342*	1756	1566*	REG. IDT. 1 AG.
AKAL E	CANTARELL 11-D	OCT 88	1545	*	1663	*	REG. CNL. 2 AG.
AKAL H	CANTARELL 72	NOV 88	1518	1385	1718	1540	REG. CNL.
AKAL H	CANTARELL 72	MAR 89	1518	1385	1732	1553	REG. IDT.
AKAL E	CANTARELL 76	MAY 89	1495	1395	1732	1552	REG. IDT.
AKAL F	CANTARELL 1001	MAY 89	1680	1493	NO SE OBSERVO		
AKAL H	CANTARELL 1065	AGO 89	1717	1536**	1763	1569**	REG. IDT. Y CNL.
AKAL D	CANTARELL 55	SEP 89	1625	1426+	1825	1591+	REG. IDT. Y CNL.
AKAL E	CANTARELL 71	SEP 89	1420	1183	1857	1576	REG. IDT. Y CNL.
AKAL I	CANTARELL 7A	OCT 89	--	1535	--	1573	REG. IDT.
AKAL H	CANTARELL 63	OCT 89	1705	1506	1791	1572	REG. IDT.

* DATOS DE REGISTRO GIROSCOPICO, POCO CONFIABLES.

** PROFUNDIDAD VERTICAL SUJETA A MODIFICACIONES AL CONTAR CON EL REGISTRO GIROSCOPICO FINAL

+ EL REGISTRO GIROSCOPICO DE ESTE POZO ESTA PROYECTADO A FONDO CON UN ANGULO CONSTANTE DE 32°30' DESDE 1544 md (1354.7 mw), POR LO QUE LA VERTICAL PROBABLEMENTE NO SEA LA REAL.

CAMPO CANTARELL CONTACTO GAS-ACEITE

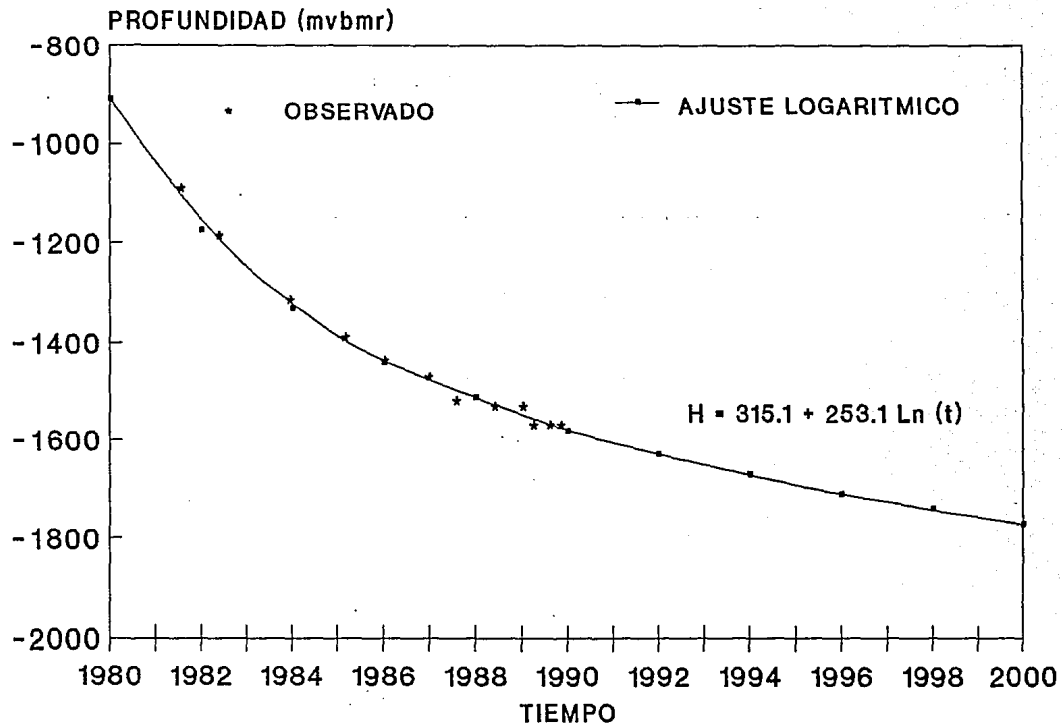


FIG. 4.8 AVANCE DEL CONTACTO GAS-ACEITE
EN EL CAMPO CANTARELL¹¹²

TABLA 4.3 CAMPO CANTARELL. RELACION DE POZOS QUE SE INVADIRAN EN EL FUTURO^{1,2}

PLATAFORMA	POZO	INTERVALO PRODUCTOR		FECHA PROBABLE DE INVASION
		(mdbmm)	(mwbmm)	
AKAL E	CANTARELL 71	1874 - 1956	1591 - 1670	ABRIL 1992
AKAL D	CANTARELL 55	1855 - 1984	1613 - 1722	JUNIO 1993
AKAL D	CANTARELL 75	2200 - 2294	1647 - 1699	JUNIO 1995
AKAL G	CANTARELL 64	1854 - 2074	1668 - 1860	NOVIEMBRE 1996
AKAL D	CANTARELL 59	1896 - 1990	1690 - 1768	JUNIO 1998
AKAL E	CANTARELL 71 *	1981 - 2015	1695 - 1728	NOVIEMBRE 1998

(*) EN OCTUBRE DE 1989 FUE SOMETIDO A UNA SEGUNDA REPARACION MAYOR, PRODUCE ACTUALMENTE EN AGUJERO DESCUBIERTO.

CAMPO CANTARELL

INVASION EN POZOS POR GAS

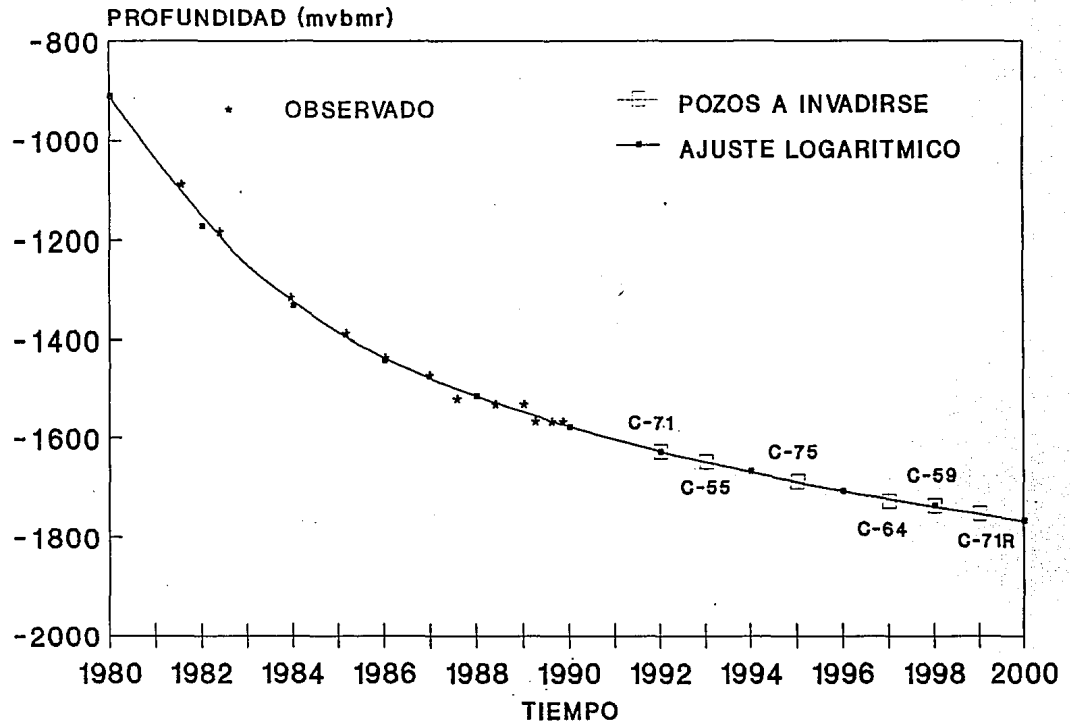


FIG. 4.9 POZOS A INVADIRSE DE GAS POR AVANCE DEL CONT. GAS-ACEITE¹¹².

un agente eficaz para desplazar una saturación de aceite de idéntico valor a la saturación crítica de gas. Así, en fracturas de transmisibilidad alta, el valor de la saturación crítica de gas es muy pequeño o prácticamente nulo, en cambio en los bloques de matriz, generalmente densos, ese valor puede ser considerable. El aceite es empujado por el gas de los bloques de roca a las fracturas que lo rodean¹³⁹.

Estos autores presentan un análisis detallado de las características de un casquete de gas en los yacimientos naturalmente fracturados, concluyendo que *el concepto de casquete de gas en un yacimiento de este tipo es complejo y obedece a diversos factores estáticos y dinámicos, y que en principio, es conveniente discriminar entre el casquete de gas en las fracturas y el casquete en la matriz*, mencionando que por su naturaleza, éste último tendrá una transición gradual y heterogénea, con una saturación de gas dependiente del tamaño y propiedades de los bloques, y que el casquete en las fracturas, en cambio, podrá formarse con mayor definición, siempre que exista buena permeabilidad vertical. Posteriormente indican que, en etapas avanzadas de la historia del yacimiento el casquete en las fracturas tenderá a unificarse y poseer un nivel inferior uniforme.

En relación a la aplicación de la herramienta TDT-K en el campo Cantarell, mencionan que ésta fue empleada en el campo en los pozos Cantarell 92 (13 de febrero de 1984), Cantarell 91 (19 de abril de 1985) y Cantarell 52 (1 de febrero de 1986), y para realizar este estudio se seleccionaron registros TDT-P de los pozos Cantarell 14, 7-A, 71, 72, 76, 91 y 92, concluyendo que *el registro TDT-P se puede emplear en el campo para monitorear el desarrollo del casquete y que, el análisis de estos registros en Cantarell, muestra que la distribución de gas detectado por la herramienta es heterogénea pero con tendencia a acumularse en la cima de la brecha, en los pozos en el espacio anular en ausencia de cemento y en ocasiones, por debajo de zonas arcillosas, que dificultan la segregación vertical*.

Por otro lado, en la referencia 124, se hace notar que el avance del casquete fue predicho con oportunidad y precisión, mediante la aplicación de un simulador numérico adaptado al yacimiento. **Rosillo y Escalante**¹¹³, mencionan que debido al contraste de permeabilidades que existe en la estructura productora, el avance del contacto gas-aceite es más rápido en las brechas del Paleoceno-Cretácico Superior y más lento en las formaciones del Cretácico Medio e Inferior y Jurásico.

4.3.9 Avance del contacto agua-aceite, C_{w-o} .

Jiménez¹⁴⁰ realizó un análisis relacionado con la determinación de la profundidad del contacto agua-aceite, C_{w-o} , en la porción sur del campo Cantarell. Los resultados que obtuvo se basaron en el análisis de las pruebas de presión-producción (efectuadas en pozos localizados en la porción sur que pertenecen a las plataformas Akal P, R y S del campo), de registros geofísicos, del avance y profundidad actual del contacto agua-aceite, C_{w-o} , y de una zona en el yacimiento en la cuál existe un cambio de facies (diferente litología, porosidad, ϕ , y permeabilidad absoluta, k). Estimó un contacto agua-aceite inicial a una profundidad de 3100 mvmr (10171 pvmr), esto en base al análisis del pozo

Cantarell 2207, el cuál se perforó en julio de 1980 en el sur de la estructura productora, penetrando las formaciones de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior a una profundidad total de 3205 mvbmr (10515 pvbmr), resultando invadido de agua e identificando un cambio de facies, al observar que la secuencia de brechas calcáreas y dolomías cambió a lodolita-wackstone^{113,114}. Dentro de sus conclusiones menciona que a diciembre de 1987, la profundidad del contacto agua-aceite, se localizó a 2865 mvbmr (9400 pvbmr), determinado por pruebas de presión en el pozo Cantarell 2275-A y por registros geofísicos del mismo. El autor proporciona la Figura 4.10, obtenida a partir de estudios de confinación de agua, realizado a los pozos cuyos intervalos productores actuales se localizan relativamente cerca del contacto agua-aceite, a 2865 mvbmr (9400 pvbmr).

Es posible que el contacto agua-aceite original, haya sido uniforme a través de todas las formaciones del Cretácico e inclusive del Jurásico, pero debido al contraste marcado de permeabilidad en la formación productora, el avance del contacto debe ser diferencial, manifestándose más en las brechas del Paleoceno-Cretácico Superior y menos en el Cretácico Medio e Inferior, y aún más lento o retardado en el Jurásico-Kimmeridgiano¹¹².

4.3.10 Otros estudios de Ingeniería de Yacimientos realizados al Campo.

Samaniego¹⁴¹ presenta los resultados de un estudio realizado referente a la productividad del pozo Akal 1-A (Cantarell 1), debido a que se observó que al incrementarse el número de pozos productores (durante el segundo semestre de 1979), éstos proporcionaban gastos mayores al medido en dicho pozo (1998.5 m³/D o 12570 lb/D). El pozo Cantarell 1 se encontraba terminado en la parte superior de la formación productora, en un intervalo de 45 m (147.6 pies) entre una profundidad de 1275 y 1320 m (4183 y 4330.6 pies), estimándose un espesor impregnado mínimo de 800 m (2624 pies). El autor consideró que debido a los efectos combinados de penetración parcial del pozo y a la baja densidad de disparos en el intervalo abierto a producción (uno cada dos metros), el pozo producía bajo la influencia de un factor de daño considerable, concluyendo que *la densidad de los disparos en el intervalo terminado (uno cada dos metros) era bastante baja*, por lo que se decidió re-perforar o re-disparar el intervalo con una densidad de cuatro disparos por metro (30 de octubre de 1979). Se observó que el pozo incrementó el gasto de aceite en forma sustancial, produciendo al 20 de febrero de 1980 un gasto aproximado de 5229 m³/D (32889 bl/d), es decir, éste se incrementó en 3.325 veces respecto al gasto de aceite antes de la reparación. El efecto combinado del factor de pseudoñado, $S_{e,p}$, se analizó antes y después de la reparación del pozo, obteniendo valores de 304.9 y 127.1 respectivamente. Este factor es causado por el efecto combinado debido a la convergencia de los fluidos, S_c , hacia el intervalo abierto a producción (obteniendo un valor de +56) y por el flujo a través de las perforaciones, S_p (determinando que éste disminuyó notablemente de +14 a +4 al incrementar la densidad de disparos de uno cada dos metros a cuatro por metro).

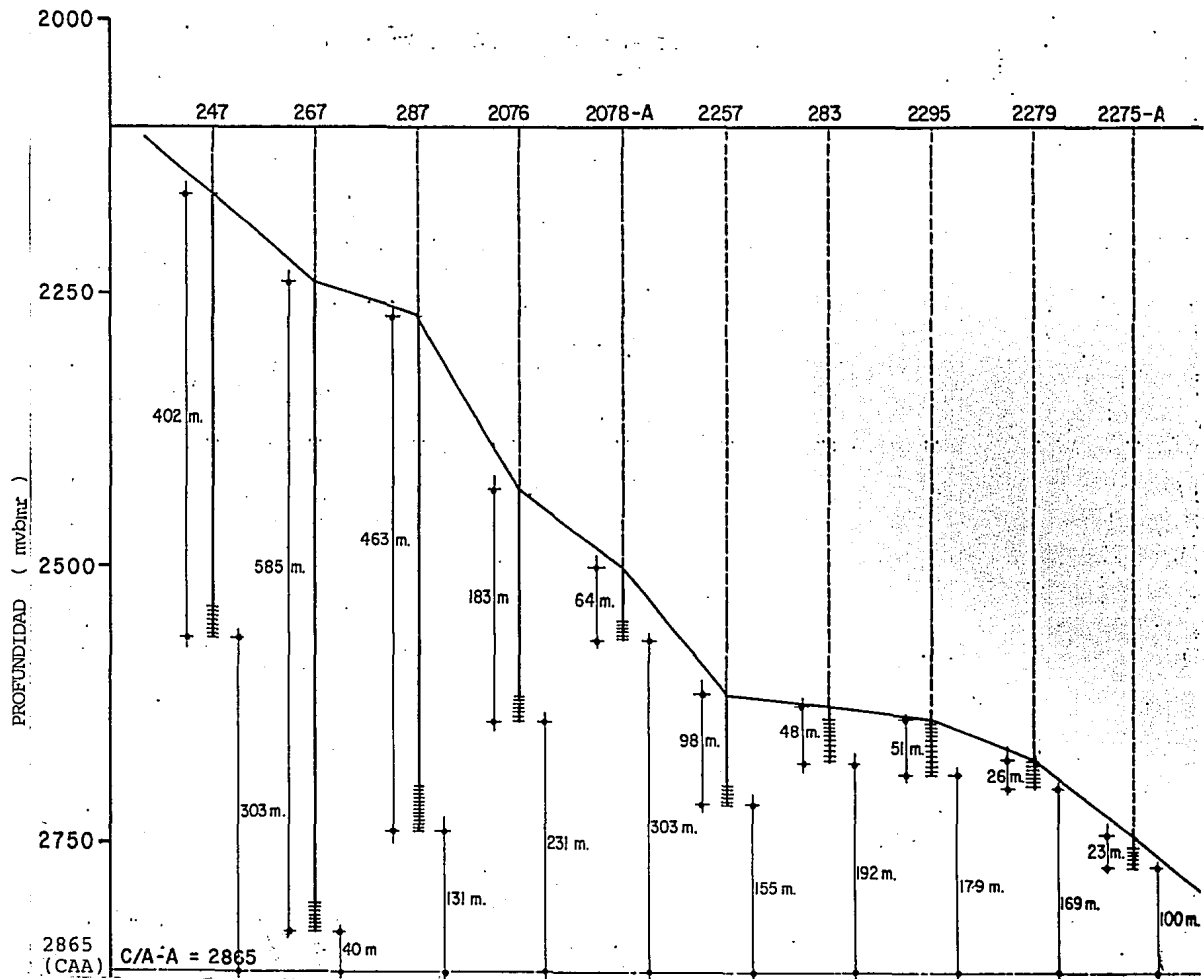


FIG. 4.10 CAMPO CANTARELL. PERFIL DE CIMAS DESCENDENTES 140

En 1979 un grupo interdisciplinario¹⁴² presentó un estudio relacionado con el mantenimiento de presión por inyección de agua al Complejo Cantarell. Plantean como propósito la planeación de trabajos a corto plazo que deben realizarse, para que se establezca la implementación de un sistema que permita tanto el mantenimiento de presión a un nivel cercano a la de saturación, como para aumentar la recuperación de los hidrocarburos existentes. Lo anterior, debido a las producciones altas que se extraerán del yacimiento que provocaría una declinación rápida de la presión. Mencionan que la información general del yacimiento con la que se contaba, era escasa, no siendo posible a esa fecha diseñar completamente el sistema de inyección. Presentan los aspectos geológicos y del sistema roca-fluidos, así como un pronóstico de producción efectuado para el campo, basado en el programa de perforación de pozos. Indican que las primeras predicciones del comportamiento¹⁴³, muestran que la presión de saturación del yacimiento se alcanzará cuando se lleve el 3 % de la recuperación, lo cual ocurriría a principios de 1983 (Figura 4.11). Como fuente de abastecimiento de agua mencionan que el agua de mar es la más viable, sin embargo, recomiendan que se deben de hacer estudios económicos que consideren las inversiones iniciales y los costos de operación y mantenimiento, para decidir si esa fuente o la de pozos perforados en tierra es la más adecuada. Considerando las características del yacimiento (espesores y transmisibilidades altas y presencia de un acuífero subyacente) recomiendan que el patrón de inyección más adecuado es el de fondo en el seno del acuífero, indicando que el arreglo de los pozos inyectoros inicialmente propuesto, es situarlos en las periferias, y que dependiendo del comportamiento presión-producción, podría ser necesario acondicionar pozos inyectoros dentro de la estructura. En base a las estimaciones realizadas, concluyen que con 100 kg/cm^2 (1469.6 lb/pg^2) en la cabeza de los pozos, se podrían inyectar gastos aproximados de 4.77, 6.36 o $7.95 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (30, 40 o 50 Mbl/D) por pozo, dependiendo de si la terminación se hace con tubería de revestimiento de $4\frac{1}{2}$, $5\frac{1}{2}$ o 7 pg, respectivamente. Con cálculos preliminares construyeron la gráfica 4.11, en la que se observa que la inyección se realiza por etapas, en base al siguiente programa que considera $6.36 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (40 MMbl/D) de agua de inyección por pozo.

Etapa	Fecha	Gasto de Iny. (Mbl/D)	Pozos
1	jun 81	200	5
2	ene 82	400	10
3	ago 82	600	15
4	abr 83	800	20
5	ene 85	1000	25

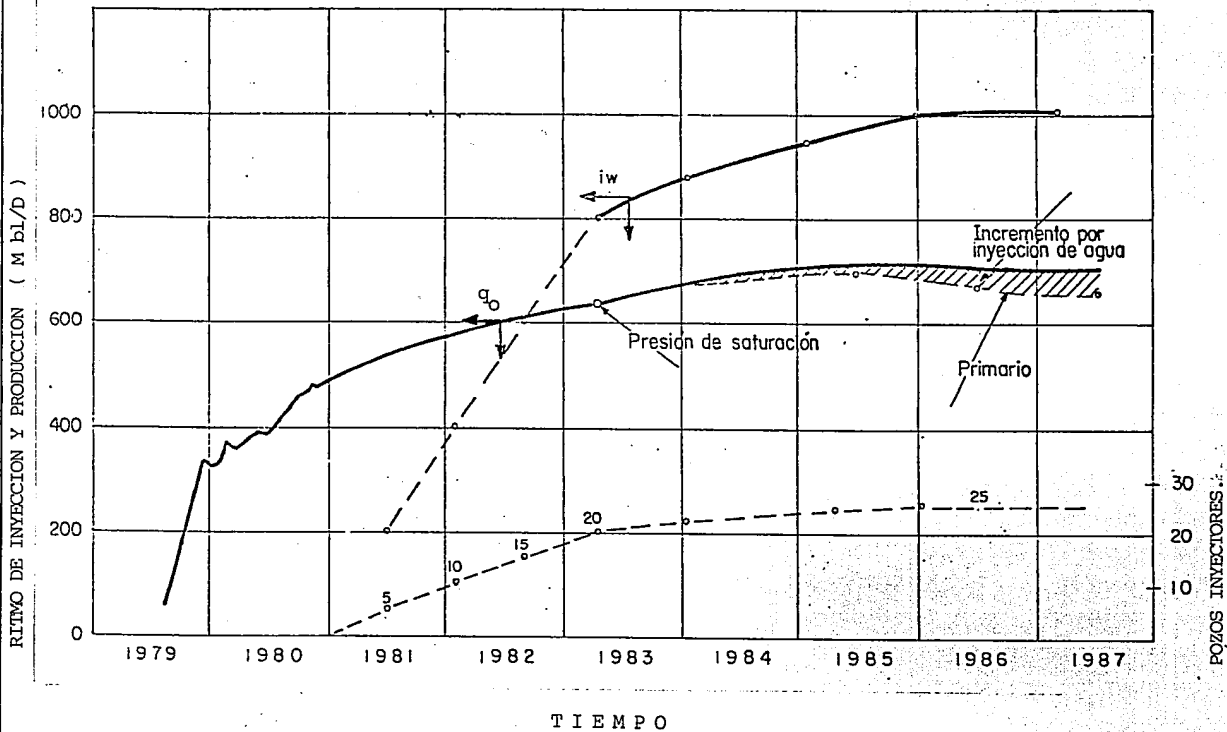


FIG. 4.11 CAMPO CANTARELL. PRONOSTICO DE INYECCION E INCREMENTO DE PRODUCCION¹⁴²

Finalmente, mencionan que los primeros resultados de predicción del comportamiento primario, han dado como resultado que se recuperará aproximadamente el 8 % del volumen original, por declinación natural, que comparado con el 30 % que se estima recuperar con la inyección de agua, se tendría un incremento del 22 % al implantar el proceso de mantenimiento de presión.

Posteriormente en 1983 se presentó una revisión y actualización del estudio mencionado anteriormente, el cual contempló el comportamiento sin y con inyección de agua mediante simulación numérica aplicado al campo¹²⁴. Este fue realizado por un grupo interdisciplinario, habiéndose revisado la información disponible a la fecha, se actualizaron los estudios geológicos y de ingeniería de yacimientos, obteniendo como conclusión el replanteamiento de la inyección de agua. Se exponen las modificaciones que se requieren en el sistema de inyección original, mostrando las capacidades de producción de aceite tanto por agotamiento natural como por inyección de agua para el esquema de desarrollo propuesto. Como resultado de sus estudios presentan (Figura 4.12) las siguientes conclusiones:

1. Sin inyección de agua. El yacimiento puede proporcionar un gasto de producción de aceite de aproximadamente $190.785 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (1.2 MMbbl/D) hasta el año de 1991, posteriormente declinará a un valor del orden de $127.190 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (800 Mbbl/D) a fines de 1995. La obtención de los gastos anteriores implica el cumplimiento de un programa de 43 pozos productores adicionales y la profundización de 20 por avance del casquete de gas.

2. Con inyección de agua. Con esta opción es factible obtener una producción de aceite cercana a $254.380 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (1.6 MMbbl/D) hasta diciembre de 1995. Contempla el programa de desarrollo y reparación de pozos antes señalados, y la inyección de un gasto de $317.975 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (2 MMbbl/D) de agua a partir de enero de 1986 y con el empleo de 42 pozos situados en los flancos norte y sur de la estructura.

Concluyen que con la inyección de agua se espera obtener una recuperación de 1192.407 MMm^3 (7500 MMbbl) de aceite, representando un incremento de 206.684 MMm^3 (1300 MMbbl) con respecto a la que se obtendría por agotamiento natural.

La referencia 144 presenta un estudio preliminar de investigación geológica y de ingeniería de yacimientos aplicado a la estructura Akal del Campo Cantarell. Realizan un análisis geológico básico basado en interpretaciones estructurales del área, en análisis de las propiedades petrofísicas y de Presión-Volumen-Temperatura, PVT. Asimismo, emplearon un modelo de simulación numérica para yacimientos fracturados, realizando predicciones del comportamiento del yacimiento sin y con inyección de agua. Algunos de los resultados que obtuvieron en las predicciones son:

1. Agotamiento natural (Figura 4.13). Se necesitan 112 pozos productores con espaciamento de 800 m (2624 pies), obteniendo una producción de aceite aproximada a $79.494 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (500 Mbbl/D) en 1981, declinando a $3.189 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (20 Mbbl/D) para principios de 1991. La recuperación

CAMPO CANTARELL

COMPORTAMIENTO PRIMARIO Y SECUNDARIO

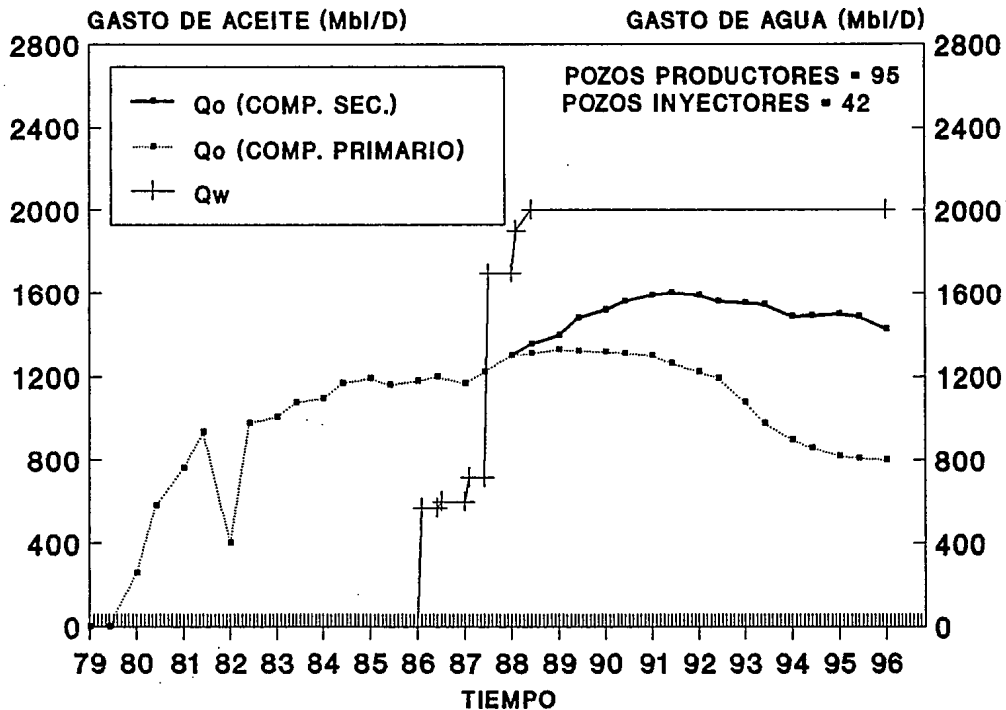


FIG. 4.12 COMPORTAMIENTO SIN Y CON INYECCION DE AGUA. CANTARELL¹²⁴

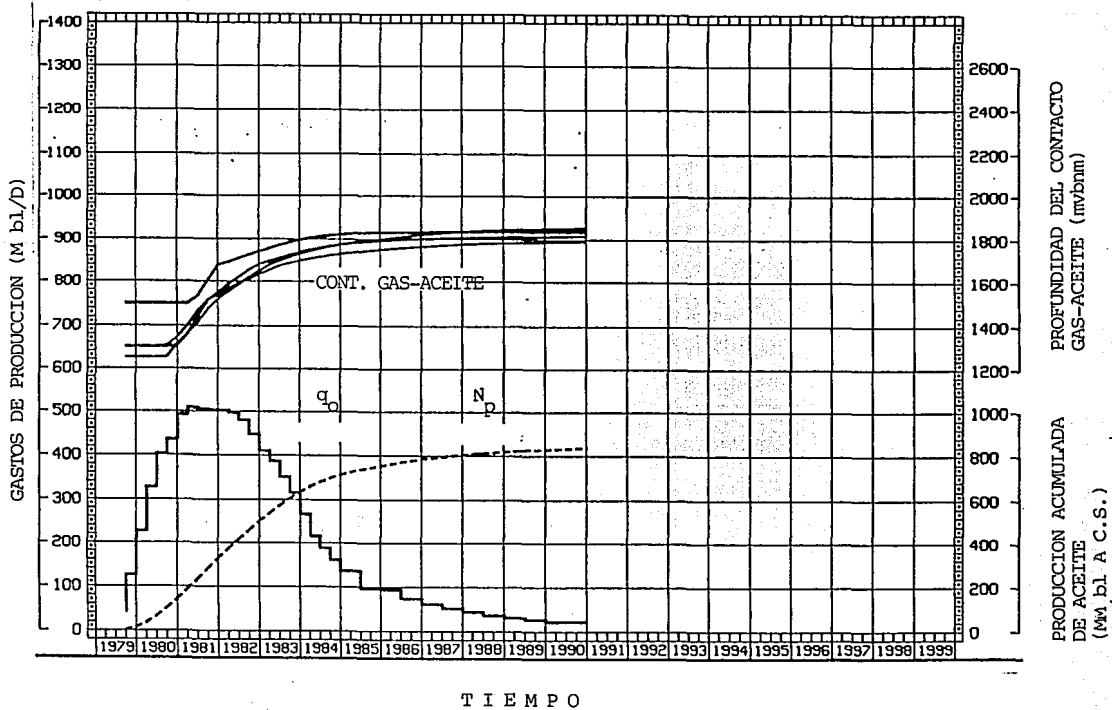


FIG. 4.13 CAMPO CANTARELL-ESTRUCTURA AKAL.
 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO POR
 AGOTAMIENTO NATURAL.¹⁴⁴

de aceite para esta última fecha, se estima cercana a 133.073 MMm^3 (837 MMbl) medida a condiciones de superficie, lo que representa cerca del 9 % del volumen original de aceite calculado a condiciones de yacimiento.

2. Con inyección de agua (Figura 4.14). Se pueden lograr gastos de aceite superiores a $158.988 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ (1000 Mbl/D) para el año de 1983 y mantenerlo cerca de 5 años, bajo un esquema que involucra la perforación de 102 pozos productores con espaciamiento de 800 m (2624 pies) en 12 plataformas, la inyección de $222.583 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ (1.4 MMbl/d) de agua, en una profundidad cercana al contacto agua-aceite, C_{w-o} , y con pozos inyectoros distribuidos a lo largo de los flancos norte y sur de la estructura anticlinal. El esquema de inyección de agua investigado, requiere la perforación de 14 pozos inyectoros por medio de 2 plataformas en el flanco sur y de 14 pozos inyectoros desde 2 plataformas localizadas en el flanco norte. La recuperación de aceite para el año de 1991 se calculó en 538.491 MMm^3 (3387 MMbl), medidos a condiciones de superficie, lo que representa el 35 % del volumen original de aceite a condiciones de yacimiento.

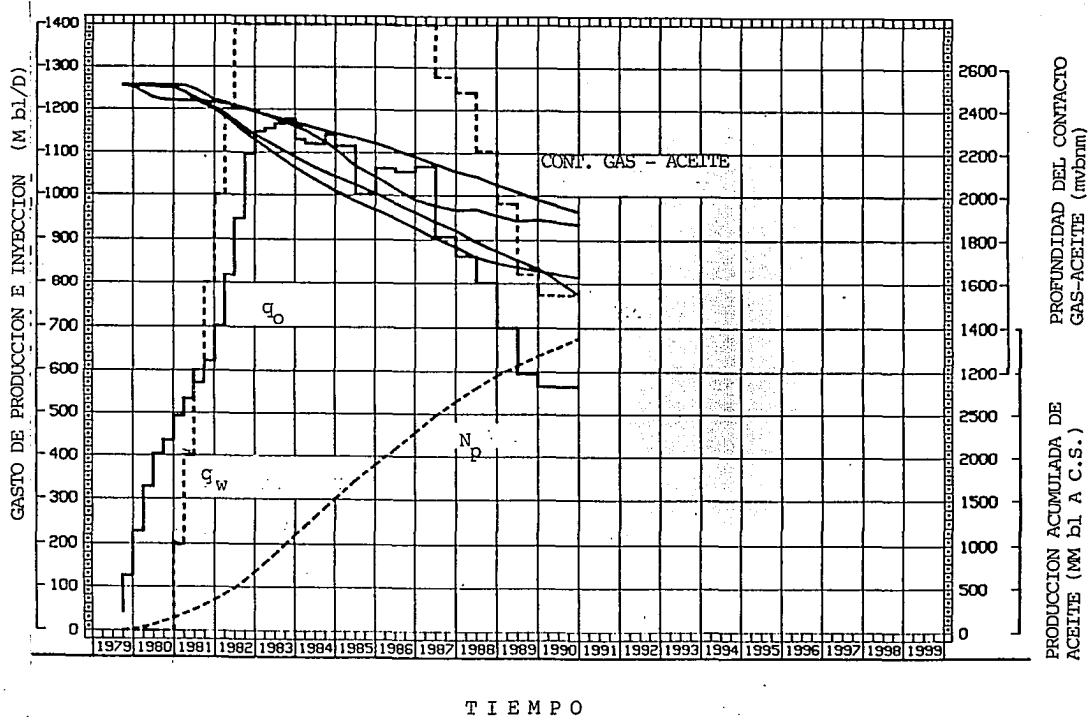


FIG. 4.14 CAMPO CANTARELL - ESTRUCTURA AKAL.
 COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO CON
 INYECCION DE AGUA (PREDICCIÓN)¹⁴⁴

CAPITULO V

MODELOS DE SIMULACION Y DATOS EMPLEADOS

5.1 Introducción.

La simulación numérica de yacimientos es una técnica muy apropiada y poderosa en el análisis de ingeniería de yacimientos. El objetivo principal de la simulación de yacimientos es predecir el comportamiento del yacimiento bajo diferentes condiciones de explotación. Las diferentes corridas efectuadas en los simuladores de yacimientos ayudan en la selección de las condiciones de explotación óptimas, en las que se comparan la rentabilidad para diferentes opciones de operación y bajo distintos procesos de recuperación, tanto primarios como mejorados. Un modelo de simulación de yacimientos, proporciona información sobre la distribución de presiones y saturaciones de fluidos, composición del fluido producido y gastos de producción e inyección para cada pozo.

En la literatura se reportan diferentes tipos de modelos para simulación de yacimientos, y una de las bases para su clasificación es el número de dimensiones. Odeh¹⁴⁵ en su artículo, muestra que los modelos para yacimientos, se dividen en modelos de cero (una celda), una, dos y tres dimensiones (Figura 5.1), siendo éstos últimos los más complejos y sofisticados.

Las ecuaciones empleadas en el modelo de simulación son fundamentalmente, la ecuación de balance de materia para cada fase en cada bloque de la malla, y la Ley de Darcy modificada con el concepto de permeabilidad relativa, que describe los gastos de flujo de las fases (aceite, gas y agua) entre los bloques de la malla.

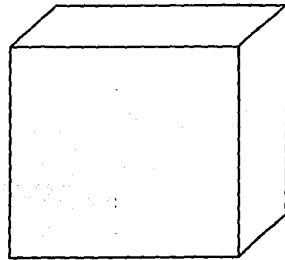
Los simuladores de yacimientos también se pueden clasificar en función del proceso a simular. Los modelos más empleados son^{146,147}:

1. Modelo para aceite negro. Este modelo isotérmico (a temperatura constante), se emplea para predecir el comportamiento de yacimientos conteniendo tres fases inmiscibles (aceite, gas y agua) y a composición constante.

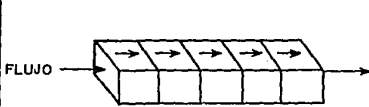
2. Modelos Térmicos. Se emplean para estudiar el comportamiento de procesos térmicos en recuperación mejorada de aceite, como por ejemplo, la inyección de vapor y la combustión in-situ en yacimientos petroleros.

3. Modelos Químicos. Este tipo de modelos se emplean para predecir los procesos de inyección de agentes químicos en el yacimiento, tales como polímeros, surfactantes y sustancias alcalinas.

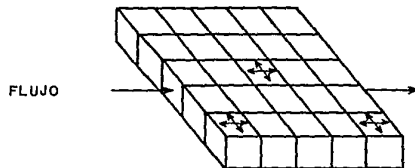
4. Modelos Composicionales. Se emplean para simular procesos de recuperación en los cuales no son válidas las suposiciones de composición constante, e inmiscibilidad de las fases gas y aceite. *Los modelos composicionales se usan principalmente para predecir el comportamiento de yacimientos bajo*



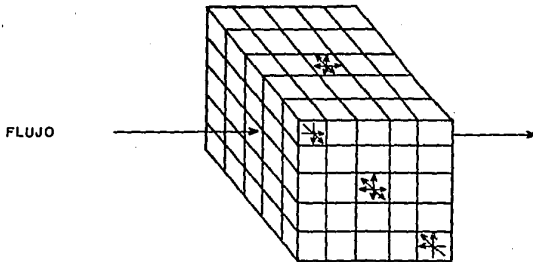
a) MODELO DE TANQUE



b) MODELO DE UNA DIMENSION



c) MODELO DE DOS DIMENSIONES



d) MODELO DE TRES DIMENSIONES

FIG. 5.1 . MODELOS DE SIMULACION PARA YACIMIENTOS.¹⁶⁸

diferentes métodos de recuperación de aceite, cuando las composiciones del gas y aceite cambian en forma considerable con respecto a la posición y el tiempo, es decir, cuando hay transferencia de masa entre las fases. Casos comunes de estos cambios de composición son la inyección cíclica o recirculación que se puede efectuar en los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado del gas producido en la superficie, así como los procesos miscibles en los que la miscibilidad se genera in-situ a través de un proceso de contacto múltiple (transferencia de masa²). También, son ejemplos clásicos, los procesos de inyección a presiones altas de gases (gas enriquecido, bióxido de carbono, y nitrógeno). Con pozos perforados a grandes profundidades, cada vez se encuentran mayores yacimientos que contienen aceites volátiles y condensados del gas. Por lo anterior, este tipo de simuladores se necesitan para predecir el comportamiento de estos yacimientos bajo diferentes condiciones de explotación y diferentes métodos de recuperación mejorada de aceite.

El modelo composicional es un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales. En cada bloque de la malla, se escribe una ecuación para cada componente del fluido del yacimiento. Cada ecuación es simplemente una relación matemática de conservación de masa de un determinado componente en cada celda; con la Ley de Darcy se describen los gastos de flujo entre las celdas adyacentes de la malla del yacimiento.

La distribución de cada componente entre las fases gas y aceite, se determina por medio de los valores de la constante de equilibrio, K , a la presión y temperatura del yacimiento (p_y y T_y respectivamente).

Nghiem, Fog y Aziz¹⁴⁸ así como **Fussell y Fussell**¹⁴⁹, emplean en sus modelos composicionales una ecuación de estado (**Peng Robinson o Redlich-Kwong**), en lugar del cálculo de las densidades del aceite y del gas y de las constantes de equilibrio, K . La ecuación de estado ofrece la ventaja de que presenta consistencia, en la que los valores para las densidades de las fases y las constantes de equilibrio se obtienen de una manera simple.

En este estudio se emplearon dos modelos composicionales, el primero de ellos es el simulador de comportamiento de fases IMPEVETE⁶⁰ necesario para reproducir las pruebas Presión-Volumen-Temperatura, PVT, reportadas por el laboratorio y en segundo lugar, el simulador numérico composicional para yacimientos petroleros SIMPCO¹⁵⁰, que considera tres fases y tres dimensiones, el cual es similar al descrito por **Fussell y Fussell**¹⁴⁹. Este simulador (SIMPCO) se empleó para ajustar la historia de presión-producción del yacimiento Akal (considerando una simulación regional), prediciendo posteriormente el comportamiento del mismo, tanto por agotamiento natural como para el caso de inyección de nitrógeno.

5.2 Descripción del simulador de Comportamiento de Fases de Mezclas de Hidrocarburos y Gases Contaminantes, IMPEVETE.

Para determinar el comportamiento de fases de la mezcla y con la finalidad de reproducir las pruebas Presión-Volumen-Temperatura, PVT, de laboratorio, se utiliza el programa IMPEVETE^{60,151}, el cual es un simulador composicional que emplea una ecuación de estado⁴⁰, y simula a condiciones de yacimiento el comportamiento de fases de mezclas multicomponentes (ya sean éstas naturales o sintéticas) de hidrocarburos y algunos gases contaminantes, considerando variaciones de presión, temperatura y composición.

El IMPEVETE emplea la concepción de celda en equilibrio (como elemento básico de simulación), que consiste en un recipiente ideal, en donde la presión y la temperatura se pueden controlar y el volumen se puede variar. En la celda se pone en equilibrio una muestra del sistema a estudiar, determinando la cantidad de cada fase presente así como la composición de las mismas. Cuando la fugacidad de un componente en una fase es igual a la fugacidad del mismo componente en la otra fase, se establece entonces el equilibrio de las fases. Las fugacidades de los componentes de una fase se determinan con el empleo de la ecuación de estado cúbica desarrollada por Peng-Robinson⁴⁰ (calculando el equilibrio físico vapor-líquido de las fases, su distribución y composición), y con ecuaciones derivadas del concepto termodinámico de fugacidad. Al resolver las raíces de la ecuación de estado cúbica, se calcula el factor de compresibilidad de la fase, y con ello se determina la densidad de las fases.

5.2.1 Ecuaciones básicas del modelo IMPEVETE.

Se establece un sistema de ecuaciones simultáneas del tipo no lineal, el cuál se resuelve mediante un método iterativo del tipo **Newton-Rapshon**, en que se reduce a un mínimo las variables de iteración. Dicho sistema está formado por las siguientes ecuaciones básicas¹⁵¹:

1. Balance de masa por fase y por componentes.

Balance de masa total:

$$L + V = 1 \quad (5.1)$$

Balance de masa para cada componente en la mezcla de fluidos:

$$Lx_i + Vy_i = Z_i \quad (5.2)$$

con las siguientes ecuaciones de restricción, para las composiciones en la fase líquida:

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (5.3)$$

para las composiciones en la fase vapor:

$$\sum_{i=1}^n y_i = 1 \quad (5.4)$$

2. Condición de equilibrio termodinámico de las fases:

$$f_{iL} = f_{iV} \quad (5.5)$$

3. Fugacidades de los componentes.

Para la fase líquida:

$$f_{iL} = \frac{p x_i \exp [b_{iL} (Z_L - 1)]}{(Z_L - B_L) \left[1 + \frac{B_{L,i}}{Z_L} \right]^{u_i}} \quad (5.6)$$

Para la fase vapor:

$$f_{iV} = \frac{p y_i \exp [b_{iV} (Z_V - 1)]}{(Z_V - B_V) \left[1 + \frac{B_{V,i}}{Z_V} \right]^{\omega_i}} \quad (5.7)$$

en donde,

$$u_i = \frac{A_L}{B_L} (2a_{iL} - b_{iL}) \quad (5.8)$$

$$\omega_i = \frac{A_V}{B_V} (2a_{iV} - b_{iV}) \quad (5.9)$$

y los parámetros que intervienen en las ecuaciones 5.6 a 5.9 se definen por:

$$A_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j \alpha_{ij} \quad (5.10)$$

$$A_w = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n y_i y_j \alpha_{ij} \quad (5.11)$$

$$a_{iL} = \frac{1}{A_L} \sum_{j=1}^n x_j \alpha_{ij} \quad (5.12)$$

$$a_{iv} = \frac{1}{A_v} \sum_{j=1}^n y_j \alpha_{ij} \quad (5.13)$$

$$B_L = \sum_{i=1}^n x_i \beta_i \quad (5.14)$$

$$B_v = \sum_{i=1}^n y_i \beta_i \quad (5.15)$$

$$b_{iL} = \frac{\beta_i}{B_L} \quad (5.16)$$

$$b_{iv} = \frac{\beta_i}{\beta_v} \quad (5.17)$$

$$\beta_i = \frac{\Omega b_i p_{ri}}{T_{ri}} \quad (5.18)$$

$$\alpha_{ij} = \alpha_{ji} = \left(1 - C_{ij}\right) \left[\frac{\Omega a_i p_{ri}}{T_{ri}^{2.5}} \frac{\Omega a_j p_{rj}}{T_{rj}^{2.5}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (5.19)$$

siendo C_{ij} el parámetro de interacción del componente i con el componente j . En las expresiones 5.18 y 5.19, Ωa y Ωb son parámetros del componente i (ó j) y dependen de la temperatura reducida, T_r , y del factor acéntrico de Pitzer, ω . Estos factores son independientes de la presión y de la composición

(las derivadas de éstos respecto a x_j , y_j o p son cero). De las expresiones 5.2 a la 5.19 se aplica la condición de $1 \leq j \leq n$.

5.2.2 Aplicaciones del modelo IMPEVETE.

Con el simulador IMPEVETE se puede calcular o determinar:

1. Presiones de saturación (burbuja o de rocío).
2. Comportamiento Presión-Volumen-Temperatura, PVT, de pruebas de laboratorio, tales como: separación a composición constante o separación flash, separación diferencial convencional y separación diferencial a volumen constante (agotamiento a volumen constante).
3. Para cada prueba de laboratorio del punto anterior, todas las relaciones volumétricas más usuales (B_o , B_g , R_{sd} , B_{if} , etc.).
4. Comportamiento de fase en una batería de separación.
5. Comportamiento Presión-Volumen-Temperatura, PVT, a cualquier presión, p , y temperatura, T , para una composición dada. Es decir, la envolvente de fases y sus líneas de calidad.
6. Los coeficientes para una correlación de viscosidad tipo **Stiel-Thodos** ajustándolos a datos de laboratorio.
7. Densidad de la mezcla multicomponente de hidrocarburos ya sea en fase líquida o vapor a una presión y temperatura dadas.

El simulador IMPEVETE se puede emplear en yacimientos conteniendo fluidos del tipo de aceite negro, de aceite volátil y de gas y condensado, presentando la ventaja de dimensionamiento ajustable y datos suministrados por tarjetas independientes.

5.3 Descripción del simulador Numérico Composicional de Yacimientos Petroleros SIMPCO.

El simulador SIMPCO¹⁵⁰ resuelve numéricamente en forma rigurosa el problema de flujo composicional, emplea una ecuación de estado⁴⁰ y está diseñado para estudiar los yacimientos petroleros en donde su comportamiento es sensible a los cambios de composición que ocurren durante la explotación primera. Este modelo simula el flujo de agua y de los componentes en las fases aceite y gas, en un medio poroso heterogéneo de tres dimensiones; está constituido por un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales que describen el movimiento de fases y componentes, y un grupo de ecuaciones termodinámicas no lineales que representan el comportamiento de fases del sistema gas-aceite. El simulador SIMPCO es un modelo composicional de porosidad simple o convencional (no fracturado).

5.3.1 Ecuaciones básicas del modelo SIMPCO.

El problemas de flujo de fluidos de composición variable y de agua en el yacimiento se resuelve por medio de un grupo de ecuaciones diferenciales parciales, transformadas en ecuaciones algebraicas empleando el método de diferencias finitas de 7 puntos, y las ecuaciones termodinámicas aplicadas a cada nodo de la malla. Estas, generan un sistema de ecuaciones simultáneas, las cuáles se resuelven mediante un proceso en que se combinan un método iterativo y un método directo. El sistema de ecuaciones lo conforman las siguientes ecuaciones básicas¹⁴⁹:

1. Flujo de fases (ecuación de balance molar total):

$$\phi_e \delta_i (L + V) = \Delta \left[k \left[\frac{k_{rl} \rho_L}{\mu_L} + \frac{k_{rv} \rho_v}{\mu_v} \right] \Delta p \right] + q_h \quad (5.20)$$

en donde δ_i y Δ representan los operadores en forma de diferencias finitas.

2. Ecuación de balance molar de componentes hidrocarburos:

$$\phi_e \delta_i (L x_i + V y_i) = \Delta \left[k \left[\frac{k_{rl} \rho_L}{\mu_L} x_i + \frac{k_{rv} \rho_v}{\mu_v} y_i \right] \Delta p \right] + q_i \quad (5.21)$$

para $1 \leq i \leq l$

3. Ecuación de balance molar de agua:

$$\phi_e \delta_i W = \Delta \left[k \frac{k_{rw} \rho_w}{\mu_w} \Delta p \right] + q_w \quad (5.22)$$

4. Ecuaciones de restricción.

Saturaciones de las fases:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (5.23)$$

la cual puede expresarse como,

$$\frac{RT}{p} (L Z_L + V Z_v + W Z_w) = 1 \quad (5.24)$$

Composición de cada fase:

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (5.3)$$

$$\sum_{i=1}^n y_i = 1 \quad (5.4)$$

5. Ecuaciones de equilibrio termodinámico de las dos fases.

Temperaturas, $T_L = T_v$ (5.25)

Presiones, $p_L = p_v$ (5.26)

Fugacidades, $f_{iL} = f_{iv}$ (5.5)

Ecuación de estado⁴⁰,

$$p = \frac{RT}{v - b_p} - \frac{a_p(T)}{v(v + b_p) + b_p(v - b_p)} \quad (5.27)$$

la ecuación anterior se puede escribir como:

$$Z_p^3 - (1 - B_p)Z_p^2 + (A_p - 3B_p^2 - 2B_p)Z_p - (A_p B_p - B_p^2 - B_p^3) = 0 \quad (5.28)$$

los parámetros en las ecuaciones 5.27 y 5.28 se representan como:

$$A_p = \frac{a_p p}{R^2 T^2} \quad (5.29)$$

$$B_p = \frac{b_p p}{RT} \quad (5.30)$$

$$Z_p = \frac{p v}{RT} \quad (5.31)$$

$$a_p = \sum_i^n \sum_j^n x_i x_j a_{ij} \quad (5.32)$$

$$b_p = \sum_i^n x_i b_{pi} \quad (5.33)$$

siendo,

$$a_{p \ ij} = (1 - \delta_{ij}) a_{pi}^{1/2} a_{pj}^{1/2} \quad (5.34)$$

siendo δ_{ij} el coeficiente de interacción binario determinado empíricamente y caracterizado por el sistema binario formado por el componente i y por el componente j . Las ecuaciones 5.32 y 5.33 en el punto crítico son:

$$a_p(T_c) = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (5.35)$$

$$b_p(T_c) = 0.07780 \frac{R T_c}{P_c} \quad (5.36)$$

$$Z_c = 0.307 \quad (5.37)$$

y a otras temperaturas se tiene:

$$a_p(T) = a_p(T_c) \alpha(T_r, \omega) \quad (5.38)$$

$$b_p(T) = b_p(T_c) \quad (5.39)$$

donde $\alpha(T_r, \omega)$ es una función adimensional de la temperatura reducida, T_r , y del factor acéntrico, ω , siendo igual a la unidad a la temperatura crítica, T_c . Para todas las sustancias, la relación entre α y la temperatura reducida, T_r , se puede linearizar con la expresión siguiente:

$$\alpha^{1/2} = 1 + k(1 - T_r^{1/2}) = [\alpha(T_r, \omega)]^{1/2} \quad (5.40)$$

en donde la constante k se evalúa con:

$$k = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \quad (5.41)$$

5.3.2 Aplicaciones del modelo SIMPCO.

Como se comentó previamente, el simulador numérico composicional SIMPCO, se puede aplicar para estudiar yacimientos con fluidos de tipo aceite negro, aceite volátil y de gas y condensado, explotados por agotamiento natural. También puede emplearse eficientemente para estudiar el comportamiento de estos yacimientos que se someten a algún proceso de recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de agua y de gas (nitrógeno, bióxido de carbono, gas natural, gas de combustión, etc.).

5.3.3 Características del simulador SIMPCO.

1. Fue diseñado para tres dimensiones cartesianas. El sistema de ejes coordenados que emplea se muestra en la Figura 5.2.

2. Maneja tres fases: aceite, gas y agua, con un número variable de componentes.

3. Se requiere una malla rectangular del tipo de punto distribuido. La malla en una y en dos dimensiones, considerando espaciamiento constante entre nodos se representa en la Figura 5.3.

4. El espaciamiento entre los nodos puede ser variable en las direcciones X, Y y Z.

5. Para calcular densidades, volúmenes molares, presiones de burbuja, presiones de rocío de las fases aceite y gas, y fugacidades de los componentes se emplea una ecuación de estado cúbica⁴⁰.

6. Las propiedades de flujo de las fases como densidad, volumen molar, viscosidad y presión de saturación, se tratan como funciones de la presión, la temperatura y la composición.

7.- La viscosidad de las fases aceite y gas se calculan con una correlación tipo **Stiel-Thodos**.

8.- El modelo permite asociar a cada uno de los nodos de la malla, un pozo productor de aceite y/o gas, o un inyector de agua, permitiendo el manejo de la entrada natural de agua mediante pozos ficticios. También es posible asociar pozos inyectores de gas (nitrógeno, bióxido de carbono, gas natural, etc.) para recuperación mejorada de aceite.

9. La frontera del yacimiento con el medio que le rodea se trata como de cero flujo

10. Para resolver el sistema de ecuaciones simultáneas, se emplea un procedimiento en que se combinan un esquema iterativo (el cuál es una variante del método de **Newton-Raphson**, en el que se reduce a un mínimo las variables de iteración), con dos variantes de eliminación de **Gauss**.

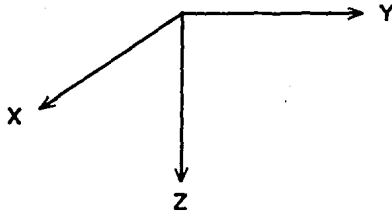


FIG. 5.2 SISTEMAS DE EJES COORDENADOS DEL SIMPCO.¹⁰⁰

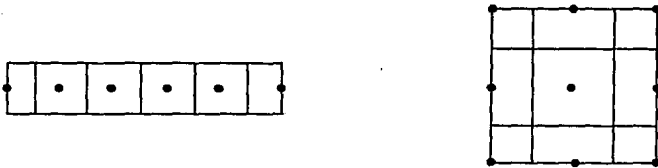


FIG. 5.3 MALLA EN UNA Y EN DOS DIMENSIONES CONSIDERANDO ESPACIAMIENTO CONSTANTE ENTRE NODOS DEL TIPO DE MALLA RECTANGULAR DE PUNTO DISTRIBUIDO.¹⁰⁰

11. El analista, proporciona datos de curvas de permeabilidades relativas de sistemas agua-aceite y gas-aceite, las cuales se ajustan en el simulador mediante polinomios cúbicos suavizados (splines), y así calcular los valores requeridos para aplicar un modelo de Stone¹⁵² para determinar las permeabilidades relativas a tres fases.

12. El modelo tiene capacidad de simular una batería superficial de separación, de 1 a 5 etapas, en la que cada pozo se puede manejar separadamente, o bien todos los pozos del yacimiento descargar conjuntamente a la batería.

13. El modelo presenta una memoria dinámica, y se le proporciona información de datos por tarjetas autosuficientes nominadas que pueden ser acomodadas según convenga al analista, por ejemplo, la tarjeta nombrada CAMPYACI le indica al simulador el nombre del campo y del yacimiento a estudiar, ésta se puede localizar en cualquier lugar del archivo de datos (ver Sección 5.5.6).

14. Dispone de casi 50 tablas y/o mapas de resultados, dentro de los cuales puede elegir el usuario.

15. Guarda datos de la última etapa calculada para iniciar nuevamente el estudio del yacimiento en caso de que sea necesario interrumpir la corrida y posteriormente reiniciarla.

Finalmente, es necesario tener presente que previamente a la aplicación del modelo SIMPCO, se debe procesar información de laboratorio para reproducir la presión de burbuja, p_b , y el comportamiento Presión-Volumen-Temperatura, PVT, por medio del simulador IMPEVETE⁶⁰ descrito previamente (inciso 5.2 del Capítulo presente), con el objetivo de generar la información necesaria relacionada con los componentes y pseudocomponentes del aceite y del gas.

5.4 Datos necesarios empleados en el simulador IMPEVETE⁶⁰.

El objetivo de emplear el simulador de comportamiento de fases (IMPEVETE) es reproducir las pruebas de laboratorio (Presión-Volumen-Temperatura, PVT) efectuadas al aceite negro del Yacimiento Akal perteneciente al Complejo Cantarell.

En base a pruebas reportadas por el laboratorio, se determinó que sólo existía líquido en el yacimiento cuando éste fue descubierto, es decir, se trataba de un yacimiento de aceite negro del tipo bajosaturado (la presión del yacimiento, p_y , se encontraba por arriba de la presión de burbuja, p_b)¹²¹.

Debido a que el estudio se haría con un simulador composicional, se seleccionó el aceite del pozo Cantarell No. 8, por contar con un análisis composicional de laboratorio⁶² (Tabla 5.1), para realizar la caracterización del aceite*.

* La caracterización de un fluido consiste en efectuar cambios en ciertos parámetros de la ecuación de estado, para poder reproducir las pruebas de laboratorio, principalmente la presión de saturación⁵⁹.

TABLA 5.1 ANALISIS COMPOSICIONAL. CANTARELL 8⁶².

COMPONENTE	FRACCION MOL
ACIDO SULFHDRIICO	0.0132
BIOXIDO DE CARBONO	0.0164
NITROGENO	0.0026
METANO	0.2958
ETANO	0.0863
PROPANO	0.0637
ISO-BUTANO	0.0118
BUTANO NORMAL	0.0307
ISO-PENTANO	0.0160
PENTANO NORMAL	0.0217
HEXANOS	0.0289
HEPTANOS	0.0275
OCTANOS	0.0370
NONANOS	0.0298
DECANOS	0.0295
UNDECANOS	0.0264
DODECANOS	0.0148
TRIDECANOS	0.0149
TETRADECANOS	0.0296
PENTADECANOS	0.0146
HEXADECANOS	0.0237
HEPTADECANOS	0.0139
OCTADECANOS	0.0096
NONADECANOS +	0.1416
TOTAL	1.0000

Los componentes del hexano y más pesados, $C_6H_{14}^+$ (del hexano puro, C_6H_{14} , al nonadecano y más pesados, $C_{19}H_{40}^+$), se subdividieron en fracciones destiladas entre ciertos rangos de temperatura, a las que, por no conocerse plenamente su composición química se les denomina "seudocomponentes".

La composición de la mezcla se formó por compuestos puros, siendo estos metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano puro (nC_4H_{10} , incluye butano normal e isobutano) y pentano puro (nC_5H_{12} , incluye pentano normal e isopentano); por componentes contaminantes como nitrógeno, bióxido de nitrógeno y ácido sulfhídrico; y finalmente por seudocomponentes de la mezcla nombrados como C6+A (incluye hexano C_6H_{14} , heptano C_7H_{16} , octano C_8H_{18} , nonano C_9H_{20} , decano $C_{10}H_{22}$, y undecano $C_{11}H_{24}$); C6+B (incluye dodecano $C_{12}H_{26}$, tridecano $C_{13}H_{28}$, tetradecano $C_{14}H_{30}$, pentadecano $C_{15}H_{32}$, hexadecano $C_{16}H_{34}$, heptadecano $C_{17}H_{36}$ y octadecano $C_{18}H_{38}$) y C6+C (sólo incluye nonadecano y más pesados $C_{19}H_{40}^+$). La Tabla 5.2 muestra esta agrupación para formar los seudocomponentes, así como el cálculo del peso molecular, PM_{sj} , y la densidad, ρ_{sj} , para cada uno de ellos.

Los compuestos puros, incluyendo los contaminantes y los seudocomponentes que intervienen en la mezcla líquida son manejados por el simulador como una lista numerada de especies químicas, en la que los primeros lugares son asignados a los componentes puros y el resto de los lugares se asigna a los seudocomponentes. La parte superior de la Tabla 5.3, muestra las condiciones iniciales del yacimiento (p_y y T_y), así como las condiciones en la superficie (p y T a c.s.) considerando un metro cúbico como volumen base, V_{base} , para los cálculos relacionados de la fase aceite. En la parte inferior de la tabla anterior, se presenta la composición inicial de la mezcla (conteniendo los grupos de seudocomponentes) en el yacimiento a la presión de burbuja de 150 kg/cm^2 , así como algunas propiedades principales de dicha mezcla, mostrando para cada componente, la presión crítica, p_c , la temperatura crítica, T_c , el volumen crítico, V_c , el factor acéntrico, ω , y el peso molecular, $P.MOLE$. Estas propiedades principales, son suministradas por un banco de datos de propiedades de los compuestos químicos más frecuentes en los fluidos de yacimientos petroleros que el simulador posee internamente. Dichas propiedades son evaluadas para cada uno de los seudocomponentes, en base al peso molecular, PM_{sj} , y la densidad, ρ_{sj} , de cada uno de ellos (Tabla 5.2).

La Tabla 5.4 presenta las constantes binarias empleadas para cada uno de los componentes de la mezcla con respecto a los demás componentes. Este juego de constantes es el que mejor permitió reproducir el comportamiento Presión-Volumen-Temperatura, PVT, de la mezcla. Cabe mencionar que este ajuste de constantes binarias forma parte del archivo de datos del simulador numérico composicional SIMPCO¹⁵⁰.

TABLA 5.2 AGRUPACION DE COMPONENTES PARA FORMAR SEUDOCOMPONENTES. CANTARELL 8.

COMPONENTE (C ₆ +H)	FRACCION MOL	DENSIDAD	PESO MOLECULAR	2 X 3	2 X 4
1	2	3	4	5	6
HEXANOS	0.0289	0.6800	86	0.01965	2.485
HEPTANOS	0.0275	0.7145	99	0.01964	2.723
OCTANOS	0.0370	0.7416	110	0.02744	4.070
NONANOS	0.0298	0.7638	125	0.02276	3.725
DECANOS	0.0295	0.7786	138	0.02297	4.071
UNDECANOS	0.0264	0.7909	154	0.02088	4.065
TOTAL	0.1791			0.13393	21.1395

$$P_{H_{S1}} = 21.139/0.1791 = 118.0300$$

$$P_{S1} = 0.13393/0.1791 = 0.7478$$

COMPONENTE (C ₆ +B)	FRACCION MOL	DENSIDAD	PESO MOLECULAR	2 X 3	2 X 4
1	2	3	4	5	6
DODECANOS	0.0148	0.8110	165	0.01200	2.442
TRIDECANOS	0.0149	0.8171	180	0.01217	2.682
TETRADECANOS	0.0296	0.8378	196	0.02479	5.002
PENTADECANOS	0.0146	0.8546	208	0.01248	3.037
HEXADECANOS	0.0237	0.8607	222	0.02039	5.216
HEPTADECANOS	0.0139	0.8728	234	0.01213	3.253
OCTADECANOS	0.0096	0.8853	245	0.00849	2.352
TOTAL	0.1211			0.10245	24.828

$$P_{H_{S2}} = 24.828/0.1211 = 205.0200$$

$$P_{S2} = 0.10245/0.1211 = 0.8459$$

COMPONENTE (C ₆ +C)	FRACCION MOL	DENSIDAD	PESO MOLECULAR	2 X 3	2 X 4
1	2	3	4	5	6
NONADECANOS +	0.1416	0.9987	635		
TOTAL	0.1416				

$$P_{H_{S3}} = 635.00$$

$$P_{S3} = 0.99870$$

TABLA 5.3 CONDICIONES INICIALES DEL YACIMIENTO
COMPOSICION Y PROPIEDADES DE LA MEZCLA

SIMULADOR IMPEVETE COMPOSICIONAL

FLUIDOS DEL YACIMIENTO

ANALISIS PVT ACEITE NEGRO CANTARELL-AKAL

CONDICIONES INICIALES

PRESION EN EL YACIMIENTO	238.10	KG/CM2
TEMPERATURA EN EL YACIMIENTO	373.15	GRADOS K
PRESION EN LA SUPERFICIE	1.03	KG/CM2
TEMPERATURA EN LA SUPERFICIE	293.15	GRADOS K
VOLUMEN BASE PARA EL CALCULO	1.00	MT3

COMPOSICION Y PROPIEDADES DE LA MEZCLA

COMPONENTE	COMPOSICION	PC (KG/CM2)	TC (K)	VC (L/G-MOL)	OMEGA	P. MOLE
META	0.2958000	46.95	190.58	0.0990	0.0104	16.043
ETAN	0.0863000	49.76	305.42	0.1480	0.0986	30.070
PROP	0.0637000	43.33	369.82	0.2030	0.1524	44.097
N-C4	0.0425000	38.72	425.18	0.2550	0.2010	58.124
N-C5	0.0377000	34.35	469.65	0.3040	0.2539	72.151
N2	0.0026000	34.66	126.26	0.0900	0.0450	28.020
CO2	0.0164000	75.27	304.15	0.0940	0.2310	44.010
H2S	0.0132000	91.82	373.54	0.0980	0.1000	34.080
C6+A	0.1791000	28.13	549.00	0.5079	0.3992	118.000
C6+B	0.1211000	21.80	638.00	0.7617	0.6515	205.000
C6+C	0.1416000	7.03	838.37	3.1059	2.9399	635.000

Las constantes binarias para los compuestos puros y contaminantes se publican en la referencia 153; en donde también se presentan los procedimientos y monogramas necesarios para determinar estas constantes para los seudocomponentes (C6+A, C6+B y C6+C) a partir del peso molecular, PM_{sj} , y la densidad de cada uno de ellos, ρ_{sj} , (Tabla 5.2).

La Tabla 5.5 muestra el archivo de datos necesario para emplear el simulador IMPEVETE, los cuales se obtuvieron en base a los resultados del análisis Presión-Volumen-Temperatura reportados del laboratorio. La explicación del significado del nombre de cada tarjeta y de los datos que se le asignan a este archivo de datos se expone a continuación.

Tarjeta que contiene el dato para la fase presente del yacimiento,

FASEPRST I/

para el archivo de datos de la tabla anterior,

FASEPRST I/

en donde el significado y asignación de la variable es:

I=1 Índice de la fase presente. Para este caso se trata de un yacimiento de aceite. para yacimientos de gas y condensado I=2.

La diagonal (/) indica el fin de datos de la tarjeta.

La tarjeta de identificación del fluido del yacimiento se denomina por,

IDENTIFI NOMFLU/

en donde NOMFLU contiene el nombre del fluido, siendo para el caso en estudio el ANALISIS PVT ACEITE NEGRO CANTARELL-AKAL.

Tarjeta de información de seudocomponentes de la mezcla,

NUSEUDCO N/

en donde, para este caso $N = 3$ que indica el número de seudocomponentes del fluido del yacimiento.

Tarjetas que contienen información de los seudocomponentes de la mezcla,

SEUDCOMP NPC, COMP, PC, TC, VC, W, MM/

por ejemplo, para la primer tarjeta de esta forma en el archivo de datos, se tiene:

SEUDCOMP 9,C6+A, 28.13, 549.00, 0.5079, 0.3992, 118.00/

en donde el significado y la asignación de cada variable es:

TABLA 5.4 CONSTANTES BINARIAS DE LOS COMPONENTES DE LA MEZCLA

	META	ETAN	PROP	N-C4	N-C5	N2	CO2	H2S	C6+A	C6+B	C6+C
META	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.036	0.100	0.085	0.010	0.050	0.149
ETAN	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.050	0.130	0.080	0.010	0.010	0.015
PROP	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.080	0.135	0.075	0.010	0.010	0.010
N-C4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.090	0.130	0.060	0.000	0.000	0.000
N-C5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.100	0.125	0.065	0.000	0.000	0.000
N2	0.036	0.050	0.080	0.090	0.100	0.000	-0.020	0.180	0.050	0.050	0.060
CO2	0.100	0.130	0.135	0.130	0.125	-0.020	0.000	0.100	0.100	0.100	0.100
H2S	0.085	0.080	0.075	0.060	0.065	0.180	0.100	0.000	0.100	0.100	0.100
C6+A	0.010	0.010	0.010	0.000	0.000	0.050	0.100	0.100	0.000	0.000	0.000
C6+B	0.050	0.010	0.010	0.000	0.000	0.050	0.100	0.100	0.000	0.000	0.000
C6+C	0.149	0.015	0.010	0.000	0.000	0.060	0.100	0.100	0.000	0.000	0.000

TABLA 5.5 ARCHIVO DE DATOS NECESARIOS PARA EMPLEAR EL MODELO IMPEVETE

FASEPRST 1/
 IDENTIFI ANALISIS PVT ACEITE NEGRO CANTARELL-AKAL/
 NUSEUDCO 3/
 SEUDCOMP 9, C6+A, 28, 13, 549, 00, 0, 5079, 0, 3992, 118, 00/
 SEUDCOMP 10, C6+B, 21, 80, 638, 00, 0, 7617, 0, 6515, 205, 00/
 SEUDCOMP 11, C6+C, 7, 03, 838, 37, 3, 1059, 2, 9399, 635, 00/
 CONSBINA 9, 1, 0, 01, 2, 0, 01, 3, 0, 01, 4, 0, 00, 5, 0, 00/
 CONSBINA 9, 6, 0, 05, 7, 0, 10, 8, 0, 10/
 CONSBINA 10, 1, 0, 05, 2, 0, 01, 3, 0, 01, 4, 0, 00, 5, 0, 00/
 CONSBINA 10, 6, 0, 05, 7, 0, 10, 8, 0, 10, 9, 0, 00/
 CONSBINA 11, 1, 0, 149, 2, 0, 015, 3, 0, 01, 4, 0, 00, 5, 0, 00/
 CONSBINA 11, 6, 0, 06, 7, 0, 10, 8, 0, 10, 9, 0, 00, 10, 0, 00/
 CLAVECOM 1, 2, 3, 5, 7, 13, 14, 15/
 COMPOSIC 1, 0, 2958, 2, 0, 0863, 3, 0, 0637, 4, 0, 0425, 5, 0, 0377, 6, 0, 0026/
 COMPOSIC 7, 0, 0164, 8, 0, 0132, 9, 0, 1791, 10, 0, 1211, 11, 0, 1416/
 PROCESOS PRESAT, FLASEP, VOCSEP, DIFSEP, DENSID, VISCOS, ENVOLV/
 ETAPPRES 1, 302, 50, 2, 254, 00, 3, 202, 50, 4, 150, 00, 5, 130, 00, 6, 110, 00/
 ETAPPRES 7, 90, 00, 8, 70, 00, 9, 50, 00, 10, 30, 00, 11, 1, 0332/
 IBURNETA 4/
 BASECOND 293, 15, 1, 0332/
 VOLUBASE 1, 00/
 YACICOND 238, 10, 373, 15/
 PVISCOSE 130, 00, 70, 00, 30, 00, 1, 0332/
 TVISCOSE 373, 15/
 VISCOSID 6, 40, 9, 40, 14, 00, 32, 60/
 DENSIDAD 130, 00, 373, 15/

FINAL

NPC=9	La información contenida en esta tarjeta corresponde alseudocomponente 9.
COMP=C6+A	Es el nombre delseudocomponente 9.
PC=28.13	Presión crítica delseudocomponente 9, kg/cm ² .
TC=549.00	Temperatura crítica delseudocomponente 9, °K.
VC=0.5079	Volumen crítico delseudocomponente 9, lt.
W=0.3992	Factor acéntrico delseudocomponente 9.
MM=118	Peso molecular delseudocomponente 9, mol/gr.

Tarjetas que contienen las constantes binarias de losseudocomponentes de la mezcla,
 CONSBINA NPC, NC1, CB1, NC2, CB2, NC3, CB3, NC4, CB4, NC5, CB5/
 por ejemplo, para la primer tarjeta con este nombre se tiene:

CONSBINA 9,1,0.01,2,0.01,3,0.01,4,0.00,5,0.00/

en donde el significado y la asignación de cada variable es,

NPC=9	La información de esta tarjeta corresponde alseudocomponente 9.
NC1=1	Componente 1.
CB1=0.01	Constante binaria entre elseudocomponente 9 y el componente 1.
NC2=2	Componente 2.
CB2=0.01	Constante binaria entre elseudocomponente 9 y el componente 2.
NC3=3	Componente 3.
CB3=0.01	Constante binaria entre elseudocomponente 9 y el componente 3.
NC4=4	Componente 4.
CB4=0.00	Constante binaria entre elseudocomponente 9 y el componente 4.
NC5=5	Componente 5.
CB5=0.00	Constante binaria entre elseudocomponente 9 y el componente 5.

Tarjeta con clave de componentes puros del fluido del yacimiento,

CLAVECOM IC1,IC2,IC3,IC4,IC5,IC6,IC7,IC8/

para el archivo de datos,

CLAVECOM 1,2,3,5,7,13,14,15/

en donde IC1=1 indica que hay metano, IC2=2 hay etano, IC3=3 existe propano, IC4=5 hay butano normal, IC5=7 existe pentano normal, IC6=13 hay nitrógeno, IC7=14 existe bióxido de carbono y IC8=15 para el ácido sulfhídrico.

En el banco de datos que posee el simulador, aparecen las propiedades de los componentes químicos más frecuentes en los fluidos de yacimientos petroleros. Las propiedades que aparecen en el banco de datos son: temperaturas crítica, presión crítica, factor acéntrico, masa molecular y volumen crítico.

Tarjeta de composición inicial de la fase presente,

COMPOSIC NC1,CN1,NC2,CN2,NC3,CN3,NC4,CN4,NC5,CN5,NC6,CN6/

por ejemplo, para la primer tarjeta COMPOSIC del archivo se tiene,

COMPOSIC 1,0.2958,2,0.0863,3,0.0637,4,0.0425,5,0.0377,6,0.0026/

en donde NC1 es el componente 1, siendo su fracción mol de 0.2958, NC2 es el componente 2 con 0.0863 de fracción mol, NC3=3 con 0.0637 de fracción mol, NC4=4 con 0.0425 de fracción mol, NC5=5 con fracción mol de 0.0377 y para NC6=6 se tiene 0.0026 de fracción mol.

La tarjeta procesos contiene los nombres de los procesos a realizar, identificando estos como:

PRESAT	Cálculo de la presión de saturación.
FLASEP	Separación flash.
VOCSEP	Separación diferencial a volumen constante.
DIFSEP	Separación diferencial convencional.
DENSID	Cálculo de la densidad del fluido.
VISCOS	Cálculo de la viscosidad del fluido.
ENVOLV	Cálculo de la envolvente de fases.

Tarjeta de etapas de presión efectuadas durante la separación,

ETAPPRES NE1,PRE1,NE2,PRE2,NE3,PRE3,NE4,PRE4,NE5,PRE5,NE6,PRE6/

teniendo para la primer tarjeta ETAPRES los datos siguientes,

ETAPPRES 1,302.50,2,254.00,3,202.50,4,150.00,5,130.00,6,110.00/

comparando ambas tarjetas se tiene que para la etapa de presión NE1=1 se tiene una presión

PRE1=302.50 kg/cm² , a la etapa NE2=2 se le asignó una presión de PRE2=254.00 kg/cm² , para la etapa NE3=3 una presión PRE3=202.50 kg/cm² , a la etapa NE4=4 se le asignó la presión de burbuja (PRE4=150 kg/cm²), a la etapa NE5=5 una presión de PRE5=130 kg/cm² y a la etapa NE6=6 una presión PRE6 de 110 kg/cm² .

La tarjeta IBURNETA contiene la etapa de presión en donde se encuentra la estimación de la presión de saturación en la tarjeta ETAPPRES, para este caso en la etapa 4 de presión se presenta la presión de burbuja.

La tarjeta que contiene los valores de temperatura y presión en la superficie se representa por,

BASECOND TS,PS/

para este estudio se tiene:

BASECOND 293.15,1.0332/

en donde TS=293.15 °K y PS=1.0332 kg/cm² abs, y representan la temperatura y presión en la superficie, respectivamente.

La tarjeta VOLUBASE 1.00/, indica el número de metros cúbicos que se toman como base para el cálculo del comportamiento de fase, éste es igual a 1.0 m³ .

Las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento se muestran en la tarjeta,

YACICOND PY,TY/

a la que se le asignaron para la presión del yacimiento, PY, el valor de 238.10 kg/cm² abs y para la temperatura del yacimiento, TY, el valor de 373.15 °K.

La tarjeta que contiene las presiones a las cuales se midió la viscosidad del aceite en el laboratorio se denomina PVISCOSI, para este caso se presentaron 4 presiones, siendo éstas de 130.00, 70.00, 30.00 y 1.0332 kg/cm² abs.

La tarjeta TVISCOSI muestra la temperatura a la que se determinó la viscosidad del líquido en el laboratorio, siendo esta de 373.15 °K.

La tarjeta VISCOSID contiene los valores de viscosidad del fluido correspondientes a las presiones (de la tarjeta PVISCOSI) que se encuentran abajo de la de saturación. Los datos suministrados a esta tarjeta son: 6.40, 9.40, 14.00 y 32.60 cp para presiones de 130.00, 70.00, 30.00 y 1.0332 kg/cm² abs, respectivamente.

La tarjeta que contiene los datos de presión y temperatura para el cálculo de la densidad se presenta por:

DENSIDAD PD,TD/

teniendo para el estudio,

DENSIDAD 130.00,373.15/

en donde PD=130.00 kg/cm² abs y TD=373.15 °K.

La tarjeta FINAL se emplea para terminar la lectura de datos.

5.5 Determinación y selección de los datos necesarios empleados en el simulador SIMPCO.

5.5.1 Objetivos principales para el empleo del simulador numérico composicional SIMPCO.

Los objetivos principales que se persiguieron al emplear el simulador numérico composicional de yacimientos petroleros SIMPCO¹⁵⁰ fueron los siguientes:

1. Realizar un estudio de simulación composicional y regional aplicado al yacimiento Akal, que pertenece al campo Cantarell y que presenta un aceite del tipo negro. El uso de un simulador con estas características es necesario debido a que el objetivo principal es el estudiar los efectos de vaporización de los fluidos del yacimiento, de mantenimiento de presión del yacimiento y de desplazamiento inmisible hacia las partes inferiores del aceite entrampado en las partes superiores de la estructura al mejorar el mecanismo de segregación gravitacional; todo lo anterior provocado por la inyección de nitrógeno en el casquete secundario del yacimiento.

2. Con el simulador efectuar el ajuste de la historia del comportamiento de la presión y de la producción, esto para cada pozo productor que interviene en la malla del yacimiento (la cuál se describe posteriormente en el inciso 5.5.4 del Capítulo presente). Este ajuste se relizará por un período de 5 años a partir de enero de 1980 y hasta diciembre de 1984.

3. Una vez realizado el ajuste de la historia presión-producción, simular el comportamiento futuro de cada uno de los pozos por agotamiento natural (predicción por agotamiento natural). Esta se efectuará en el período comprendido de enero de 1985 a diciembre de 1989, y se comparará con el comportamiento real de presión-producción para este período.

4. Predecir el comportamiento de cada pozo y de la zona en estudio al inyectar nitrógeno, en la cima del yacimiento en donde se formó un casquete de gas secundario^{100,112,138,144}. La predicción se realizará tomando en cuenta varios planes de inyección de nitrógeno en el período de predicción por agotamiento natural (enero de 1985 a diciembre de 1989), determinando los efectos cualitativos y cuantitativos de este gas en los fluidos del sistema y en el yacimiento.

A partir del análisis de pruebas de presión del yacimiento Akal, se concluye que las características de gran presencia de vóculos de la formación son tales, que el yacimiento se comporta en promedio como un medio poroso homogéneo. Lo anterior es equivalente a lo establecido por Odel¹⁵⁴,

Kazemi^{155 y 156}, Rofail¹⁵⁷, Gringarten y Witherspoon¹⁵⁸, en cuanto a que un yacimiento naturalmente fracturado se puede analizar como un sistema poroso homogéneo. Indican por ejemplo, que un sistema fracturado es equivalente a un medio poroso homogéneo si las dimensiones de los bloques matriz son pequeños (menor que 3 pies), y si las permeabilidades de la matriz son significantes (mayor que 10^{-2} md o 10^{-8} cm/seg).

Asimismo, la equivalencia entre un medio poroso naturalmente fracturado y un medio homogéneo anisotrópico también lo han estudiado Parsons¹⁵⁹ y Kiraly¹⁶⁰.

Es necesario indicar que previamente a la aplicación de este modelo, se revisó seleccionó y proceso información Presión-Volumen-Temperatura del laboratorio^{62,121-123}, necesaria para reproducir la presión de burbuja ($p_b = 150.00 \text{ kg/cm}^2$) y el comportamiento Presión-Volumen-Temperatura por medio del simulador IMPEVETE⁶⁰ (descrito en el inciso 5.4 de este Capítulo), y generar información necesaria relacionada con los componentes y pseudocomponentes del aceite y del gas, la cuál formó parte del archivo de datos del simulador SIMPCO.

5.5.2 Criterios de selección de la zona del yacimiento para realizar la simulación regional.

Para seleccionar la zona del yacimiento a simular, se tomaron en cuenta los criterios que se mencionan a continuación.

1. Como se mencionó previamente, el objetivo primordial de este estudio, es analizar la inyección de nitrógeno para el mantenimiento de la presión del yacimiento, vaporización de los componentes ligeros e intermedios en los hidrocarburos del sistema, y aprovechar el mecanismo de drene gravitacional para crear un desplazamiento inmisible que permita empujar hacia los pozos productores, el aceite residual que se encuentra en las partes superiores de la estructura, mejorando así la recuperación del aceite¹⁰⁰. Por lo anterior, es necesario contar con un yacimiento que presente un casquete de gas secundario, tal como es el caso en el yacimiento Akal, en donde para las condiciones de la simulación de este estudio, la inyección de nitrógeno se realizará en la parte superior del casquete (ver Sección 2.4.1 del Capítulo II referente a la aplicación del nitrógeno en la recuperación mejorada de aceite).

2. En base al comportamiento del yacimiento Akal^{124,125,142,161-163} y apoyado en estudios referentes a la formación del casquete secundario de gas en la parte superior de la estructura productora^{112,137,138,143,144}, los cuales indican que esta capa de gas se formó inicialmente en los pozos que se localizan en las plataformas de producción C y E, se procedió a seleccionar los pozos pertenecientes a la plataforma E, debido a que se cuenta con suficiente información relacionada con sus condiciones de producción.

5.5.3 Determinación del límite areal exterior de la malla en las direcciones X-Y.

Para la determinación del límite areal (area drenada) de la zona en estudio (casquete de gas secundario), se empleó el método propuesto por **Matthews, Brons y Hazebroek**¹⁶⁴, en el cuál el yacimiento se divide en volúmenes de drene individuales para cada región o zona productora, en donde se considera el criterio de régimen de flujo pseudoestacionario ($dp/dt = \text{cte.}$) para cada volumen drenado en forma individual, el cual es proporcional al gasto de producción de dichas regiones.

Las suposiciones involucradas en el método son: yacimiento horizontal, homogéneo, isotrópico y de espesor uniforme, fluido en una sola fase, de compresibilidad pequeña y constante y de viscosidad constante. Sin embargo, los autores mencionan que aún con las suposiciones antes mencionadas, este método se puede aplicar aproximadamente para cualquier tipo de fluido.

Los autores demuestran que la variación de la presión con respecto al tiempo declina en forma aproximada, adquiriendo un valor $q_{cy} / cV\phi$, para cualquier volumen de drene. Luego entonces, para dos zonas productoras cualquiera j y i en el yacimiento, para condiciones de flujo pseudoestacionario y si dp/dt es constante, se tiene:

$$\frac{q_{oj\ cy}}{\phi V_j} = \frac{q_{oi\ cy}}{\phi V_i} \quad (5.42)$$

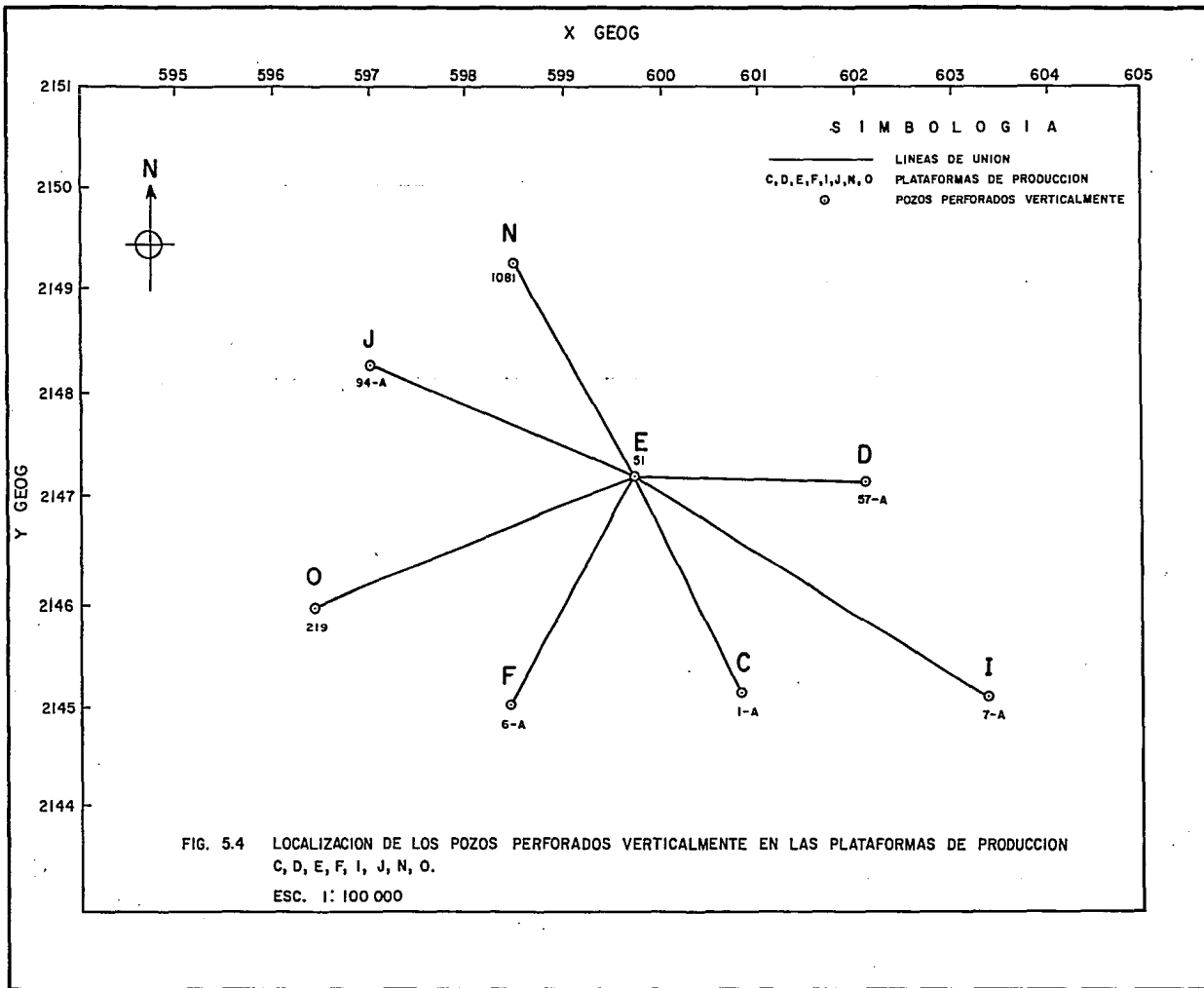
En un yacimiento cerrado (formado por varias zonas o regiones productoras) que produce con un gasto total, $q_{oi\ cy}$, y con volumen de drene total, V_i se puede estimar el volumen relativo drenado por cada zona productora para un gasto $q_{oj\ cy}$, considerando régimen de flujo pseudoestacionario, en base a la relación siguiente:

$$\frac{V_j}{V_i} = \frac{q_{oj\ cy}}{q_{oi\ cy}} \quad (5.43)$$

El límite areal en las direcciones X-Y, perteneciente a la zona en estudio del yacimiento Akal se estimó en base al procedimiento siguiente¹⁶⁴:

1. En un plano cartesiano X-Y, se localizaron los pozos perforados verticalmente correspondientes a cada plataforma de producción C, D, E, F, I, J, N y O (Figura 5.4). Posteriormente, se dibujaron líneas de unión entre la zona en estudio (plataforma de producción E) y las zonas o regiones adyacentes (plataformas de producción C, D, F, I, J, N y O), determinando la distancia lineal entre cada localización respecto a la plataforma E.

2. Empleando la historia de producción de todos los pozos que pertenecen a cada plataforma de producción¹⁶², se estimó la producción promedio semestral de cada plataforma en metros cúbicos por



día medidos a condiciones de yacimiento (m^3/D a c.y.). Los cálculos anteriores se realizaron desde el inicio de producción de cada pozo.

3. Se determinó la posición del límite drenado a lo largo de las líneas trazadas mencionadas en el inciso 1 a la distancia d_j de la zona j (plataforma de producción E) a las otras zonas i (plataformas de producción C, D, F, I, J, N y O), mediante la expresión:

$$d_j = \frac{q_{oj\ cy}}{(q_{oj\ cy} + q_{oi\ cy})} d_{ji} \quad (5.44)$$

siendo d_{ji} la distancia drenada de la zona j a las zonas i , y $q_{oj\ cy}$ y $q_{oi\ cy}$ los gastos de producción promedio de las zonas j y i , respectivamente.

4. Con cada distancia d_{ji} evaluada en el inciso anterior, se realizó el croquis del área drenada por la zona en estudio (polígono irregular de la Figura 5.5). Posteriormente, debido a que el simulador numérico composicional SIMPCO¹⁵⁰ emplea una malla rectangular, se trazó en la misma figura un rectángulo (mostrado con líneas interrumpidas) con área igual a la del polígono irregular, representando dicho rectángulo los límites exteriores de la malla, siendo la frontera del yacimiento en las direcciones areales X-Y. Es conveniente mencionar que el modelo SIMPCO considera como de cero flujo a esta frontera con el medio que la rodea.

5.5.4 Construcción y dimensiones de la malla en las direcciones X-Y-Z para la simulación regional.

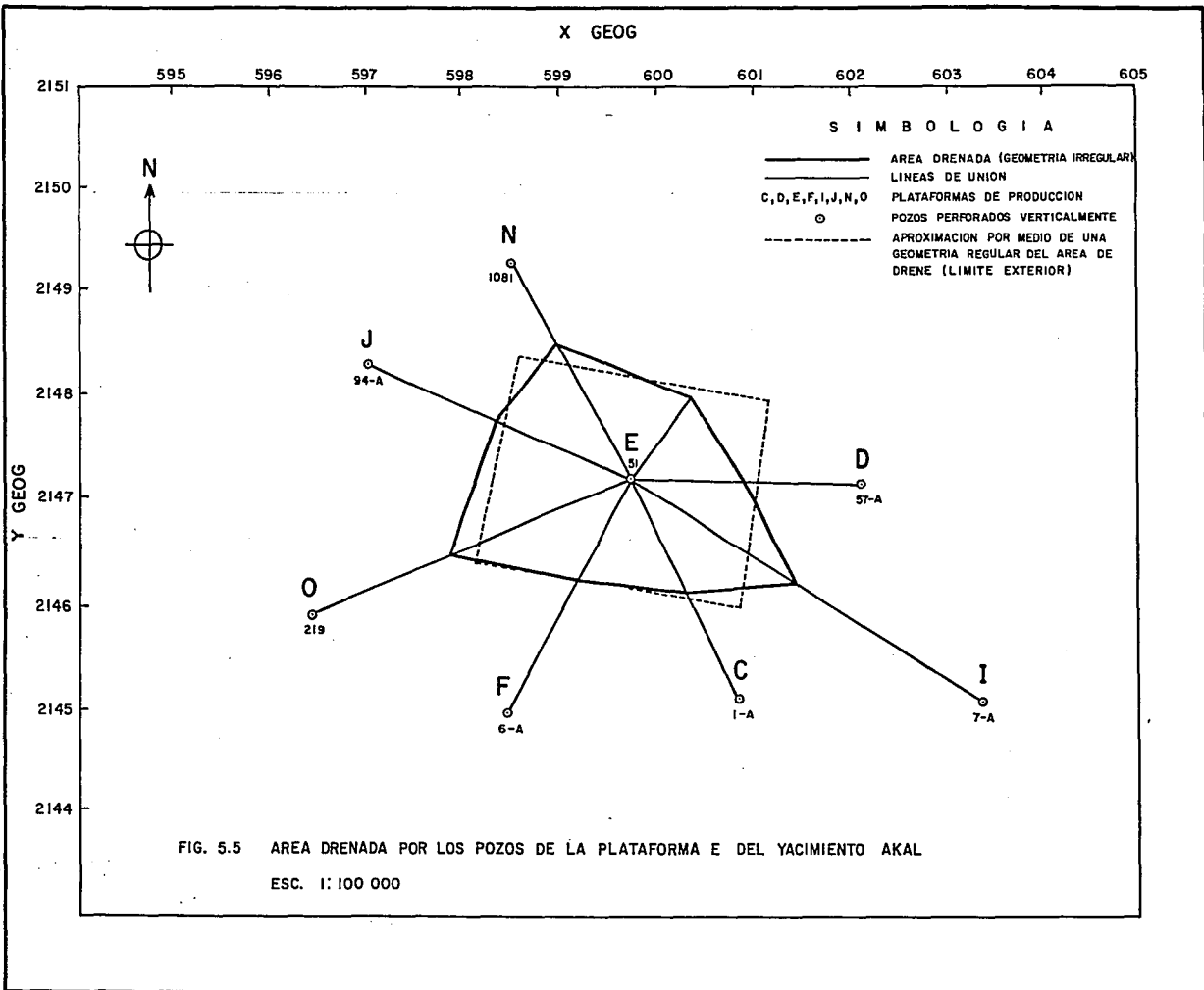
5.5.4.1 Construcción de la malla.

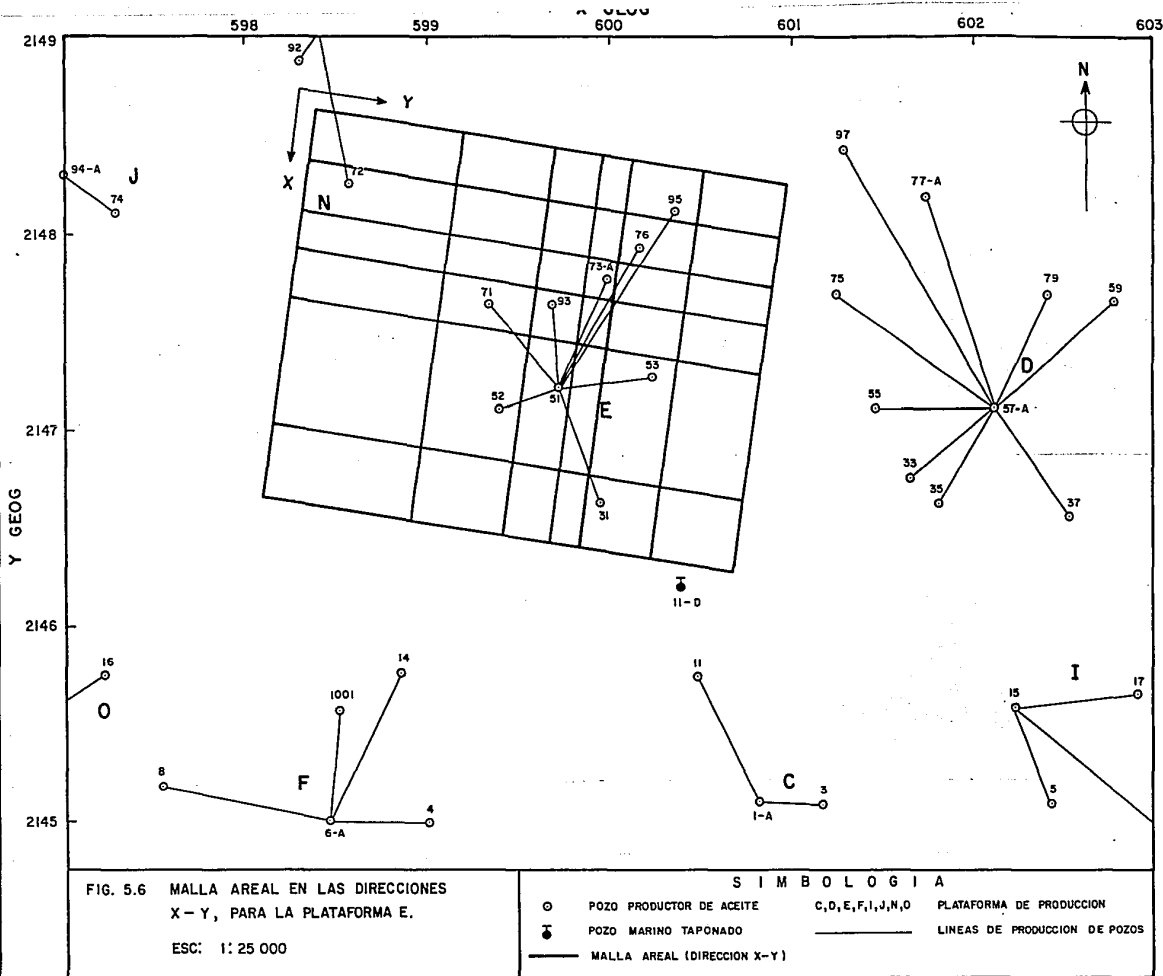
5.5.4.1.1 Malla areal en las direcciones X-Y.

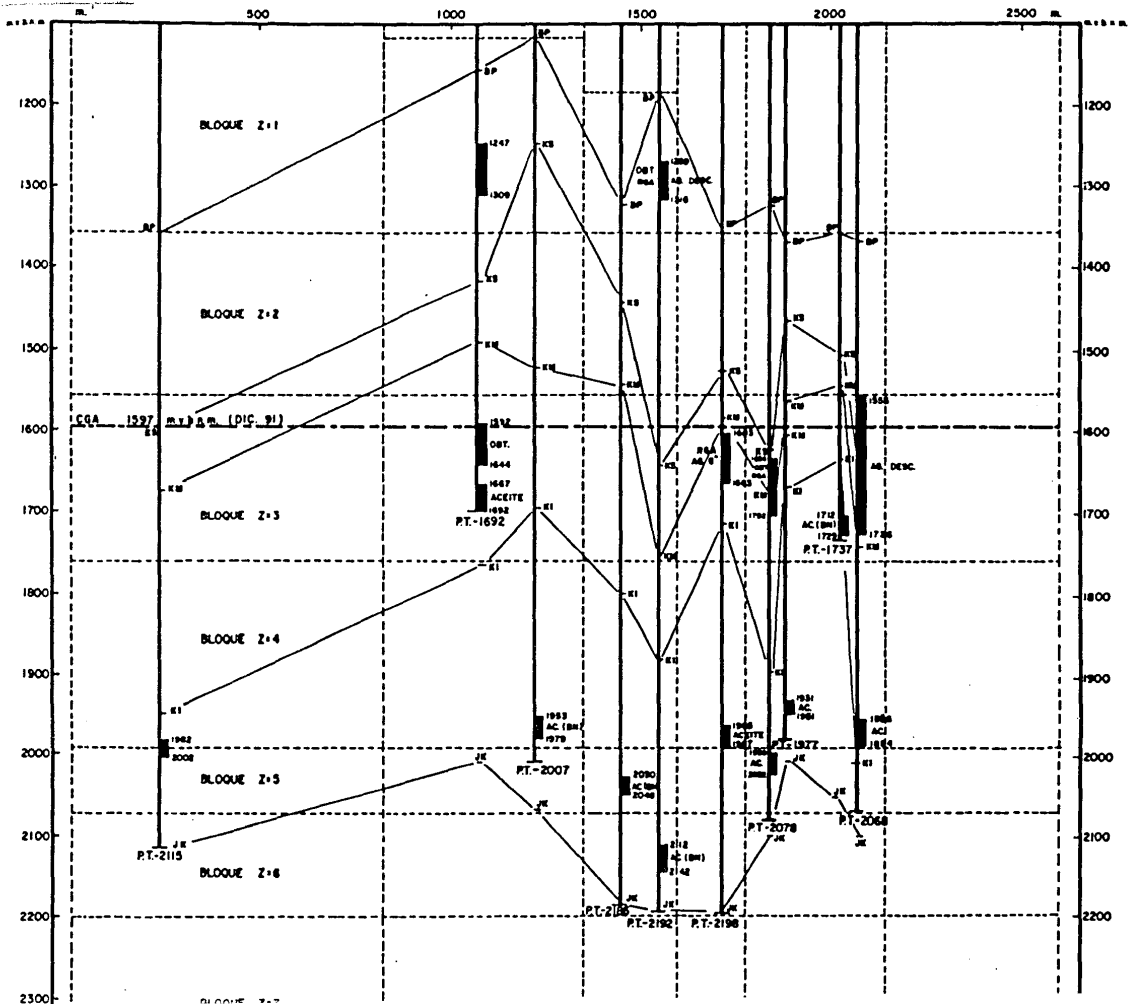
Tal como se describió en la Sección 5.3.3 el simulador SIMPCO requiere una malla rectangular del tipo de punto distribuido. Para el diseño de la malla areal (en las direcciones X-Y), se tomó en cuenta que no existieran dos pozos productores en un mismo bloque y se realizó considerando 6 bloques o celdas para cada dirección, formando un área con 36 celdas, la longitud de éstas y el espaciamiento entre los nodos (representados en el centro de un bloque o celda) en la mayoría de los bloques fue variable en ambas direcciones. La malla areal se presenta en la Figura 5.6.

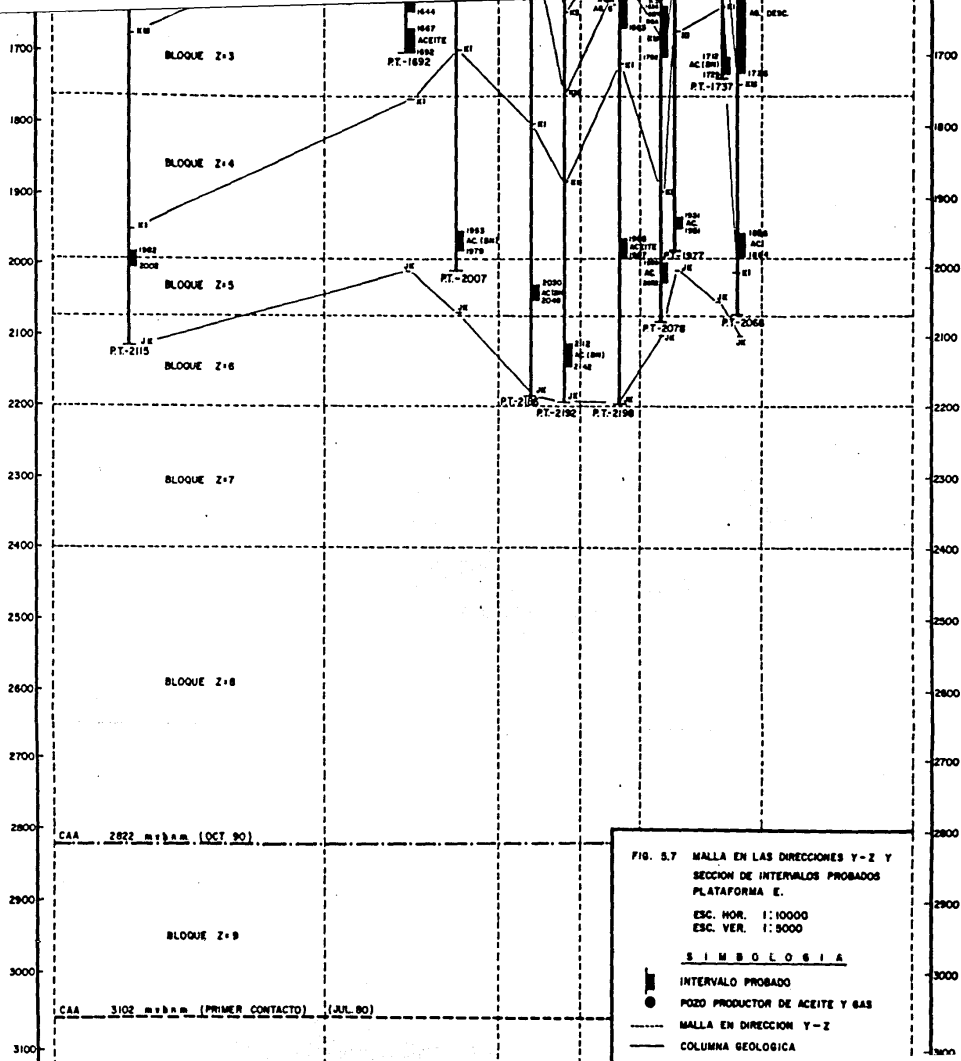
5.5.4.1.2 Malla en las direcciones Y-Z.

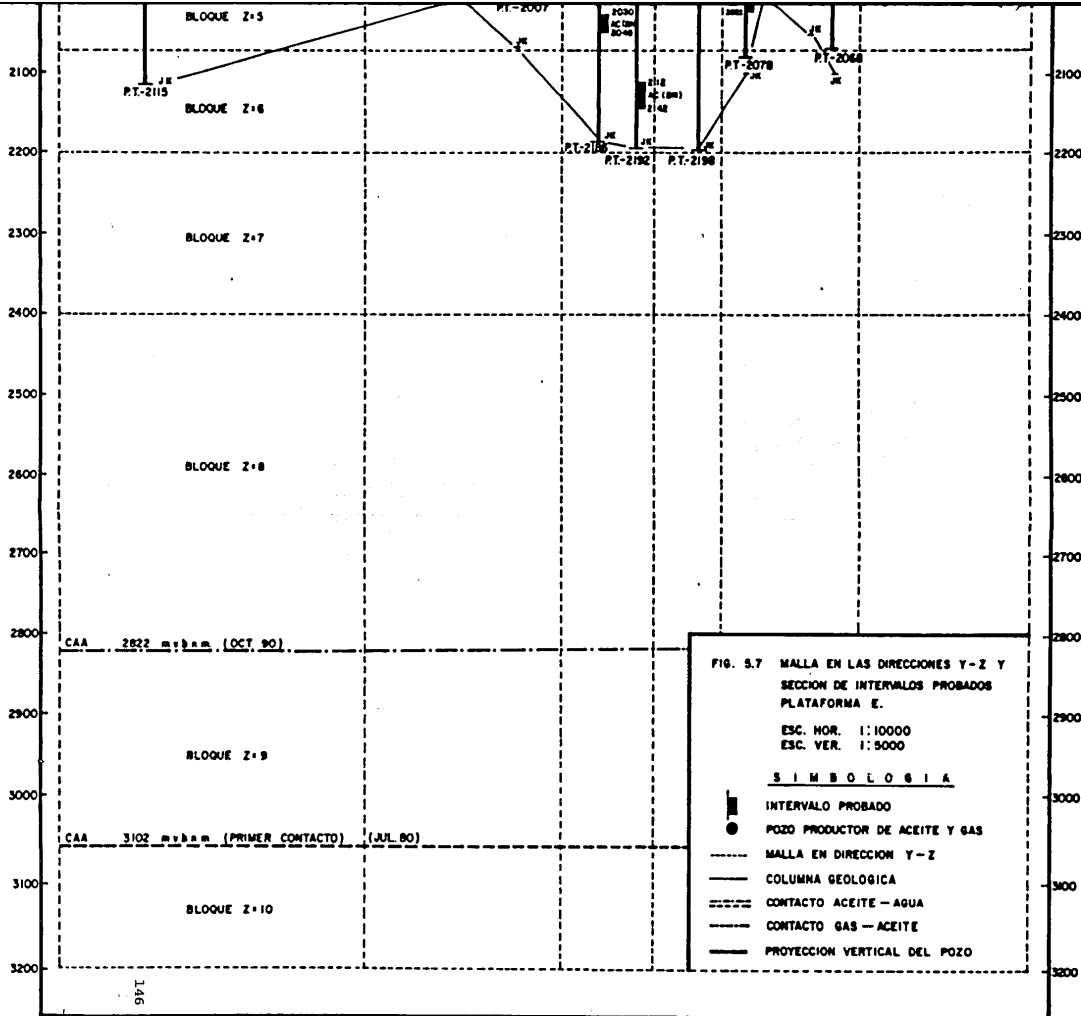
Para determinar el número de bloques o celdas en la dirección Z, se realizó una sección estructural, tomando en cuenta los intervalos probados en cada pozo y la columna geológica atravesada por ellos^{112-114,140,163,165} (Figura 5.7).











Para la malla se consideraron 10 bloques en la dirección Z, abarcando desde la formación geológica del Eoceno hasta la formación del Jurásico Inferior. Los primeros 6 bloques (en la dirección de menor a mayor profundidad) cubren los intervalos probados y las profundidades totales de cada pozo. Los 4 bloques restantes (del bloque 7 al 10) permitieron simular el comportamiento o avance del acuífero de fondo del yacimiento.

Debido a que todos los pozos involucrados en la zona de estudio, se perforaron en forma direccional (a excepción del pozo Cantarell 51 que se perforó verticalmente), fue necesario pasar las distancias de los intervalos probados y de la columna geológica atravesada por cada pozo, a una escala vertical (reportada en metros, m) respecto al nivel del mar como plano de referencia, mvbnm.

5.5.4.1.3 Malla en tres dimensiones X-Y-Z.

Las Figuras 5.8 y 5.9 muestran la malla resultante en las direcciones X-Y y Y-Z respectivamente. De igual forma, la Figura 5.10 presenta en perspectiva (isométrico), el diseño de la malla rectangular en forma tridimensional (X, Y y Z). Las dimensiones de esta malla son $(X,Y,Z)=(6,6,10)$, contando en total con $6 \times 6 \times 10 = 360$ bloques o celdas (útil para el dimensionamiento del simulador SIMPCO¹⁵⁰).

La Tabla 5.6 (la cual es proporcionada por el simulador), presenta la localización de nodos del yacimiento que son asignados por el modelo SIMPCO a cada bloque o celda de la malla. Si se considera que el sistema de ejes coordenados que se emplea, es el que se muestra en la Figura 5.2 Sección 5.3.3 de este Capítulo), por lo tanto, en esta tabla se observará que la dirección Z se presenta en la forma de capas (de la capa Z=1 a la Z=10), siendo los nodos en la dirección X (para cada capa Z) los dígitos que se numeran del 1 al 6 en forma vertical y los nodos en la dirección Y (para cada capa Z) los dígitos que se numeran del 1 al 6 pero en forma horizontal.

La cima de la formación productora se encuentra en las capas 1 y 2 (Z=1 y Z=2 respectivamente) de la malla. El número asignado a cada nodo de la malla del yacimiento y sus correspondientes coordenadas se explican de la forma siguiente: para la capa 1 (Z=1) se tiene el nodo 1 al cuál le corresponden las coordenadas $(I,J,K)=(1,2,1)$, para el nodo 2 las coordenadas $(I,J,K)=(2,2,1)$ y así sucesivamente hasta llegar al nodo 12 con coordenadas $(I,J,K)=(6,3,1)$. Luego, para la capa 2 (Z=2) se sigue el mismo procedimiento, teniendo el bloque 13 las coordenadas $(I,J,K)=(1,1,2)$ y el nodo 48 la localización $(I,J,K)=(6,6,2)$. De igual manera, de la capa 3 (Z=3) a la 10 (Z=10) se sigue la misma metodología, teniendo entonces el nodo 336 de la capa última (Z=10) las coordenadas $(I,J,K)=(6,6,10)$, el cuál se localiza en la parte inferior y a la derecha de la Tabla 5.6 y de la Figura 5.10.

Es conveniente mencionar que sólo se les proporciona información de 336 nodos de la malla, debido a que como se puede observar en la figura y tabla antes mencionada, se

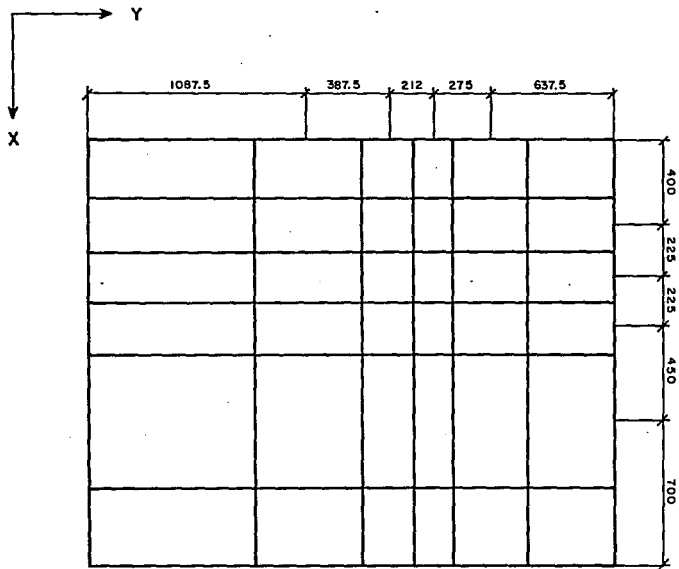


FIG. 5.8 MALLA EN LAS DIRECCIONES X-Y Y PATRONES DE ESPACIAMIENTOS SOBRE NODOS PARA EL AREA DRENADA POR LA PLATAFORMA E, m.

ESC. 1: 25 000

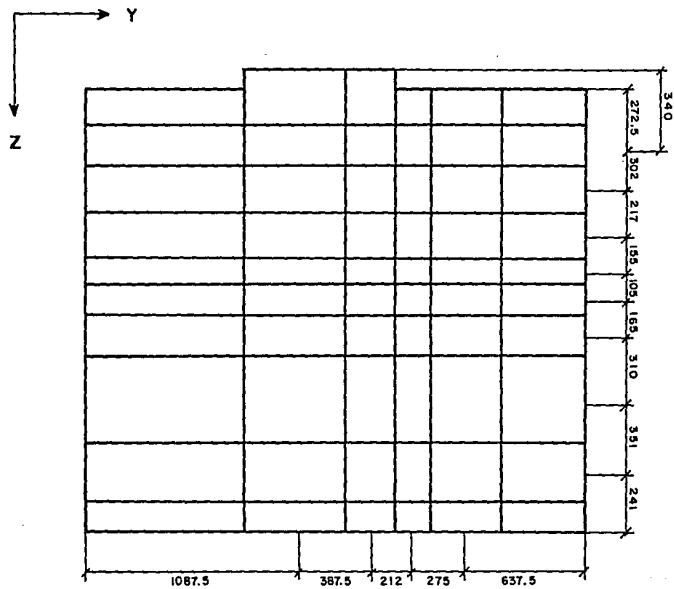
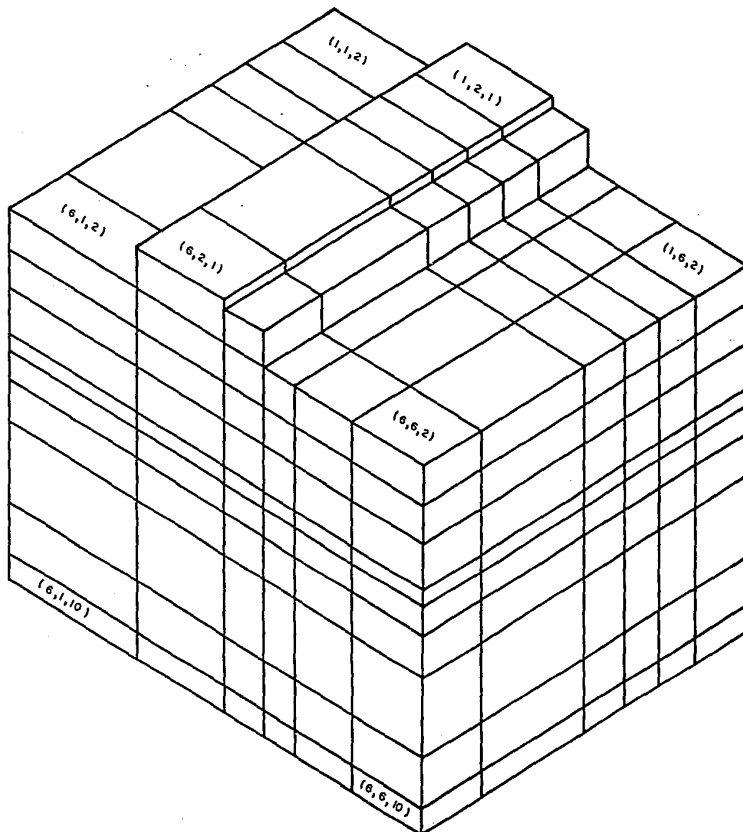
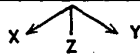


FIG. 5.9 MALLA EN LAS DIRECCIONES Y-Z Y PATRONES DE ESPACIAMIENTOS ENTRE NODOS, PARA EL AREA DRENADA POR LA PLATAFORMA E, m.
ESC. 1: 25 000



150

FIG. 5.10 MALLA RECTANGULAR TRIDIMENSIONAL (X, Y, Z) PARA EL VOLUMEN DRENADO POR LA PLATAFORMA E.
ESC. 1: 25 000

TABLA 5.6 LOCALIZACION DE NODOS DEL YACIMIENTO

CAPA DE NODOS 1		1	2	3	4	5	6	Y
X	1	2						
1			1	7				
2			2	8				
3			3	9				
4			4	10				
5			5	11				
6			6	12				

CAPA DE NODOS 2		1	2	3	4	5	6
	1	2					
1	13	19	25	31	37	43	
2	14	20	26	32	38	44	
3	15	21	27	33	39	45	
4	16	22	28	34	40	46	
5	17	23	29	35	41	47	
6	18	24	30	36	42	48	

CAPA DE NODOS 3		1	2	3	4	5	6
	1	2					
1	49	55	61	67	73	79	
2	50	56	62	68	74	80	
3	51	57	63	69	75	81	
4	52	58	64	70	76	82	
5	53	59	65	71	77	83	
6	54	60	66	72	78	84	

CAPA DE NODOS 4		1	2	3	4	5	6
	1	2					
1	85	91	97	103	109	115	
2	86	92	98	104	110	116	
3	87	93	99	105	111	117	
4	88	94	100	106	112	118	
5	89	95	101	107	113	119	
6	90	96	102	108	114	120	

CAPA DE NODOS 5		1	2	3	4	5	6
	1	2					
1	121	127	133	139	145	151	
2	122	128	134	140	146	152	
3	123	129	135	141	147	153	
4	124	130	136	142	148	154	
5	125	131	137	143	149	155	
6	126	132	138	144	150	156	

CAPA DE NODOS 6		1	2	3	4	5	6
	1	2					
1	157	163	169	175	181	187	
2	158	164	170	176	182	188	
3	159	165	171	177	183	189	
4	160	166	172	178	184	190	
5	161	167	173	179	185	191	
6	162	168	174	180	186	192	

TABLA 5.6 LOCALIZACION DE NODOS DEL YACIMIENTO
 (CONTINUACION)

CAPA DE NODOS 7							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1	193	199	205	211	217	223	
2	194	200	206	212	218	224	
3	195	201	207	213	219	225	
4	196	202	208	214	220	226	
5	197	203	209	215	221	227	
6	198	204	210	216	222	228	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	229	235	241	247	253	259
2	230	236	242	248	254	260
3	231	237	243	249	255	261
4	232	238	244	250	256	262
5	233	239	245	251	257	263
6	234	240	246	252	258	264

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	265	271	277	283	289	295
2	266	272	278	284	290	296
3	267	273	279	285	291	297
4	268	274	280	286	292	298
5	269	275	281	287	293	299
6	270	276	282	288	294	300

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	301	307	313	319	325	331
2	302	308	314	320	326	332
3	303	309	315	321	327	333
4	304	310	316	322	328	334
5	305	311	317	323	329	335
6	306	312	318	324	330	336

tienen 24 bloques o celdas ficticias en la capa 1 ($Z=1$), que no se consideran por no pertenecer a la cima de la formación productora.

5.5.4.2 Dimensiones de la malla en las direcciones X-Y-Z.

Estas dimensiones se determinaron previamente en función del límite areal y de la construcción de la malla, siendo los datos iniciales que emplea el simulador SIMPCO para determinar el volumen de roca, V_r .

5.5.4.2.1 Longitud de los bloques o celdas.

De las Tablas 5.7 a la 5.9 se presenta la longitud en metros de cada bloque de la malla, perteneciente a las direcciones X-Y-Z, respectivamente.

5.5.4.2.2 Espaciamiento entre los nodos de la malla.

En las Figuras 5.8 y 5.9 se observan reportados en metros, los patrones de espaciamiento entre los nodos de la malla en las direcciones X-Y y Y-Z respectivamente, y es fácil apreciar que un espaciamiento en cualquier dirección, involucra a dos nodos, asignando dichos espaciamientos a partir del origen del sistema de ejes coordenados y en sentido positivo de los ejes. De esta manera a los nodos de las fronteras más lejanas del origen, es decir, a los últimos nodos, no se les asigna espaciamiento. Las Tablas 5.10, 5.11 y 5.12 muestran el espaciamiento entre los nodos de la malla reportado en metros para las direcciones X, Y y Z, respectivamente.

5.5.5 Pozos productores de aceite y gas que pertenecen a la zona en estudio.

La Figura 5.11 muestra los límites exteriores de la malla (determinada anteriormente), en donde se observa que dentro de ella se encuentran 10 pozos productores. Para la plataforma de producción E se tienen los pozos denominados como Cantarell 31, 51, 52, 53, 71, 73-A, 76, 93 y 95, y para la plataforma N sólo el pozo Cantarell 72.

La Tabla 5.13 presenta el nombre oficial de los pozos, el nombre de éstos que se le proporciona al simulador para su identificación, la profundidad del nivel medio del intervalo productor reportados en metros direccionales y metros verticales referidos al nivel del mar y, finalmente la formación geológica a la que pertenecen^{113,114,163,165}.

5.5.6 Datos iniciales proporcionados al archivo de datos del simulador SIMPCO.

La información proporcionada al archivo de datos es la que requiera el simulador para realizar el ajuste de la historia de presión-producción^{125,161-163}, en el que se procesaron 60 etapas de tiempo, con una duración mensual para cada etapa (cubriendo desde el 1 de enero de 1980 al 31 de diciembre de 1984).

Para su mejor explicación de los datos iniciales, éstos se dividieron en 3 partes siendo:

TABLA 5.7 DISTRIBUCION INICIAL DE LA LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION X, m.

CAPA DE NODOS 1

X	1	2	3	4	5	6	Y
1		275.0	275.0				
2		250.0	250.0				
3		200.0	200.0				
4		250.0	250.0				
5		650.0	650.0				
6		375.0	375.0				

CAPA DE NODOS 2

	1	2	3	4	5	6
1	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
6	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0

CAPA DE NODOS 3

	1	2	3	4	5	6
1	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
6	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0

CAPA DE NODOS 4

	1	2	3	4	5	6
1	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
6	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0

CAPA DE NODOS 5

	1	2	3	4	5	6
1	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	650.0	650.0	650.0	650.0	200.0	650.0
6	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0

CAPA DE NODOS 6

	1	2	3	4	5	6
1	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
6	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0

TABLA 5.7 DISTRIBUCION INICIAL DE LA LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION X, m. (CONTINUACION)

CAPA DE NODOS 7							Y
X	1	2	3	4	5	6	
1	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0	
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	
6	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
6	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
6	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0	275.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
6	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0	375.0

TABLA 5.8 DISTRIBUCION INICIAL DE LA LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION Y, m .

CAPA DE NODOS 1						
X	1	2	3	4	5	6 Y
1		525.0	250.0			
2		525.0	250.0			
3		525.0	250.0			
4		525.0	250.0			
5		525.0	250.0			
6		525.0	250.0			

CAPA DE NODOS 2						
	1	2	3	4	5	6
1	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
2	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
3	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
4	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
5	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
6	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0

CAPA DE NODOS 3						
	1	2	3	4	5	6
1	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
2	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
3	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
4	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
5	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
6	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0

CAPA DE NODOS 4						
	1	2	3	4	5	6
1	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
2	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
3	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
4	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
5	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
6	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0

CAPA DE NODOS 5						
	1	2	3	4	5	6
1	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
2	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
3	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
4	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
5	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
6	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0

CAPA DE NODOS 6						
	1	2	3	4	5	6
1	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
2	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
3	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
4	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
5	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
6	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0

TABLA 5.8 DISTRIBUCION INICIAL DE LA LONGITUD DE LAS
 CELDAS EN LA DIRECCION Y, m.
 (CONTINUACION)

CAPA DE NODOS 7							Y
X	1	2	3	4	5	6	
1	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0	
2	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0	
3	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0	
4	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0	
5	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0	
6	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
2	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
3	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
4	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
5	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
6	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
2	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
3	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
4	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
5	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
6	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
2	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
3	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
4	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
5	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0
6	825.0	525.0	250.0	175.0	375.0	450.0

TABLA 5.9 DISTRIBUCION INICIAL DE LA LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION Z, m.

CAPA DE NODOS 1						
X	1	2	3	4	5	6 Y
1		240.0	172.5			
2		240.0	172.5			
3		240.0	172.5			
4		240.0	172.5			
5		240.0	172.5			
6		240.0	172.5			

CAPA DE NODOS 2						
	1	2	3	4	5	6
1	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
2	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
5	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
6	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0

CAPA DE NODOS 3						
	1	2	3	4	5	6
1	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0
2	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0
3	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0
4	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0
5	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0
6	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0	205.0

CAPA DE NODOS 4						
	1	2	3	4	5	6
1	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0
2	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0
3	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0
4	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0
5	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0
6	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0

CAPA DE NODOS 5						
	1	2	3	4	5	6
1	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
2	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
3	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
4	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
5	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
6	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0

CAPA DE NODOS 6						
	1	2	3	4	5	6
1	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0
2	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0
3	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0
4	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0
5	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0
6	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0

TABLA 5.9 DISTRIBUCION INICIAL DE LA LONGITUD DE LAS
 CELDAS EN LA DIRECCION Z, m.
 (CONTINUACION)

CAPA DE NODOS 7							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	
2	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	
4	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	
5	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	
6	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	

CAPA DE NODOS 8							
	1	2	3	4	5	6	
1	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	
2	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	
3	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	
4	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	
5	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	
6	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	420.0	

CAPA DE NODOS 9							
	1	2	3	4	5	6	
1	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	
2	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	
3	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	
4	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	
5	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	
6	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	

CAPA DE NODOS 10							
	1	2	3	4	5	6	
1	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
2	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
3	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
4	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
5	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
6	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

TABLA 5.10 DISTRIBUCION INICIAL DEL ESPACIAMIENTO
ENTRE NODOS EN LA DIRECCION X, m.

CAPA DE NODOS 1						
X	1	2	3	4	5	6 Y
1		400.0	400.0			
2		225.0	225.0			
3		225.0	225.0			
4		450.0	450.0			
5		700.0	700.0			
6		0.0	0.0			

CAPA DE NODOS 2						
	1	2	3	4	5	6
1	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 3						
	1	2	3	4	5	6
1	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 4						
	1	2	3	4	5	6
1	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 5						
	1	2	3	4	5	6
1	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 6						
	1	2	3	4	5	6
1	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABLA 5.10 DISTRIBUCION INICIAL DEL ESPACIAMIENTO
 ENTRE NODOS EN LA DIRECCION X, m.
 (CONTINUACION)

CAPA DE NODOS 7							Y
X	1	2	3	4	5	6	
1	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	
5	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0	
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0	700.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABLA 5.11 DISTRIBUCION INICIAL DEL ESPACIAMIENTO
ENTRE NODOS EN LA DIRECCION Y, m.

CAPA DE NODOS 1						
X	1	2	3	4	5	6 Y
1		775.0	0.0			
2		775.0	0.0			
3		775.0	0.0			
4		775.0	0.0			
5		775.0	0.0			
6		775.0	0.0			

CAPA DE NODOS 2						
	1	2	3	4	5	6
1	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
2	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
3	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
4	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
5	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
6	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0

CAPA DE NODOS 3						
	1	2	3	4	5	6
1	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
2	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
3	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
4	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
5	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
6	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0

CAPA DE NODOS 4						
	1	2	3	4	5	6
1	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
2	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
3	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
4	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
5	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
6	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0

CAPA DE NODOS 5						
	1	2	3	4	5	6
1	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
2	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
3	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
4	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
5	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
6	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0

CAPA DE NODOS 6						
	1	2	3	4	5	6
1	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
2	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
3	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
4	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
5	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0
6	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0

TABLA 5.11 DISTRIBUCION INICIAL DEL ESPACIAMIENTO
 ENTRE NODOS EN LA DIRECCION Y, m.
 (CONTINUACION)

CAPA DE NODOS 7							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
2	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
3	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
4	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
5	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
6	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	

CAPA DE NODOS 8							
	1	2	3	4	5	6	
1	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
2	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
3	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
4	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
5	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
6	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	

CAPA DE NODOS 9							
	1	2	3	4	5	6	
1	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
2	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
3	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
4	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
5	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
6	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	

CAPA DE NODOS 10							
	1	2	3	4	5	6	
1	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
2	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
3	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
4	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
5	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	
6	1087.5	387.5	212.5	275.0	637.5	0.0	

TABLA 5.12 DISTRIBUCION INICIAL DEL ESPACIAMIENTO
ENTRE NODOS EN LA DIRECCION Z, m.

CAPA DE NODOS 1							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1		340.0	272.5				
2		340.0	272.5				
3		340.0	272.5				
4		340.0	272.5				
5		340.0	272.5				
6		340.0	272.5				

CAPA DE NODOS 2							
	1	2	3	4	5	6	
1	302.5	202.5	202.5	302.5	302.5	302.5	
2	302.5	202.5	202.5	302.5	302.5	302.5	
3	302.5	202.5	202.5	302.5	302.5	302.5	
4	302.5	202.5	202.5	302.5	302.5	302.5	
5	302.5	202.5	202.5	302.5	302.5	302.5	
6	302.5	202.5	202.5	302.5	302.5	302.5	

CAPA DE NODOS 3							
	1	2	3	4	5	6	
1	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	
2	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	
3	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	
4	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	
5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	
6	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	

CAPA DE NODOS 4							
	1	2	3	4	5	6	
1	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	
2	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	
3	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	
4	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	
5	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	
6	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	

CAPA DE NODOS 5							
	1	2	3	4	5	6	
1	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	
2	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	
3	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	
4	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	
5	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	
6	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	

CAPA DE NODOS 6							
	1	2	3	4	5	6	
1	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	
2	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	
3	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	
4	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	
5	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	
6	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	

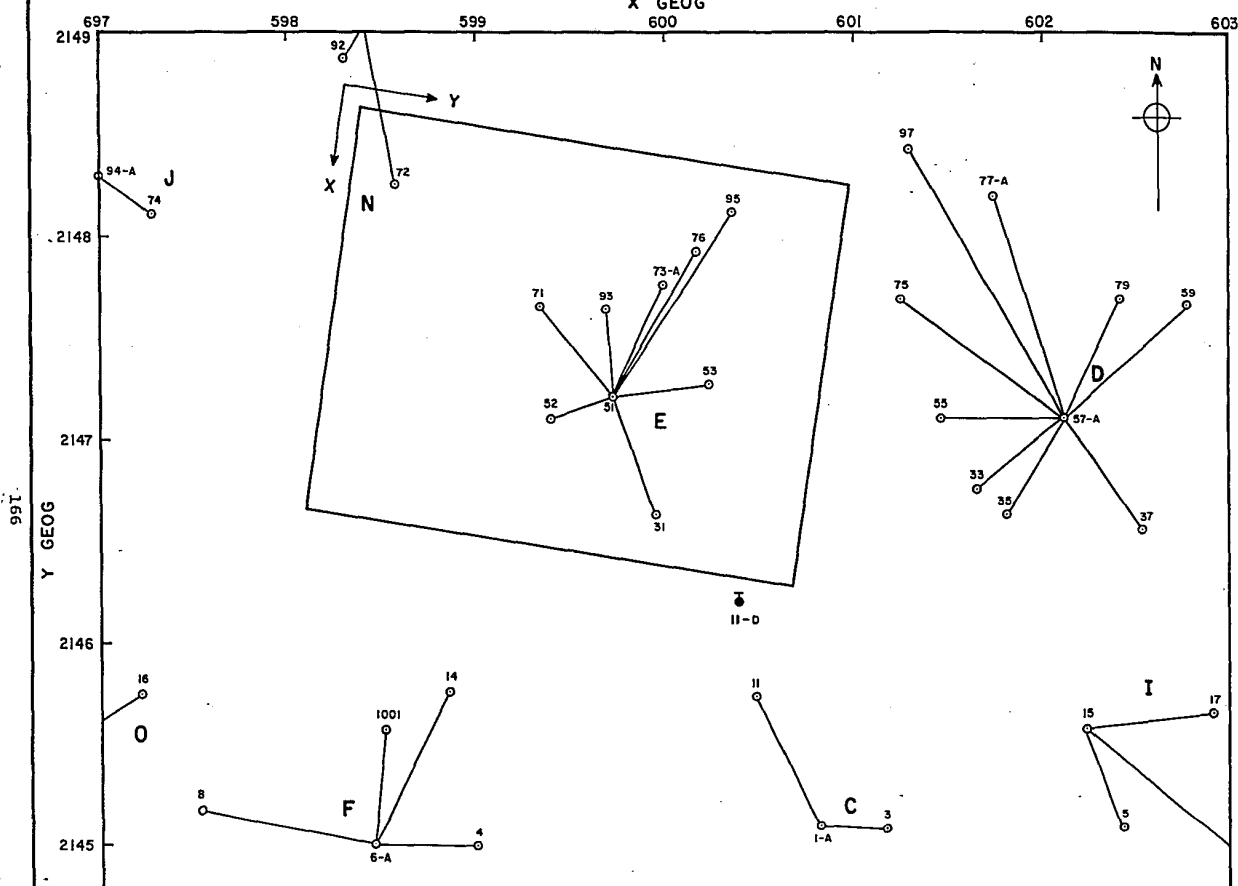
TABLA 5.12 DISTRIBUCION INICIAL DEL ESPACIAMIENTO
 ENTRE NODOS EN LA DIRECCION Z, m.
 (CONTINUACION)

CAPA DE NODOS 7							Y
X	1	2	3	4	5	6	
1	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	
2	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	
3	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	
4	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	
5	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	
6	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	310.0	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0
2	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0
3	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0
4	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0
5	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0
6	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0
2	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0
3	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0
4	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0
5	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0
6	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0	241.0

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0



99I.

FIG. 5.II LIMITES EXTERIORES DE LA MALLA EN DIRECCION X-Y, PARA EL AREA DRENADA POR LA PLATAFORMA E.

ESC: 1:25 000

SIMBOLOGIA

- | | | | |
|---|-----------------------------|------------------------|-------------------------------|
| ○ | POZO PRODUCTOR DE ACEITE | C, D, E, F, I, J, N, O | PLATAFORMA DE PRODUCCION |
| ● | POZO MARINO TAPONADO | — | LINEAS DE PRODUCCION DE POZOS |
| — | LIMITE EXTERIOR DE LA MALLA | | |

TABLA 5.13 IDENTIFICACION DE POZOS PRODUCTORES E INTERVALOS PROBADOS

EMR = 28 MSNM Y EMR = 22 MSNM (POZO 72)

NOMBRE OFICIAL DEL POZO	NOMBRE DEL POZO EN EL MODELO	PROFUNDIDAD AL NIVEL MEDIO DEL INTERVALO PRODUCTOR		FORMACION	OBSERVACIONES
		(mdvnm)	(mvbnm)		
CANTARELL 31	CANT31	1971	1664	K MEDIO	DIRECCIONAL
CANTARELL 31	CAN31A	2437	2011	K INFERIOR	NVO. INTERVALO
CANTARELL 51	CANT51	----	1293	BRECHA P.	VERTICAL
CANTARELL 51	CAN51A	----	2127	K INFERIOR	NVO. INTERVALO
CANTARELL 52	CANT52	2170	1966	K INFERIOR	DIRECCIONAL
CANTARELL 53	CANT53	1810	1640	K SUPERIOR	DIRECCIONAL
CANTARELL 53	CAN53A	2162	1970	K MEDIO	NVO. INTERVALO
CANTARELL 71	CANT71	1485	1278	BRECHA P.	DIRECCIONAL
CANTARELL 71	CAN71A	1903	1618	K MEDIO	NVO. INTERVALO
CANTARELL 72	CANT72	2351	1992	K INFERIOR	DIRECCIONAL
CANTARELL 73A	CAN73A	1869	1633	K MEDIO	DIRECCIONAL
CANTARELL 73A	CAN73B	2250	1976	K INFERIOR	NVO. INTERVALO
CANTARELL 76	CANT76	2322	1941	K INFERIOR	DIRECCIONAL
CANTARELL 93	CANT93	2455	2039	K INFERIOR	DIRECCIONAL
CANTARELL 95	CANT95	2517	1718	K INFERIOR	DIRECCIONAL

a) datos de control del simulador y generales del yacimiento, b) datos proporcionados a los pozos productores y c) datos para cada nodo de la malla.

5.5.6.1 Datos de control del simulador y generales del yacimiento.

Las Tablas 5.14 a 5.18 presentan parte del archivo de datos ordenados por tarjetas (filas) tal como lo requiere el modelo SIMPCO, y se refieren a datos de control del simulador y generales del yacimiento. Estos datos no fueron cambiados durante el proceso de ajuste de la historia de presión-producción, a excepción de los datos de permeabilidad relativa.

La explicación del significado del nombre de cada tarjeta y de los datos que se le asignan a esta parte del archivo se expone a continuación.

5.5.6.1.1 Datos de control del simulador.

Contiene datos para algunas acciones del simulador. El formato de la tarjeta es:

TARJCONT IFP,NET,NSC,TOEC,NET1,NCRD/

para el archivo de datos de la tabla anterior:

TARJCONT 1,2,3,0.001,1,1/

en donde el significado y asignación de las variables es:

IFP=1	Indica cual es la fase que está presente en la etapa de bajosaturación del yacimiento. Para yacimientos de aceite IFP=1. Para yacimientos de gas y condensado IFP=2. Para este caso se trata de un yacimiento de aceite.
NET=2	Número de etapas de separación de la batería.
NSC=3	Es el número de pseudocomponentes que se consideran en la fase presente, en este caso, en la etapa de bajosaturación se tienen 3 componentes químicos, siendo éstos el C6+A, C6+B y C6+C (Tabla 5.2).
TOEC=0.001	Es la tolerancia asignada al proceso iterativo de solución del sistema de ecuaciones simultáneas del yacimiento. Así, el proceso en una etapa de tiempo se suspenderá, cuando la norma euclidiana de los residuos de las variables de iteración (presión, p , moles de líquido por unidad de volumen, L , fracción mole del componente i , en la fase líquida, x_i , moles de vapor por unidad de volumen poroso, V , fracción mole del componente i en la fase vapor, y_i , y el número de componentes en el sistema), en todos los nodos del yacimiento sea igual o menor que 0.001.

TABLA 5.14 PARTE DEL ARCHIVO DE DATOS DEL MODELO SIMPCO

```

C *****
C DATOS INICIALES
C ARCHIVO DE DATOS (SIMULADOR COMPOSICIONAL SIMPCO)
C CAMPO CANTARELL-YACIMIENTO AKAL
C SIMULACION REGIONAL PLAT. AKAL E 1991
C *****
C ** DATOS DE CONTROL DEL SIMULADOR Y GENERALES DEL YACIMIENTO **
C * DATOS DE CONTROL DEL SIMULADOR *
TARJCONT 1,2,3,0.001,1,1/
C * DATOS DE IDENTIFICACION DEL CAMPO Y DEL YACIMIENTO *
CAMPYACI CAMPO CANTARELL,AKAL (SIMULACION SECC) TESIS JAAV/
C * FECHA DE INICIO DE EXPLOTACION DEL YACIMIENTO *
DIAMESAN 31,12,1979/
C * ETAPAS DE TIEMPO DE LA HISTORIA DE PRODUCCION *
PASTIEMP 1,31.,2,29.,3,31.,4,30.,5,31./
PASTIEMP 6,30.,7,31.,8,31.,9,30.,10,31./
PASTIEMP 11,30.,12,31.,13,31.,14,28.,15,31./
PASTIEMP 16,30.,17,31.,18,30.,19,31.,20,31./
PASTIEMP 21,30.,22,31.,23,30.,24,31.,25,31./
PASTIEMP 26,28.,27,31.,28,30.,29,31.,30,30./
PASTIEMP 31,31.,32,31.,33,30.,34,31.,35,30./
PASTIEMP 36,31.,37,31.,38,28.,39,31.,40,30./
PASTIEMP 41,31.,42,30.,43,31.,44,31.,45,30./
PASTIEMP 46,31.,47,30.,48,31.,49,31.,50,28./
PASTIEMP 51,31.,52,30.,53,31.,54,30.,55,31./
PASTIEMP 56,31.,57,30.,58,31.,59,30.,60,31./
C * PRESIONES DE SEPARACION EN LA BATERIA SUPERFICIAL *
PSEPARAC 4.,1.0332/
C * TEMPERATURAS DE SEPARACION EN LA BATERIA SUPERFICIAL *
TSEPARAC 68.,40./
C * PLANO DE REFERENCIA *
PLANOREF 5,3,1,185.60,100.00/
C * PRESION DE SATURACION INICIAL ESTIMADA *
ESTIMAPS 150.00/
C * COEFICIENTES DE VISCOSIDAD *
VISCOCFTS 0.1023,79.6434,-68.6935,19.7071,-1.8759,-0.001/
C * SALINIDAD DEL AGUA DEL YACIMIENTO *
SALWYACI 8.0/

```

TABLA 5.15 DATOS INICIALES DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA
SISTEMAS AGUA-ACEITE Y GAS-ACEITE

C * CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA *

PERMEREL	1, 0.368, 0.00001, 1.00000, 0.380, 0.0067, 0.550/
PERMEREL	2, 0.546, 0.16100, 0.06500, 0.460, 0.0180, 0.489/
PERMEREL	3, 0.557, 0.17700, 0.06000, 0.528, 0.0310, 0.401/
PERMEREL	4, 0.617, 0.23200, 0.02200, 0.675, 0.0960, 0.250/
PERMEREL	5, 0.654, 0.27100, 0.01300, 0.774, 0.2200, 0.163/
PERMEREL	6, 0.696, 0.30600, 0.00620, 0.797, 0.2450, 0.138/
PERMEREL	7, 0.733, 0.33900, 0.00280, 0.820, 0.2910, 0.118/
PERMEREL	8, 0.767, 0.37500, 0.00140, 0.858, 0.3970, 0.095/
PERMEREL	9, 0.794, 0.39300, 0.00066, 0.908, 0.5790, 0.068/
PERMEREL	10, 0.815, 0.4050, 0.00020, 0.935, 0.6850, 0.053/
PERMEREL	11, 0.832, 0.4080, 0.00001, 1.000, 1.0000, 0.000/
C * PERMEABILIDAD RELATIVA A TRES FASES *	
1TRIPERM	0.368, 0.168, 0.000, 0.380/

TABLA 5.16 CIMAS DEL YACIMIENTO CANTARELL
PLATAFORMA E, mvbnm

CAPA DE NODOS 1						
	1	2	3	4	5	6
1		1118.0	1181.0			
2		1118.0	1181.0			
3		1118.0	1181.0			
4		1118.0	1181.0			
5		1118.0	1181.0			
6		1118.0	1181.0			

CAPA DE NODOS 2						
	1	2	3	4	5	6
1	1355.0			1322.0	1322.0	1322.0
2	1355.0			1322.0	1322.0	1322.0
3	1355.0			1322.0	1322.0	1322.0
4	1355.0			1322.0	1322.0	1322.0
5	1355.0			1322.0	1322.0	1322.0
6	1355.0			1322.0	1322.0	1322.0

TABLA 5.17 DATOS PARA CALCULOS DE COMPORTAMIENTO DE FASE, ACEITE DEL CAMPO CANTARELL

+++++ IMP/SUB. TEC. DE EXPLOTACION/DIV. YACIMIENTOS/SIMULADOR SIMPCO +++++
 CAMPO CANTARELL YACIMIENTO AKAL (SIMULACION SECC) TESIS JAAV
 CORRIDA 1/ETAPA NO. 0 DE 0 DIAS/TIEMPO TRANSCURRIDO DESDE EL INICIO DE LA EXPLOTACION 0 DIAS

+++++ DATOS PARA CALCULOS DE COMPORTAMIENTO DE FASE +++++

COMPO NENTE	COMPO. INICIAL	PRESION CRITI. KG/CM2	TEMPE. CRITI. K	FACT. ACEN ADI	CONSTANTES DE INTERACCION BINARIA, (ADI).										
	FRA. MOL				META	ETAN	PROP	N-C4	N-C5	N2	CO2	H2S	C6+A	C6+B	C6+C
META	0.2958	46.95	190.58	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.036	0.100	0.085	0.010	0.050	0.149
ETAN	0.0863	49.76	305.42	0.079	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.050	0.130	0.080	0.010	0.010	0.015
PROP	0.0637	43.33	369.82	0.152	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.080	0.135	0.075	0.010	0.010	0.010
N-C4	0.0425	38.72	425.18	0.201	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.090	0.130	0.060	0.000	0.000	0.000
N-C5	0.0377	34.35	469.65	0.254	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.100	0.125	0.065	0.000	0.000	0.000
N2	0.0026	34.66	126.26	0.045	0.036	0.050	0.080	0.090	0.100	0.000	-0.020	0.180	0.050	0.050	0.060
CO2	0.0164	75.27	304.15	0.231	0.100	0.130	0.135	0.130	0.125	-0.020	0.000	0.100	0.100	0.100	0.100
H2S	0.0132	91.82	373.54	0.100	0.085	0.080	0.075	0.060	0.065	0.180	0.100	0.000	0.100	0.100	0.100
C6+A	0.1791	28.13	549.00	0.399	0.010	0.010	0.010	0.000	0.000	0.050	0.100	0.100	0.000	0.000	0.000
C6+B	0.1211	21.80	638.00	0.652	0.050	0.010	0.010	0.000	0.000	0.050	0.100	0.100	0.000	0.000	0.000
C6+C	0.1416	7.03	838.37	2.940	0.149	0.015	0.010	0.000	0.000	0.060	0.100	0.100	0.000	0.000	0.000

TABLA 5.18 LOCALIZACION Y DATOS GENERALES DE LOS POZOS, PLATAFORMA E, DEL CAMPO CANTARELL

C ** DATOS PROPORCIONADOS A LOS POZOS PRODUCTORES **
 C * LOCALIZACION Y DATOS GENERALES DE LOS POZOS *
 DATOPOZO CANT51, 5, 3, 1, 1, QOA, 7. 62, 2. 71/
 DATOPOZO CANT71, 4, 2, 1, 4, QOA, 7. 62, 9. 23/
 DATOPOZO CANT73, 3, 4, 3, 8, QOA, 7. 62, 1. 97/
 DATOPOZO CANT31, 6, 5, 3, 15, QOA, 7. 62, 6. 6/
 DATOPOZO CANT53, 5, 5, 3, 12, QOA, 7. 62, 1. 97/
 DATOPOZO CANT71A, 4, 2, 3, 20, QOA, 3. 81, 9. 23/
 C * CAMBIO DE DATOS EN POZOS *
 DATOPOZO CANT71, 4, 2, 1, 15, CDD, 7. 62, 9. 23/
 DATOPOZO CANT71A, 4, 2, 3, 31, CDD, 3. 81, 9. 23/
 DATOPOZO CANT71A, 4, 2, 3, 57, QOA, 3. 81, 9. 23/
 DATOPOZO CANT51, 5, 3, 1, 21, CDD, 7. 62, 2. 71/
 DATOPOZO CANT51, 5, 3, 1, 37, QOA, 7. 62, 2. 71/
 DATOPOZO CANT51, 5, 3, 1, 43, CDD, 7. 62, 2. 71/

171

NETI=1 Indica el número de la etapa de tiempo con la que inicia la corrida actual, en este caso, ésta se inicia con la etapa de tiempo número uno.

NCRD=1 Es el número de la corrida, siendo ésta la primer corrida.

La diagonal (/) indica el fin de datos de la tarjeta o línea y una letra C en la primera columna del archivo de datos, indica comentario y no es considerado por el simulador SIMPCO.

5.5.6.1.2 Datos de identificación del campo y del yacimiento.

Contiene los nombres del campo y del yacimiento a estudiar. El formato de la tarjeta es:

CAMPYACI NOMCA,NOMYA/

para el archivo de datos se tiene:

CAMPYACI CANTARELL,AKAL/

en el que a cada variable se le asigna,

NOMCA=CANTARELL Nombre del campo.

NOMYA=AKAL Nombre del yacimiento.

5.5.6.1.3 Fecha de inicio de explotación del yacimiento.

Contiene la fecha en que se inició la explotación del yacimiento. El formato de la tarjeta es:

DIAMESAN IDI,IME,AIN/

siendo los datos:

DIAMESAN 31,12,1979/

en donde a cada variable se le asignan los valores de: IDI=31, IME=12 y IAN=1979, las cuáles significan que el día 31 de diciembre de 1979, se inició la producción del yacimiento en esta plataforma E, por lo cual la primera etapa de tiempo inicia al día siguiente de esta fecha, es decir, el primero de enero de 1980.

5.5.6.1.4 Etapas de tiempo de la historia de producción.

Estas tarjetas indican al simulador el número de etapas de la corrida y la duración de cada una de ellas, se emplea el formato siguiente:

PASTIEMP N1,PST_{N1},...,NN,PST_{NN}/

siendo para la tarjeta primera del archivo de datos:

PASTIEMP 1,31,,,,,5,31/

comparando las dos tarjetas se tienen que,

$N_1=1$ El estudio del yacimiento se inicia con la etapa de tiempo 1.

$PST_{N_1}=31$. La duración de la etapa de tiempo 1, es de 31 días.

$NN=5$ Es la etapa de tiempo 5

$PST_{NN}=31$. La etapa de tiempo 5, dura 31 días.

Estas tarjetas pueden contener desde 1 hasta 5 pares de valores: número de etapa y duración. Observando en el archivo de datos, que se presentan 60 etapas de tiempo (y su duración correspondiente en días), que cubren el período de la historia de producción de los pozos (del 1 de enero de 1980 al 31 de diciembre de 1984).

5.5.6.1.5 Presiones de separación en la batería superficial.

Esta tarjeta contiene datos de las presiones de separación en los separadores superficiales¹²⁵. El formato es:

PSEPARAC PS_1 ,,,,, PS_{NET} /

y de acuerdo a los datos de la Tabla 5.14, se tiene:

PSEPARAC 4,,1.0332/

en donde:

$PS_1 = 4$ Presión de separación en el primer separador en kg/cm^2 .

$PS_{NET} = 1.0332$ Presión de separación en el segundo separador, siendo esta la presión atmosférica en kg/cm^2 .

NET Indica el número de separadores en la superficie (máximo 5), incluyendo al tanque de medición.

5.5.6.1.6 Temperaturas de separación en la batería superficial.

Contiene datos de temperaturas de separación en las etapas de la batería superficial¹²⁵, siendo el formato de esta tarjeta el siguiente:

TSEPARAC TS₁,...,TS_{NET}/

la cual para el archivo de datos se escribió como,

TSEPARAC 68.,40/

por lo que:

TS₁ = 68 Temperatura existente en el primer separador, °C.

TS_{NET} = 40. Temperatura de separación en el segundo separador, °C.

5.5.6.1.7 Plano de referencia.

La tarjeta contiene datos de un pozo de referencia en el que se registró la presión y temperatura del yacimiento. El modelo emplea estos datos para calcular la distribución inicial de la presión en cada bloque o celda del yacimiento. En el estudio se tomaron estos datos del pozo Cantarell 51¹⁶³, a la profundidad de 1292.5 mvbmm (que cae en el nodo con coordenadas I,J,K=5,3,1) y se consideran como representativas del yacimiento a la fecha de 31 de diciembre de 1979. El formato de la tarjeta es:

PLANOREF I,J,K,P_y, T_y /

siendo para el archivo de datos:

PLANOREF 5,3,1,185.60,100.00/

en donde,

I,J,K=5,3,1	Coordenadas del nodo, que se asocia al pozo en el que se registró la presión y la temperatura, en las direcciones X, Y y Z respectivamente.
P _y =185.60	Presión del yacimiento registrada en el pozo asociado al nodo I,J,K y a la profundidad del nodo en kg/cm ² .
T _y =100.00	Temperatura del yacimiento registrada en el pozo asociado al nodo I,J,K y a la profundidad del nodo, °C.

5.5.6.1.8 Presión de saturación inicial estimada.

La tarjeta contiene el valor estimado de la presión de saturación del fluido del yacimiento, a la composición inicial y a la temperatura del yacimiento ($T_y = 100 \text{ }^\circ\text{C}$). El formato es:

ESTIMAPS PRSE/

y en la Tabla 5.14 antes mencionada se observa que el valor asignado a la variable PRSE es de 150.00 kg/cm^2 , e indica la estimación de la presión de saturación, p_s , que se le proporcionó al simulador para efectuar el cálculo de la presión de burbuja, p_b , a la temperatura del yacimiento, T_y . Es importante mencionar que éste valor de presión se reprodujo satisfactoriamente con el simulador de comportamiento de fases IMPEVETE⁶⁰, tomando como base la presión de burbuja medida en el laboratorio ($p_b = 150 \text{ kg/cm}^2$)^{62,121-123}, combinando los parámetros que se mencionan en el inciso 6.1.1 del Capítulo VI.

5.5.6.1.9 Coeficientes de viscosidad.

Contiene los términos constantes y los coeficientes de la correlación de viscosidad. Estos coeficientes se obtuvieron al ajustar la correlación de Lohrenz¹⁶⁶ a datos de laboratorio del yacimiento en estudio⁶², mediante el empleo del modelo de comportamiento de fases IMPEVETE (ver Tabla 6.9 y Figura 6.13 del Capítulo VI). El formato de la tarjeta es:

VISCCFTS $C_1, C_2, \dots, C_5, C_6 /$

en el archivo de datos, el término C_1 es igual a 0.1023 y es un término constante del polinomio y C_6 es igual a -0.001 y es el término independiente de la correlación de viscosidad. Los términos C_2, C_3, C_4 y C_5 son igual a 79.6434, -68.6935, 19.7071 y -1.8759 respectivamente, y son los coeficientes del polinomio de densidad reducida de la correlación de viscosidad, es decir, los coeficientes de Lohrenz ($\rho_r, \rho_r^2, \rho_r^3$ y ρ_r^4).

5.5.6.1.10 Salinidad del agua del yacimiento.

Se proporciona el dato de la salinidad del agua del yacimiento y el formato de esta tarjeta es:

SALWYACI SAL/

siendo SAL la variable que indica la salinidad del agua del yacimiento, siendo para este estudio del 8%. Este valor porcentual se calculó a partir de una salinidad de 80,000 partes por millón, ppm, reportada en los análisis petrofísicos de muestras de fondo pertenecientes a la formación geológica de la brecha del Paleoceno¹²⁰. La conversión de ppm a porcentajes se hizo de la manera siguiente:

$$80,000 \text{ ppm} = 80,000 \text{ mg/lt} = 0.08 \text{ kg/lt}$$

Si se considera que 1 lt de agua pura, H₂ O, es aproximadamente igual a 1 kg de agua pura en peso, entonces a partir de las igualdades anteriores:

$$0.08 \times 100 = 8 \%$$

5.5.6.1.11 Permeabilidades relativas.

La Tabla 5.15 muestra una parte del archivo de datos, en donde se proporcionó información de las curvas de permeabilidad relativa para sistemas agua-aceite y gas-aceite, y datos para el cálculo de permeabilidad relativa a tres fases.

1. Curvas de permeabilidad relativa.

Estas tarjetas contienen datos de los puntos de las curvas de permeabilidad relativa en un sistema agua-aceite y de los puntos (ambos con el mismo número de identificación) de las curvas de permeabilidad relativa en un sistema gas-aceite. El formato que se emplea es:

$$\text{PERMEREL NP}, S_w, k_{rw}, k_{row}, S_o, k_{rog}, k_{rg} /$$

para la tarjeta primera del archivo de datos se tienen:

$$\text{PERMEREL } 1, 0.368, 0.00001, 1.00, 0.38, 0.0067, 0.550 /$$

en donde:

NP=1	En esta variable van datos del punto identificado con el número 1, tanto en las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite como en las de gas-aceite.
S _w = 0.368	Saturación de agua que corresponde al punto 1 en las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.
k _{rw} = 0.00001	Permeabilidad relativa al agua, en el punto 1, en las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.
k _{row} = 1.00	Permeabilidad relativa al aceite, en el punto 1, en las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.
S _o = 0.38	Saturación de aceite (= 1 - S _g), en el punto 1 de las curvas de permeabilidad relativa gas-aceite.
k _{rog} = 0.0067	Permeabilidad relativa al aceite en el punto 1 de las curvas de permeabilidad relativa gas-aceite.
k _{rg} = 0.550	Permeabilidad relativa al gas en el punto 1 de las curvas de permeabilidad relativa gas-aceite.

En el archivo de datos se proporcionaron 11 puntos de permeabilidades relativas, y éstos van en estricto orden creciente de saturación de agua, S_w , y de saturación de aceite, S_o .

En las Figuras 5.12 y 5.13 se presentan en escala semilogarítmica, las curvas de permeabilidad relativa que se emplearon inicialmente para sistemas agua-aceite y gas-aceite, respectivamente, las cuales se obtuvieron a partir de un análisis petrofísico y de fluidos del pozo Cantarell 2075¹¹⁶. De igual manera éstas mismas curvas pero en escala normal se presentan en las Figuras 5.14 y 5.15.

2. Permeabilidad relativa a tres fases.

Los datos de saturaciones contenidos en esta tarjeta son de laboratorio¹¹⁶, y se requieren para generar la información necesaria para aplicar el método de Stone¹⁵² para el cálculo de la permeabilidad relativa a tres fases. El formato es:

$$1TRIPERM S_{iw}, S_{iow}, S_{ig}, S_{iog} /$$

en el archivo de datos esta tarjetas aparece como:

$$1TRIPERM 0.368,0.168,0.000,0.380/$$

en donde:

$$S_{iw} = 0.368$$

Saturación inmóvil del agua, en un sistema agua-aceite, es decir, la curva de permeabilidad relativa del agua, k_{rw} , corta al eje de saturación de agua, S_w , en 36.8 % (Figuras 5.12 y 5.14), fracc.

$$S_{iow} = 0.168$$

Saturación inmóvil del aceite en un sistema agua-aceite, es decir, la curva de permeabilidad relativa al aceite, k_{ro} , corta al eje de saturación de agua, S_w , en 83.2 % (Figuras 5.12 y 5.14), fracc.

$$S_{ig} = 0.000$$

Saturación inmóvil del gas en un sistema gas-aceite. La curva de permeabilidad relativa del gas, k_{rg} , corta al eje de saturación de aceite, S_o ($= 1 - S_g$) en 100 % (Figuras 5.13 y 5.15), fracc.

$$S_{iog} = 0.380$$

Saturación inmóvil del aceite en un sistema gas-aceite, es decir, para el punto $k_{ro} = 0.0067$ de la curva de permeabilidad relativa al aceite, k_{ro} (Figuras 5.13 y 5.15), la proyección de este punto corta al eje de saturación de aceite, S_o ($= 1 - S_g$) en 38 %, fracc.

5.5.6.1.12 Cimas del yacimiento.

PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA - ACEITE
YACIMIENTO AKAL CAMPO CANTARELL

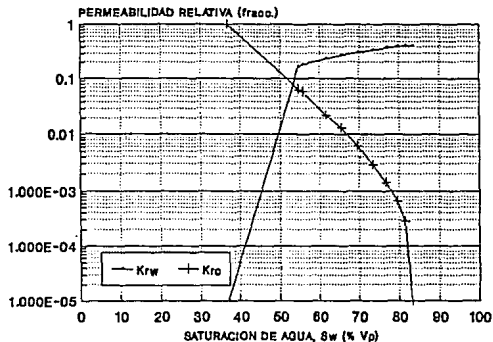


FIG. 6.12 CURVAS INICIALES DE K_{rw} Y K_{ro} CONTRA S_w (SEMILOG)

PERMEABILIDAD RELATIVA GAS - ACEITE
YACIMIENTO AKAL CAMPO CANTARELL

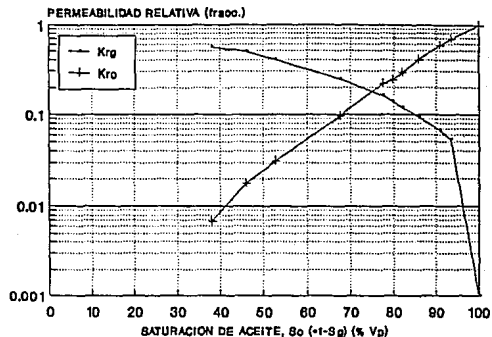


FIG. 6.13 CURVAS INICIALES DE K_{rg} Y K_{ro} CONTRA LA S_o (SEMILOG)

PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA - ACEITE
YACIMIENTO AKAL CAMPO CANTARELL

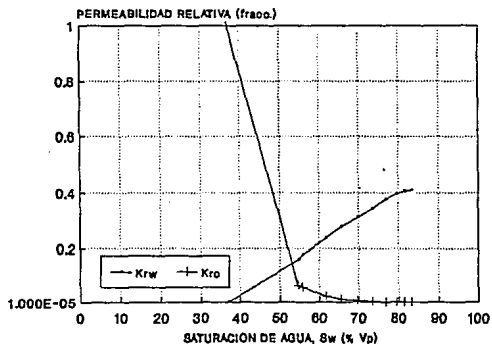


FIG. 6.14 CURVAS INICIALES DE K_{rw} Y K_{ro} CONTRA S_w

PERMEABILIDAD RELATIVA GAS - ACEITE
YACIMIENTO AKAL CAMPO CANTARELL

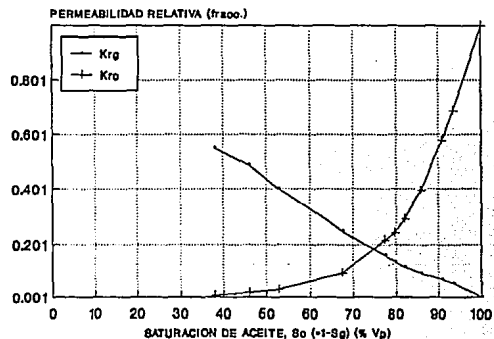


FIG. 6.15 CURVAS INICIALES DE K_{rg} Y K_{ro} CONTRA LA S_o

La Tabla 5.16 muestra una de las salidas de datos que proporciona el simulador SIMPCO, en la que se muestran las cimas de los nodos superiores de la formación productora. Estas cimas se miden con respecto al nivel del mar como plano de referencia, y se expresan en metros verticales, mvbnm.

Como se puede observar las cimas del yacimiento se encuentran localizadas en la capa 1 ($Z=1$) en los nodos con coordenadas $(I,J,K)=(1,2,1)$ a $(6,2,1)$, y de $(1, J, K)=(1,3,1)$ a $(6,3,1)$, y en la capa 2 ($Z=2$) en los nodos con coordenadas $(I,J,K)=(1,1,2)$ a $(6,1,2)$; $(1,4,2)$ a $(6,4,2)$; $(1,5,2)$ a $(6,5,2)$ y $(1,6,2)$ a $(6,6,2)$. En la Figura 5.10 se puede apreciar la cima de la estructura productora, siendo ésta el límite exterior localizado en la parte superior de la malla diseñada.

5.5.6.1.13 Datos para los cálculos de comportamiento de fases.

La Tabla 5.17 presenta los datos para los cálculos de comportamiento de fase. En la columna primera aparece el nombre de los componentes puros identificados por: metano, META, etano, ETAN, propano, PROP, butano normal, N-C4, pentano normal, N-C5; por gases contaminantes: nitrógeno, N2, anhídrido carbónico, CO2, y ácido sulfhídrico, H2S; y por pseudocomponentes de la mezcla siendo identificados éstos por C6+A, C6+B y C6+C, la formación de éstos últimos a partir de componentes puros se presenta en la Sección 5.4 y en la Tabla 5.2 de este Capítulo.

La segunda columna muestra la composición inicial de la fase presente, es decir, de la fase aceite a la presión de burbuja, p_b ⁶². Esta composición se expresa en fracciones mol, FRA. MOL.

En las columnas 3, 4 y 5 para cada componente de la mezcla, se muestran la presión crítica p_c , en kg/cm^2 , la temperatura crítica T_c , en $^\circ\text{K}$ y el factor acéntrico, ω , respectivamente.

De las columnas 6 a la 16 se presentan las constantes de interacción binaria (adimensionales) entre los componentes del sistema.

Para los componentes puros y gases contaminantes (desde metano, Meta, hasta ácido sulfhídrico, H2S), éstos datos (columna 3 a 16) son proporcionados por un banco de datos que el simulador SIMPCO posee internamente^{50,150,153}. Para los pseudocomponentes (C6+A, C6+B y C6+C) las columnas 3 a la 16, se determinaron con base en datos de un análisis Presión-Volumen-Temperatura, y con el auxilio de nomogramas¹⁵³.

Es preciso indicar que los valores numéricos de los coeficientes de interacción binaria y del factor acéntrico, ω , que se listan en la tabla anterior, son los que permitieron

realizar el mejor ajuste de la presión de burbuja ($p_b = 150 \text{ kg/cm}^2$), con el empleo del modelo IMPEVETE⁶⁰ (Sección 6.1.1 del Capítulo VI).

5.5.6.2 Datos proporcionados a los pozos productores.

Estos datos proporcionados al modelo no se cambian durante el proceso de ajuste del comportamiento de los pozos.

5.5.6.2.1 Localización y datos generales de los pozos.

La Tabla 5.18, presenta una parte del archivo de datos iniciales correspondientes a datos de los pozos. En ella se listan los pozos que corresponden a la historia de producción por ajustarse en este estudio, la cual como se mencionó previamente, consta de 60 etapas y es equivalente a 5 años (del primero de enero de 1980 al 31 de diciembre de 1984).

Mediante estas tarjetas se realiza el cambio de la clave del estado de los pozos, y permiten incluir y excluir a un pozo con sus datos dentro de un catálogo de pozos que maneja el simulador, o bien, cambiar alguno de los datos del pozo, todo esto a partir de una etapa de tiempo, IPST. El formato de estas tarjetas es:

DATOPOZO POZ,I,J,K,IPST,CDG,RPOZ,FCD/

la primera es:

DATOPOZO CANT51,5,3,1,1,QOA,7.62,2.71/

en donde:

POZ=CANT51	Nombre y número del pozo que identifica el simulador, es decir, se trata del pozo Cantarell 51.
I,J,K=5,3,1	Coordenadas del nodo a cuyo bloque asociado contiene el intervalo del pozo abierto a producción.
IPST=1	Etapas de tiempo en la corrida actual, en que se inicia la producción del pozo o tiene lugar un cambio en los datos contenidos en esta tarjeta.
CDG=QOA	Clave de estado del pozo, en donde existen las siguientes opciones: QOA, productor de aceite y gas en operación. CDO, pozo cerrado. IGA, inyector de gas operando. IAA, inyector de agua en operación.

RPOZ=7.62

Radio del agujero a la profundidad del intervalo abierto a producción, cm.

FCD=2.71

Factor de daño. Estos se obtuvieron a partir del análisis de pruebas de presión¹⁶¹

Por lo tanto, en base a los valores asignados a las variables anteriores, se tiene que en la etapa 1 de la corrida actual, el pozo CANT51 se encuentra en operación como productor de aceite y gas.

5.5.6.2.2 Historia de producción por pozo.

La Tabla 5.19 muestra la parte correspondiente del archivo de datos del simulador para la historia de producción de los gastos de aceite, q_o , para cada pozo¹⁶². El período de historia abarca desde el primero de enero de 1980 al 31 de diciembre de 1984, en donde los gastos de aceite, q_o , se reportan en forma mensual en metros cúbicos por día, m^3/D . La nomenclatura que se emplea es:

HISPROZ POZ,I,J,K,IPST₁,QOP₁,...,IPST_{nq},QOP_{nq}/

por ejemplo, para la tarjeta primera de la tabla se tiene:

HISPROZ CANT51,5,3,1,-1278,.,.,.,5,-6385./

comparando ambas tarjetas con el propósito de identificar cada variable:

POZ=CANT51

Identificación del pozo.

I,J,K=5,3,1

Coordenadas del nodo en cuyo bloque asociado está el intervalo abierto del pozo.

QOP₁ = -1278

Gastos de producción en m^3/D medido a c.s. de la fase presente en el pozo; por ejemplo, durante la etapa de tiempo IPST₁=1, el pozo aportó -1278 m^3/D a c.s. Las extracciones por convención llevan signo negativo.

nq = 5

Número de etapas de tiempo y gastos de aceite por tarjeta, se aceptan desde 1 a 5 pares ordenados de valores (IPST,QOP).

5.5.6.3 Datos proporcionados a cada celda de la malla.

En esta parte, se presenta la distribución de las propiedades en las celdas de la malla, tal como la porosidad, ϕ , saturaciones de fluidos, S_r , y permeabilidades absolutas en las direcciones X, Y y Z.

TABLA 5.19 HISTORIA DE PRODUCCION POR POZO EN m³/D, PLATAFORMA E,
CAMPO CANTARELL, 1° DE ENERO DE 1980 AL 31 DICIEMBRE DE 1984

C * HISTORIA DE PRODUCCION POR POZO *

HISPROPZ	CANT51, 5, 3, 1, 1, -1278, 2, -1442, 3, -3498, 4, -5893, 5, -6385, /
HISPROPZ	CANT51, 5, 3, 1, 6, -5908, 7, -5719, 8, -4799, 9, -4861, 10, -4835, /
HISPROPZ	CANT51, 5, 3, 1, 11, -2726, 12, -4778, 13, -4694, 14, -3830, 15, -4913, /
HISPROPZ	CANT51, 5, 3, 1, 16, -4628, 17, -4472, 18, -4192, 19, -1835, /
HISPROPZ	CANT51, 5, 3, 1, 36, -2483, 37, -2451, 38, -2492, 39, -1064, 40, -2027, /
HISPROPZ	CANT51, 5, 3, 1, 41, -157, /
HISPROPZ	CANT71, 4, 2, 1, 3, -3217, 4, -4842, 5, -4024, 6, -5657, 7, -6289, /
HISPROPZ	CANT71, 4, 2, 1, 8, -5241, 9, -5534, 10, -5551, 11, -3035, 12, -5047, /
HISPROPZ	CANT71, 4, 2, 1, 13, -4992, 14, -1504, /
HISPROPZ	CANT71A, 4, 2, 3, 19, -2293, 20, -4212, 21, -3959, 22, -4156, 23, -496, /
HISPROPZ	CANT71A, 4, 2, 3, 24, -2012, 25, -3947, 26, -4307, 27, -3998, 28, -4316, /
HISPROPZ	CANT71A, 4, 2, 3, 29, -1705, /
HISPROPZ	CANT71A, 4, 2, 3, 56, -1048, 57, -1916, 58, -1899, 59, -1861, 60, -1908, /
HISPROPZ	CANT73, 3, 4, 3, 7, -895, 8, -3380, 9, -4535, 10, -4514, 11, -2613, /
HISPROPZ	CANT73, 3, 4, 3, 12, -4886, 13, -4656, 14, -3530, 15, -5254, 16, -5107, /
HISPROPZ	CANT73, 3, 4, 3, 17, -4811, 18, -4944, 19, -4168, 20, -4828, 21, -3765, /
HISPROPZ	CANT73, 3, 4, 3, 22, -3945, 23, -477, 24, -1477, 25, -3911, 26, -4286, /
HISPROPZ	CANT73, 3, 4, 3, 27, -4257, 28, -4292, 29, -4445, 30, -4350, 31, -4070, /
HISPROPZ	CANT73, 3, 4, 3, 32, -3948, 33, -3934, 34, -3904, 35, -3945, 36, -3966, /
HISPROPZ	CANT73, 3, 4, 3, 37, -3765, 38, -3779, 39, -3786, 40, -3780, 41, -3631, /
HISPROPZ	CANT73, 3, 4, 3, 42, -3631, 43, -3585, 44, -3305, 45, -3229, 46, -3341, /
HISPROPZ	CANT73, 3, 4, 3, 47, -3337, 48, -3333, 49, -3331, 50, -3282, 51, -3201, /
HISPROPZ	CANT73, 3, 4, 3, 52, -3312, 53, -3314, 54, -3314, 55, -3314, 56, -3314, /
HISPROPZ	CANT73, 3, 4, 3, 57, -3071, 58, -1399, 59, -1437, 60, -1609, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 14, -1945, 15, -5307, 16, -5271, 17, -4730, 18, -4907, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 19, -3925, 20, -4970, 21, -3627, 22, -3753, 23, -441, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 24, -557, 25, -1561, 26, -2901, 27, -4135, 28, -5865, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 29, -4405, 30, -4333, 31, -4110, 32, -4086, 33, -3924, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 34, -3912, 35, -3920, 36, -3983, 37, -3855, 38, -3736, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 39, -3700, 40, -3695, 41, -3469, 42, -3566, 43, -3566, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 44, -3362, 45, -3229, 46, -3321, 47, -3321, 48, -3321, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 49, -3321, 50, -3397, 51, -3276, 52, -3291, 53, -3293, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 54, -3293, 55, -3293, 56, -3221, 57, -3200, 58, -2175, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 59, -2910, 60, -3000, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 11, -3426, 12, -5815, 13, -5197, 14, -3904, 15, -5180, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 16, -5028, 17, -4737, 18, -4881, 19, -4328, 20, -5008, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 21, -4147, 22, -4077, 23, -491, 24, -1541, 25, -3966, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 26, -4324, 27, -4206, 28, -4330, 29, -4483, 30, -4388, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 31, -4153, 32, -4125, 33, -3885, 34, -3911, 35, -3917, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 36, -3972, 37, -3845, 38, -3740, 39, -3710, 40, -3413, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 41, -3628, 42, -3611, 43, -3611, 44, -3343, 45, -3223, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 46, -3204, 47, -3204, 48, -3204, 49, -3204, 50, -3319, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 51, -3227, 52, -3306, 53, -3307, 54, -3307, 55, -3307, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 56, -3307, 57, -3307, 58, -2328, 59, -2885, 60, -2986, /

La información referente a la longitud de los bloques y el espaciamiento entre los nodos de la malla para las direcciones X, Y y Z, se presentan en el inciso 5.5.4.2 de este Capítulo.

Esta información se le suministró al simulador SIMPCO inicialmente, antes del proceso de ajuste del comportamiento presión-producción.

5.5.6.3.1 Porosidad, ϕ .

La Tabla 5.20 presenta la distribución de la porosidad, ϕ , en fracción, para cada celda de la malla. Los datos se basaron en estudios de análisis petrofísicos y de núcleos^{116,119,144}.

5.5.6.3.2 Saturaciones de fluidos, S_f .

Las Tablas 5.21 y 5.22 muestran la distribución inicial de las saturaciones de aceite, S_o , y agua, S_w , respectivamente, en fracción, para cada nodo de la malla. Para las saturaciones de gas, S_g , la distribución es igual a cero en cada nodo, debido a que a las condiciones iniciales, el yacimiento se encontraba en etapa de baj saturación (la presión inicial del yacimiento, p_y , era mayor a la presión de saturación, p_s).

Los datos se obtuvieron a partir de análisis de fluidos, estudios petrofísicos y de núcleos^{116-119,144}.

5.5.6.3.3 Permeabilidades absolutas ponderadas al volumen poroso, k .

La distribución de permeabilidades absolutas ponderadas al volumen poroso (promedio matriz-fractura obtenidas mediante el análisis de pruebas de presión) en las direcciones X, Y y Z, para cada nodo de la malla se presentan en las Tablas 5.23, 5.24 y 5.25 respectivamente. Para seleccionar estos valores se revisaron los análisis de núcleos, los estudios petrofísicos y el análisis de las pruebas de presión realizadas al campo^{116-120,144,161,163}.

Se consideró en general que:

1. La permeabilidad absoluta ponderada al volumen poroso en la dirección X, es igual a la permeabilidad en la dirección Y ($k_x = k_y$).

2. La permeabilidad absoluta ponderada al volumen poroso en la dirección Z, es de 1/2 a 1/10 de la permeabilidad en la dirección X o Y, estimada en base a análisis o estudios petrofísicos^{116,118-120}.

5.5.7 Verificación de datos de entrada del modelo.

TABLA 5.20 DISTRIBUCION INICIAL EN LOS NODOS DE LA POROSIDAD, FRACC.

CAPA DE NODOS 1							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1		0.130	0.130				
2		0.130	0.130				
3		0.130	0.130				
4		0.130	0.130				
5		0.130	0.130				
6		0.130	0.130				

CAPA DE NODOS 2						
	1	2	3	4	5	6
1	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
2	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
3	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
4	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
5	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
6	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130

CAPA DE NODOS 3						
	1	2	3	4	5	6
1	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
2	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
3	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
4	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
5	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
6	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130

CAPA DE NODOS 4						
	1	2	3	4	5	6
1	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
2	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
3	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
4	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
5	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
6	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126

CAPA DE NODOS 5						
	1	2	3	4	5	6
1	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110
2	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110
3	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110
4	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110
5	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110
6	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110

CAPA DE NODOS 6						
	1	2	3	4	5	6
1	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100
2	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100
3	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100
4	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100
5	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100
6	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100

TABLA 5.20 DISTRIBUCION INICIAL EN LOS NODOS DE LA POROSIDAD, FRACC. (CONTINUACION)

CAPA DE NODOS 7

X	1	2	3	4	5	6	Y
1	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	
2	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	
3	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	
4	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	
5	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	
6	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	

CAPA DE NODOS 8

	1	2	3	4	5	6
1	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
2	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
3	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
4	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
5	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
6	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080

CAPA DE NODOS 9

	1	2	3	4	5	6
1	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
2	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
3	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
4	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
5	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
6	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080

CAPA DE NODOS 10

	1	2	3	4	5	6
1	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
2	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
3	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
4	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
5	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
6	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080

TABLA 5.21 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION DE
ACEITE EN LOS NODOS DE LA MALLA, FRACC.

CAPA DE NODOS 1		Y					
X	1	2	3	4	5	6	
1		0.6300	0.6300				
2		0.6300	0.6300				
3		0.6300	0.6300				
4		0.6300	0.6300				
5		0.6300	0.6300				
6		0.6300	0.6300				

CAPA DE NODOS 2		Y					
	1	2	3	4	5	6	
1	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	
2	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	
3	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	
4	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	
5	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	
6	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	

CAPA DE NODOS 3		Y					
	1	2	3	4	5	6	
1	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	
2	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	
3	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	
4	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	
5	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	
6	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	

CAPA DE NODOS 4		Y					
	1	2	3	4	5	6	
1	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	
2	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	
3	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	
4	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	
5	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	
6	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	0.6200	

CAPA DE NODOS 5		Y					
	1	2	3	4	5	6	
1	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	
2	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	
3	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	
4	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	
5	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	
6	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	0.6100	

CAPA DE NODOS 6		Y					
	1	2	3	4	5	6	
1	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	
2	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	
3	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	
4	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	
5	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	
6	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	

TABLA 5.21 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION DE
 ACEITE EN LOS NODOS DE LA MALLA, FRACC.
 (CONTINUACION)

CAPA DE NODOS 7

X	1	2	3	4	5	6	Y
1	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	
2	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	
3	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	
4	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	
5	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	
6	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	

CAPA DE NODOS 8

	1	2	3	4	5	6
1	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000
2	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000
3	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000
4	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000
5	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000
6	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000

CAPA DE NODOS 9

	1	2	3	4	5	6
1	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
2	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
3	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
4	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
5	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
6	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000

CAPA DE NODOS 10

	1	2	3	4	5	6
1	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500
2	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500
3	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500
4	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500
5	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500
6	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500

TABLA 5.22 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION DE AGUA EN LOS NODOS DE LA MALLA, FRACC.

CAPA DE NODOS 1							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1		0.3700	0.3700				
2		0.3700	0.3700				
3		0.3700	0.3700				
4		0.3700	0.3700				
5		0.3700	0.3700				
6		0.3700	0.3700				

CAPA DE NODOS 2							
	1	2	3	4	5	6	
1	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700
2	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700
3	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700
4	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700
5	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700
6	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700

CAPA DE NODOS 3							
	1	2	3	4	5	6	
1	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700
2	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700
3	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700
4	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700
5	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700
6	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700	0.3700

CAPA DE NODOS 4							
	1	2	3	4	5	6	
1	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800
2	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800
3	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800
4	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800
5	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800
6	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800	0.3800

CAPA DE NODOS 5							
	1	2	3	4	5	6	
1	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900
2	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900
3	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900
4	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900
5	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900
6	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900	0.3900

CAPA DE NODOS 6							
	1	2	3	4	5	6	
1	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000
2	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000
3	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000
4	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000
5	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000
6	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000

**TABLA 5.22 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION DE
 AGUA EN LOS NODOS DE LA MALLA, FRACC.
 (CONTINUACION)**

CAPA DE NODOS 7

X	1	2	3	4	5	6	Y
1	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	
2	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	
3	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	
4	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	
5	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	
6	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	

CAPA DE NODOS 8

	1	2	3	4	5	6
1	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000
2	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000
3	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000
4	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000
5	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000
6	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000	0.6000

CAPA DE NODOS 9

	1	2	3	4	5	6
1	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
2	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
3	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
4	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
5	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
6	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000

CAPA DE NODOS 10

	1	2	3	4	5	6
1	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500
2	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500
3	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500
4	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500
5	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500
6	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500

TABLA 5.23 DISTRIBUCION INICIAL DE LA PERMEABILIDAD
ABSOLUTA EN LOS NODOS DE LA MALLA, EN LA
DIRECCION X, md.

(PONDERA AL Vp, PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA)

CAPA DE NODOS 1							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1		4096.0	4096.0				
2		4096.0	4096.0				
3		4096.0	4096.0				
4		5650.0	5650.0				
5		5650.0	5650.0				
6		5650.0	5650.0				

CAPA DE NODOS 2							
	1	2	3	4	5	6	
1	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	
2	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	
3	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	
4	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	
5	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	
6	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	

CAPA DE NODOS 3							
	1	2	3	4	5	6	
1	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0	
2	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0	
3	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0	
4	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0	
5	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0	
6	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0	

CAPA DE NODOS 4							
	1	2	3	4	5	6	
1	1329.0	1960.0	4371.0	3304.0	3304.0	3304.0	
2	1329.0	1960.0	4371.0	5375.0	3304.0	3304.0	
3	1329.0	1960.0	4371.0	5375.0	3304.0	3304.0	
4	1960.0	1960.0	4371.0	5375.0	2015.0	2015.0	
5	1960.0	1960.0	4371.0	2518.0	2015.0	2015.0	
6	1960.0	1960.0	4371.0	3798.0	3798.0	3798.0	

CAPA DE NODOS 5							
	1	2	3	4	5	6	
1	4205.0	1960.0	2518.0	2015.0	2015.0	2015.0	
2	4205.0	1960.0	2518.0	4590.0	3304.0	3304.0	
3	4205.0	1960.0	2518.0	4590.0	3304.0	3304.0	
4	1960.0	1960.0	2518.0	4590.0	2821.0	2821.0	
5	1960.0	1960.0	2518.0	2518.0	2821.0	2821.0	
6	1960.0	1960.0	2518.0	1876.0	1876.0	1876.0	

CAPA DE NODOS 6							
	1	2	3	4	5	6	
1	4205.0	1960.0	1876.0	2015.0	2015.0	2015.0	
2	4205.0	1960.0	1876.0	4590.0	3304.0	3304.0	
3	4205.0	1960.0	1876.0	4590.0	3304.0	3304.0	
4	1960.0	1960.0	1876.0	4590.0	2578.0	2578.0	
5	1960.0	1960.0	1876.0	1876.0	2578.0	2578.0	
6	1960.0	1960.0	1876.0	1876.0	1876.0	1876.0	

TABLA 5.23 DISTRIBUCION INICIAL DE LA PERMEABILIDAD
ABSOLUTA EN LOS NODOS DE LA MALLA, EN LA
DIRECCION X, md (CONTINUACION)

(PONDERADA AL V_D , PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA)

CAPA DE NODOS 7

X	1	2	3	4	5	6
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0

CAPA DE NODOS 8

	1	2	3	4	5	6
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0

CAPA DE NODOS 9

	1	2	3	4	5	6
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0

CAPA DE NODOS 10

	1	2	3	4	5	6
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0

TABLA 5.24 DISTRIBUCION INICIAL DE LA PERMEABILIDAD
ABSOLUTA EN LOS NODOS DE LA MALLA EN LA DIRECCION
Y, md.

(PONDERADA AL Vp, PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA)

CAPA DE NODOS 1							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1		4096.0	4096.0				
2		4096.0	4096.0				
3		4096.0	4096.0				
4		5650.0	5650.0				
5		5650.0	5650.0				
6		5650.0	5650.0				

CAPA DE NODOS 2						
	1	2	3	4	5	6
1	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0
2	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0
3	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0
4	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0
5	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0
6	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0	5375.0

CAPA DE NODOS 3						
	1	2	3	4	5	6
1	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0
2	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0
3	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0
4	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0
5	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0
6	4371.0	4371.0	4371.0	5375.0	5375.0	5375.0

CAPA DE NODOS 4						
	1	2	3	4	5	6
1	1329.0	1960.0	4371.0	3304.0	3304.0	3304.0
2	1329.0	1960.0	4371.0	5375.0	3304.0	3304.0
3	1329.0	1960.0	4371.0	5375.0	3304.0	3304.0
4	1960.0	1960.0	4371.0	5375.0	2015.0	2015.0
5	1960.0	1960.0	4371.0	4371.0	2015.0	2015.0
6	1960.0	1960.0	4371.0	3798.0	3798.0	3798.0

CAPA DE NODOS 5						
	1	2	3	4	5	6
1	4205.0	1960.0	2518.0	2015.0	2015.0	2015.0
2	4205.0	1960.0	2518.0	4590.0	3304.0	3304.0
3	4205.0	1960.0	2518.0	4590.0	3304.0	3304.0
4	1960.0	1960.0	2518.0	4590.0	2821.0	2821.0
5	1960.0	1960.0	2518.0	2518.0	2821.0	2821.0
6	1960.0	1960.0	2518.0	1876.0	1876.0	1876.0

CAPA DE NODOS 6						
	1	2	3	4	5	6
1	4205.0	1960.0	1876.0	2015.0	2015.0	2015.0
2	4205.0	1960.0	1876.0	4590.0	3304.0	3304.0
3	4205.0	1960.0	1876.0	4590.0	3304.0	3304.0
4	1960.0	1960.0	1876.0	4590.0	2578.0	2578.0
5	1960.0	1960.0	1876.0	1876.0	2578.0	2578.0
6	1960.0	1960.0	1876.0	1876.0	1876.0	1876.0

TABLA 5.24 DISTRIBUCION INICIAL DE LA PERMEABILIDAD
 ABSOLUTA EN LOS NODOS DE LA MALLA EN LA DIRECCION
 Y, md. (CONTINUACION)

(PONDERADA AL Vp, PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA)

CAPA DE NODOS 7

X	1	2	3	4	5	6	Y
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	

CAPA DE NODOS 8

	1	2	3	4	5	6
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0

CAPA DE NODOS 9

	1	2	3	4	5	6
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0

CAPA DE NODOS 10

	1	2	3	4	5	6
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0

TABLA 5.25 DISTRIBUCION INICIAL DE LA PERMEABILIDAD
 ABSOLUTA EN LOS NODOS DE LA MALLA EN LA-
 DIRECCION Z, md.
 (PONDERADA AL Vp, PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA)

CAPA DE NODOS 1

X	1	2	3	4	5	6	Y
1		2045.0	2045.0				
2		2045.0	2045.0				
3		2045.0	2045.0				
4		3650.0	3650.0				
5		3650.0	3650.0				
6		3650.0	3650.0				

CAPA DE NODOS 2

	1	2	3	4	5	6
1	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0
2	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0
3	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0
4	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0
5	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0
6	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0	2650.0

CAPA DE NODOS 3

	1	2	3	4	5	6
1	2150.0	2150.0	2150.0	2650.0	2650.0	2650.0
2	2150.0	2150.0	2150.0	2650.0	2650.0	2650.0
3	2150.0	2150.0	2150.0	2650.0	2650.0	2650.0
4	2150.0	2150.0	2150.0	2650.0	2650.0	2650.0
5	2150.0	2150.0	2150.0	2650.0	2650.0	2650.0
6	2150.0	2150.0	2150.0	2650.0	2650.0	2650.0

CAPA DE NODOS 4

	1	2	3	4	5	6
1	664.5	980.0	2185.5	1652.0	1652.0	1652.0
2	664.5	980.0	2185.5	2687.5	1652.0	1652.0
3	664.5	980.0	2185.5	2687.5	1652.0	1652.0
4	980.0	980.0	2185.5	2687.5	1007.5	1007.5
5	980.0	980.0	2185.5	1259.0	1007.5	1007.5
6	980.0	980.0	2185.5	1899.0	1899.0	1899.0

CAPA DE NODOS 5

	1	2	3	4	5	6
1	2102.5	980.0	1259.0	1007.5	1007.5	1007.5
2	2102.5	980.0	1259.0	2295.0	1652.0	1652.0
3	2102.5	980.0	1259.0	2295.0	1652.0	1652.0
4	980.0	980.0	1259.0	2295.0	1410.5	1410.5
5	980.0	980.0	1259.0	1259.0	1410.5	1410.5
6	980.0	980.0	1259.0	938.0	938.0	938.0

CAPA DE NODOS 6

	1	2	3	4	5	6
1	2102.5	980.0	938.0	1007.5	1007.5	1007.5
2	2102.5	980.0	938.0	2295.0	1652.0	1652.0
3	2102.5	980.0	938.0	2295.0	1652.0	1652.0
4	980.0	980.0	938.0	2295.0	1289.0	1289.0
5	980.0	980.0	938.0	938.0	1289.0	1289.0
6	980.0	980.0	938.0	938.0	938.0	938.0

TABLA 5.25 DISTRIBUCION INICIAL DE LA PERMEABILIDAD
 ABSOLUTA EN LOS NODOS DE LA MALLA EN LA
 DIRECCION Z, md. (CONTINUACION)
 (PONDERADA AL V_p , PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA)

CAPA DE NODOS 7							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
2	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
3	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
4	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
5	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0
6	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0	938.0

Para que el analista pueda verificar que la información que suministró, fué tomada correctamente, el simulador produce tablas y mapas antes de iniciar propiamente el proceso de simulación.

En las Tablas 5.16, 5.17 y 5.26 se presenta esta verificación de entrada de datos en la que, tarjeta por tarjeta, se ven los valores que el simulador asignó a variables escalares y algunos arreglos pequeños a partir de la información leída.

De las Tablas 5.20 a la 5.25 se muestran las salidas que produce el simulador, de tal forma que el analista pueda verificar la información que suministró. El valor de cada elemento del arreglo asociado a cada bloque o celda, se presenta en la posición, que ocupa el nodo en la malla. De esta manera todos los elementos del arreglo configuran un mapa de las capas del yacimiento.

TABLA 5.26 VERIFICACION DE DATOS DE ENTRADA AL SIMULADOR SIMPCO

TARJETA PLANO DE REFERENCIA

POZO DE REFERENCIA EN(5, 3, 1)
 PRESION EN EL POZO, (KG/CM2) 185.600000
 TEMPERATURA EN EL POZO, (C) 100.000000

TARJETA 1 DE PERM. REL. TRES FASES

SAT. INMOVIL DEL AGUA 0.368000
 SAT. INMOVIL DEL ND MOJANTE. SIST. AGUA-ACEITE 0.168000
 SAT. INMOVIL DEL GAS. SIST. GAS-ACEITE 0.000000
 SAT. INMOVIL DEL MOJANTE. SIST. GAS-ACEITE 0.380000

TARJETA DE PERMEABILIDADES A TRES FASES

PUN TO	SAT. AGUA	P. R. AGUA	P. R. ACEI	SAT. ACEI	P. R. ACEI	P. R. GAS	P. R. GAS
1	0.37	0.00	1.00	0.38	0.01	0.55	
2	0.55	0.16	0.07	0.46	0.02	0.49	
3	0.56	0.18	0.06	0.53	0.03	0.40	
4	0.62	0.23	0.02	0.68	0.10	0.25	
5	0.65	0.27	0.01	0.77	0.22	0.16	
6	0.70	0.31	0.01	0.80	0.25	0.14	
7	0.73	0.34	0.00	0.82	0.29	0.12	
8	0.77	0.38	0.00	0.86	0.40	0.10	
9	0.79	0.39	0.00	0.91	0.58	0.07	
10	0.82	0.41	0.00	0.94	0.69	0.05	
11	0.83	0.41	0.00	1.00	1.00	0.00	
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

TARJETA DE COEFICIENTES DE VISCOSIDAD

PRIMER COEFICIENTE 0.102300
 SEGUNDO COEFICIENTE 79.643400
 TERCER COEFICIENTE -68.693500
 CUARTO COEFICIENTE 19.707100
 QUINTO COEFICIENTE -1.875900
 SEXTO COEFICIENTE -0.001000

TARJETA DE SALINIDAD DEL AGUA DEL YACIMIENTO
 SALINIDAD DEL AGUA DEL YACIMIENTO 8.000000

TARJETA DE ESTIMACION DE PRESION DE SATURACION
 PRESION DE SATURACION ESTIMADA 150.000000

TARJETA DE CONTROL

FASE PRESENTE. (ACEITE=1, GAS=2) 1
 ETAPAS EN LA BATERIA DE SEPARACION 2
 TOLERANCIA EN LA ITERACION NEWTON-RAPHSON 0.001000
 NUMERO DE SEUDDCOMPONENTES EN EL SIST. 3
 PRIMERA ETAPA DE TIEMPO DE ESTA CORRIDA 1
 NUMERO DE ESTA CORRIDA 1

TARJETA DE TEMPERATURAS DE SEPARACION

ETAPA 1, (C) 68.0
 ETAPA 2, (C) 40.0
 ETAPA 3, (C) 0.0
 ETAPA 4, (C) 0.0
 ETAPA 5, (C) 0.0

TARJETA DE PRESION DE SEPARACION

ETAPA 1, (KG/CM2) 4.0
 ETAPA 2, (KG, CM2) 1.0

CAPITULO VI

PRESENTACION Y DISCUSION DE RESULTADOS

6.1 Simulación de las pruebas de laboratorio y resultados obtenidos con el simulador de Comportamiento de fases de Mezclas de Hidrocarburos y Gases Contaminantes (IMPEVETE).

Con el simulador IMPEVETE⁶⁰ se realizaron los procesos que se mencionan a continuación.

6.1.1 Presión de saturación, p_s .

Para realizar el ajuste de la presión de burbuja de la mezcla, que es de 150 kg/cm^2 , con el simulador de comportamiento de fases se realizaron varias corridas, efectuando los cambios siguientes al archivo de datos original:

- 1) Constante binaria de 0.01 a 0.05 delseudocomponente C6+B respecto al metano, CH_4 .
- 2) Constante binaria de 0.01 a 0.149 delseudocomponente C6+C respecto al metano, CH_4 .
- 3) Constante binaria de 0.01 a 0.015 delseudocomponente C6+C respecto al etano, C_2H_6 , y,
- 4) Factor acéntrico, ω , de 0.8194 a 2.9399 delseudocomponente más pesado (C6+C).

Los resultados del cálculo de la presión de burbuja, p_b , se muestran en la Tabla 6.1. Además, se presenta a la temperatura del yacimiento, T_y , la composición del líquido en equilibrio con la composición de la burbuja de gas.

Para el ajuste se tomaron los resultados del proceso Presión-Volumen-Temperatura, PVT, que se presentan en la referencia 121.

En la Tabla 6.1 las X son las fracciones mole del aceite de la muestra tomada de datos de laboratorio¹²¹. Las Y son las fracciones mole de la pequeña burbuja de gas en equilibrio con el aceite a la presión de burbuja que calcula el simulador IMPEVETE. En los análisis PVT cuando los laboratorios miden presión de burbuja no miden la composición de la burbuja de gas, por lo que estos resultados no se pueden comparar con datos experimentales.

La diferencia entre la presión de burbuja medida y la calculada es:

$$p_b \text{ medida} = 150.00 \text{ kg/cm}^2$$

$$p_b \text{ calculada} = 150.0063 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Diferencia} = 150.0063 - 150.0000 = 0.0063 \text{ kg/cm}^2$$

TABLA 6.1 CALCULO DE LA PRESION DE SATURACION

PRESION DE BURBUJA	150.0063	(KG/CM2)
TEMPERATURA	373.1500	(GRADOS K)
VOLUMEN MOLAR DEL LIQUIDO	0.2140	(LT/MOLG)
VOLUMEN MOLAR DEL GAS	0.1743	(LT/MOLG)
NUMERO DE ITERACIONES	3	

COMPONENTE	(X) COMPOSICION	(Y) COMPOSICION GAS	FASE
META	0.29580	0.76505	
ETAN	0.08630	0.09636	
PRDP	0.06370	0.04410	
N-C4	0.04250	0.01754	
N-C5	0.03770	0.01001	
N2	0.00260	0.00931	
CO2	0.01640	0.02451	
H2S	0.01320	0.01382	
C6+A	0.17910	0.01727	
C6+B	0.12110	0.00203	
C6+C	0.14160	0.00000	

$$\text{Desviación} = (0.0063/150) \times 100 = 0.0042 \%$$

6.1.2 Separación a composición constante o separación flash.

El comportamiento volumétrico de un proceso de separación a composición constante, se realizó en 17 etapas de presión y a temperatura del yacimiento. Las etapas o presiones de separación son las mismas empleadas en el análisis Presión-Volumen-Temperatura, PVT, reportado por el laboratorio¹²¹. Dentro de estas presiones la de la etapa 4 es la presión de burbuja, p_b .

Los resultados de la separación "flash" o de separación a composición constante, calculados por el simulador, para la fase aceite se presentan en la Tabla 6.2, y para la fase gas se muestran en la Tabla 6.3. Para efectuar los cálculos el programa IMPEVETE toma un volumen base de aceite, V_o , de 1000 lt (1 m^3) a la presión de burbuja, p_b .

La columna de Z_o o factor de compresibilidad del líquido (3er columna de la Tabla 6.2), se debe interpretar como los valores que en cada etapa toma el grupo adimensional, $(p V_o / Z_o n R T)$.

El volumen de aceite, V_o , (4ta columna de la Tabla 6.2) que es de 1000 lt (1 m^3) en la etapa 4 (medida a la p_b), desciende hasta 872.28 lt (0.872 m^3) en la etapa 17.

En la columna 5 de la misma tabla se muestra el factor de volumen del aceite, B_o , el cual baja en la última etapa debido al descenso de volumen de aceite, V_o , en esta etapa (columna 4).

Para el factor de encogimiento, SH (columna 6), que es el inverso del factor de volumen del aceite, B_o , son válidos los mismos comentarios anteriores efectuados en relación al factor de volumen del aceite, B_o .

El volumen de aceite relativo, V_{or} , mostrado en la columna 7 de dicha tabla, está calculado como el cociente del volumen de aceite de la etapa, V_o , entre el volumen de aceite a la presión de burbuja, V_{ob} .

El volumen relativo total, V_r , se calculó dividiendo el volumen de aceite, V_o , más el volumen de gas, V_g , a condiciones de la etapa (columna 4 de la Tabla 6.2 más columna 4 de la Tabla 6.3), entre el volumen de líquido a la presión de burbuja, V_{ob} . La Figura 6.1 muestra la comparación de los datos de laboratorio y los calculados con el simulador del volumen relativo total, V_r , contra la presión, p .

Resultados relativos al gas se presentan en la Tabla 6.3. Pesto que arriba de la presión de burbuja, p_b , no existe la fase vapor, por consiguiente no existen valores de densidad, factor de compresibilidad, volumen y factor de volumen del gas, representados por ρ_g , Z_g , V_g y B_g , respectivamente (columnas 2, 3, 4 y 5).

-----TABLA 6.2 RESULTADOS DE LA SEPARACION FLASH PARA LA FASE ACEITE

PRESION DE BURBUJA (PB)	150.006347	KG/CM2
VOLUMEN DE ACEITE A PB	1000.000000	LT
FAC DE VOL DEL ACEITE A PB	1.248847	LT/LT
DENSIDAD DEL ACEITE A PB	0.712350	GR/CC
FACTOR Z DEL ACEITE A PB	1.014856	
VOLUMEN DE GAS A PS Y TS (CS)	57610.877600	LT
VOLUMEN DE ACEITE A CS	800.738725	LT
DENSIDAD DEL ACEITE A CS	0.805635	GR/CC

PRESION (KG/CM2)	DENSIDAD DEL ACEITE ROD(GR/CC)	FACTOR DE COMP. ACEITE Z	VOLUMEN DE ACEITE (LT)	FACTOR DE VO- LUMEN DE ACEITE BD(LT/LT)	FACTOR EN- COMIENTO SH	VOL. ACEITE RELATIVO (LT/LT)	VOL. RELATI TOTAL (LT/LT)
302.50000	0.73232	1.99074	972.73601	1.21480	0.82318	0.97274	0.97274
254.00000	0.72680	1.68426	980.12314	1.22402	0.81698	0.98012	0.98012
202.50000	0.72016	1.35514	989.15679	1.23531	0.80952	0.98916	0.98916
150.00635	0.71235	1.01486	1000.00000	1.24885	0.80074	1.00000	1.00000
144.00000	0.71413	0.98795	994.61726	1.24212	0.80507	0.99462	1.01096
134.00000	0.71714	0.94151	985.72814	1.23102	0.81233	0.98573	1.03247
125.50000	0.71975	0.90033	978.21468	1.22164	0.81857	0.97821	1.05467
119.50000	0.72163	0.87028	972.91786	1.21503	0.82303	0.97292	1.07298
107.00000	0.72565	0.80489	961.84800	1.20120	0.83250	0.96185	1.12013
97.50000	0.72880	0.75252	953.34677	1.19058	0.83992	0.95335	1.16664
90.00000	0.73136	0.70942	946.53804	1.18208	0.84597	0.94654	1.21217
81.00000	0.73453	0.65553	938.19770	1.17167	0.85349	0.93820	1.28066
74.00000	0.73709	0.61186	931.53333	1.16334	0.85959	0.93153	1.34792
68.00000	0.73935	0.57313	925.65602	1.15600	0.86505	0.92566	1.41870
63.00000	0.74129	0.53988	920.61105	1.14970	0.86979	0.92061	1.48976
58.00000	0.74329	0.50569	915.40044	1.14319	0.87474	0.91540	1.57502
25.00000	0.75916	0.25153	872.27798	1.08934	0.91799	0.87228	3.16617

T = 373.15 GRADDS K

— TABLA 6.3 RESULTADOS DE LA SEPARACION FLASH PARA LA FASE VAPOR

PRESION DE BURBUJA (PB)	150.006347	KG/CM2
VOLUMEN DE ACEITE A PB	1000.000000	LT
FAC DE VOL DEL ACEITE A PB	1.248847	LT/LT
DENSIDAD DEL ACEITE A PB	0.712350	GR/CC
FACTOR Z DEL ACEITE A PB	1.014856	
VOLUMEN DE GAS A PS Y TS (CS)	57610.877600	LT
VOLUMEN DE ACEITE A CS	800.738725	LT
DENSIDAD DEL ACEITE A CS	0.805635	GR/CC

PRESION (KG/CM2)	DENSIDAD DEL GAS ROG(GR/CC)	FACTOR DE COMP. GAS. ZG	VOLUMEN DE GAS (LT)	FACTOR DE VO- LUMEN DE GAS BG(LT/LT)	FACTOR VOL FASE MIXTA BTF(LT/LT)	RELACION DE SOLUBILIDAD RS(LT/LT)
302.50000					1.21480	71.94716
254.00000					1.22402	71.94716
202.50000					1.23531	71.94716
150.00635					1.24885	71.94716
144.00000	0.12654	0.82882	16.34172	0.00760	1.26253	69.26296
134.00000	0.11658	0.83329	46.74510	0.00821	1.28940	64.84036
125.50000	0.10830	0.83769	76.45252	0.00882	1.31712	61.11809
119.50000	0.10257	0.84112	100.06509	0.00930	1.33999	58.50619
107.00000	0.09091	0.84919	158.28398	0.01048	1.39887	53.09082
97.50000	0.08229	0.85615	213.28978	0.01160	1.45695	48.98258
90.00000	0.07562	0.86217	265.63635	0.01265	1.51382	45.73151
81.00000	0.06778	0.87002	342.45955	0.01419	1.59934	41.80553
74.00000	0.06179	0.87662	416.38682	0.01565	1.68335	38.71986
68.00000	0.05672	0.88265	493.04415	0.01715	1.77174	36.04148
63.00000	0.05255	0.88794	569.14896	0.01862	1.86048	33.77770
58.00000	0.04842	0.89349	659.62051	0.02035	1.96696	31.47671
25.00000	0.02186	0.93836	2293.89376	0.04964	3.95406	14.23954

T = 373.15 GRADDS K

El volumen de gas, V_g (columna 4), que se ha formado desde la etapa 4 ($p_b = 150 \text{ kg/cm}^2$) hasta la 17, ha ido creciendo por el abatimiento de la presión y por la vaporización de cantidades adicionales de líquido.

El factor de volumen de la fase mixta, B_{if} (columna 6), se calcula multiplicando el volumen relativo total de la etapa i , V_r (última columna de la Tabla 6.2), por el factor de volumen del aceite a la presión de burbuja, B_{ob} (renglón 4 de la columna 5 de la misma tabla), es decir, es equivalente a la definición:

$$B_{if} = B_o + (R_{si} + R_s) \quad (6.1)$$

La Figura 6.2 muestra la comparación (laboratorio y simulada) del factor de volumen de la fase mixta, B_{if} . La relación de solubilidad R_{so} (columna 7 de la Tabla 6.3).

6.1.3 Separación diferencial convencional.

Se simuló el comportamiento volumétrico de un proceso de separación diferencial efectuado en 10 etapas a temperatura del yacimiento.

La Tabla 6.4 muestra los resultados correspondientes a la fase líquida, observándose que la densidad del aceite, ρ_o , aumenta al bajar la presión (última etapa de la columna 2 y Figura 6.3).

El factor de compresibilidad del aceite, Z_o (columna 3) disminuye conforme la presión baja. En la columna 4, correspondiente al volumen de aceite, V_o , se observa el encogimiento del aceite al bajar la presión del yacimiento.

La comparación de la variación del factor de volumen del aceite, B_o , con respecto a la presión se presenta en la Figura 6.4.

El volumen de aceite relativo, V_{or} , se obtiene dividiendo el volumen de líquido de la etapa, V_o , entre el volumen de líquido a la presión de burbuja, V_{ob} .

La última columna, volumen relativo total, V_r , se evalúa sumando los volúmenes de aceite, V_o , y de gas, V_g ; ambos a condiciones de la etapa de separación y dividiendo entre el volumen del aceite a la presión de saturación, V_{ob} .

Resultados de la separación diferencial para la fase vapor se muestran en la Tabla 6.5. La densidad del gas, ρ_g (columna 2) baja conforme disminuye la presión, los componentes intermedios y pesados tienden a condensarse conforme baja la temperatura..

La gráfica del volumen de gas, V_g (columna 4), como una función de la presión, p , se presenta en la Figura 6.5. El factor de volumen de la fase mixta, B_{if} (columna 6), se calcula de acuerdo a la expresión 6.1.

TABLA 6.4 RESULTADOS DE LA SEPARACION DIFERENCIAL CONVENCIONAL PARA LA FASE LIQUIDA

PRESION DE BURBUJA (PB)	150.006347	KG/CM2
VOLUMEN DE ACEITE A PB	1000.000000	LT
FAC DE VOL DEL ACEITE A PB	1.328408	LT/LT
DENSIDAD DEL ACEITE A PB	0.712350	GR/CC
FACTOR Z DEL ACEITE A PB	1.014856	
VOLUMEN DE GAS A PS Y TS (CS)	67879.582477	LT
VOLUMEN DE ACEITE A CS	752.780650	LT
DENSIDAD DEL ACEITE A CS	0.799576	GR/CC

PRESION (KG/CM2)	DENSIDAD DEL ACEITE R00(GR/CC)	FACTOR DE COMP. ACEITE Z0	VOLUMEN DE ACEITE (LT)	FACTOR DE VO- LUMEN DE ACEITE B0(LT/LT)	FACTOR EN- COGMIENTO SH	VOL. ACEITE RELATIVO (LT/LT)	VOL. RELATIV TOTAL (LT/LT)
302.50000	0.73232	1.99074	972.73601	1.29219	0.77388	0.97274	0.97274
254.00000	0.72680	1.68426	980.12314	1.30200	0.76805	0.98012	0.98012
202.50000	0.72016	1.35514	989.15679	1.31400	0.76103	0.98916	0.98916
150.00635	0.71235	1.01486	1000.00000	1.32841	0.75278	1.00000	1.00000
130.00000	0.71836	0.92233	982.18948	1.30475	0.76643	0.98219	1.04242
110.00000	0.72460	0.82063	964.62297	1.28141	0.78039	0.96462	1.03496
90.00000	0.73110	0.70822	947.18418	1.25825	0.79476	0.94718	1.03267
70.00000	0.73787	0.58327	929.66698	1.23498	0.80973	0.92967	1.04003
50.00000	0.74503	0.44353	911.60450	1.21098	0.82578	0.91160	1.06979
30.00000	0.75299	0.28606	891.55406	1.18435	0.84435	0.89155	1.17618

T = 373.15 - GRADOS K-

COMPARACION DE VOLUMEN RELATIVO TOTAL
CANTARELL-AKAL (SEP. FLASH)

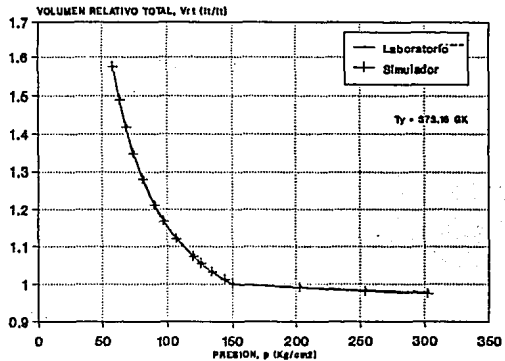


Fig. 6.1 Vrt contra p

COMPARACION FACTOR VOLUMEN FASE MIXTA
CANTARELL-AKAL (SEP. FLASH)

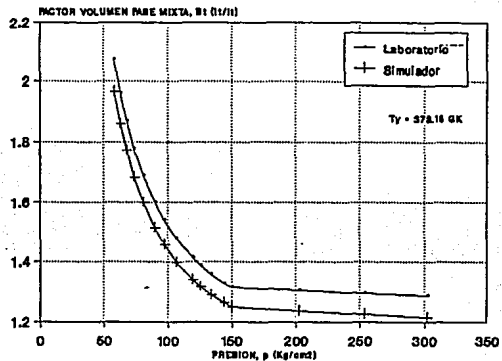


Fig. 6.2 Bt contra p

COMPARACION DE DENSIDAD DEL ACEITE
CANTARELL-AKAL (SEP. DIF. CONV.)

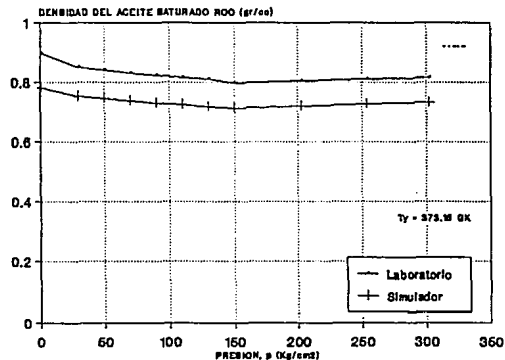


Fig. 6.3 ROO contra p

COMPARACION FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE
CANTARELL-AKAL (SEP. DIF. CONV.)

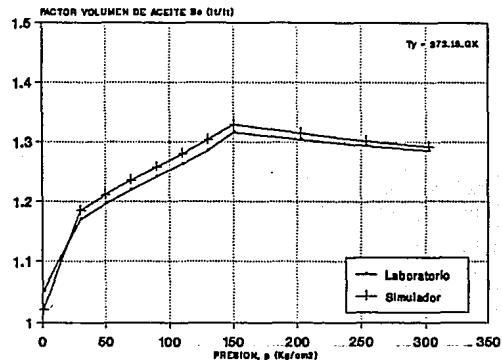


Fig. 6.4 Bo contra p

TABLA 6.5 RESULTADOS DE LA SEPARACION DIFERENCIAL CONVENCIONAL PARA LA FASE VAPOR

PRESION DE BURBUJA (PB)	150.006347	KG/CM2
VOLUMEN DE ACEITE A PB	1000.000000	LT
FAC DE VOL DEL ACEITE A PB	1.328408	LT/LT
DENSIDAD DEL ACEITE A PB	0.712350	GR/CC
FACTOR Z DEL ACEITE A PB	1.014856	
VOLUMEN DE GAS A PS Y TS (CS)	67879.582477	LT
VOLUMEN DE ACEITE A CS	752.780650	LT
DENSIDAD DEL ACEITE A CS	0.799576	GR/CC

PRESION (KG/CM2)	DENSIDAD DEL GAS RDG(GR/CC)	FACTOR DE COMP. GAS ZG	VOLUMEN DE GAS (LT)	FACTOR DE VO- LUMEN DE GAS BG(LT/LT)	FACTOR VOL FASE MIXTA BTD(LT/LT)	RELACION DE SOLUBILIDAD RSD(LT/LT)	GAS LIBERA DO ACEITE RL(LT/LT)
302.50000					1.29219	90.17180	0.00000
254.00000					1.30200	90.17180	0.00000
202.50000					1.31400	90.17180	0.00000
150.00635					1.32841	90.17180	0.00000
130.00000	0.11266	0.83529	60.22796	0.00849	1.38476	80.74509	9.42670
110.00000	0.09376	0.84690	70.33640	0.01017	1.37485	71.55759	18.61421
90.00000	0.07590	0.86128	85.49056	0.01264	1.37181	62.57364	27.59816
70.00000	0.05900	0.87839	110.36636	0.01658	1.38159	53.72907	36.44273
50.00000	0.04297	0.89827	158.18051	0.02373	1.42111	44.87589	45.29590
30.00000	0.02756	0.92132	284.62678	0.04058	1.56245	35.55904	54.61276

T = 373.15 GRADOS K

Las Figuras 6.6 y 6.7, presentan la comparación entre los datos de laboratorio y los calculados con el simulador, para el factor de volumen del gas, B_g (columna 5), y la relación de solubilidad, R_{sd} (columna 7), respectivamente, con respecto a la presión, p.

Finalmente, la Figura 6.8 muestra la densidad relativa del gas, SG, contra la presión.

6.1.4 Separación diferencial a volumen constante (agotamiento a volumen constante).

Con el programa de comportamiento de fases (IMPEVETE), se simuló a partir de los datos reportados por el laboratorio, un proceso de separación diferencial a volumen constante en 10 etapas de presión a temperatura del yacimiento.

En la Tabla 6.6 se presentan los resultados que corresponden a la fase líquida.

Las Figuras 6.9 y 6.10 presentan el comportamiento respecto a la presión del factor de compresibilidad del aceite, Z_o , y del volumen de aceite, V_o , respectivamente.

La última columna de la Tabla 6.6, volumen líquido en porcentaje, se calcula hasta la presión de burbuja, p_b , dividiendo el volumen de líquido de la etapa, V_o , entre el volumen de celda ocupado por hidrocarburos en la etapa, V_{Cl} , y abajo de la presión de burbuja, p_b , se evalúa dividiendo entre el volumen base, V_b , es decir:

$$V_{op} = \frac{V_o}{V_{Cl}} \quad \text{para } p > p_b \quad (6.2)$$

$$V_{op} = \frac{V_o}{V_b} \quad \text{para } p < p_b \quad (6.3)$$

Resultados de la separación diferencial a volumen constante para el gas se muestran en la Tabla 6.7. La densidad del gas, ρ_g (columna 2) de las etapas se explica de igual manera que en el proceso de separación diferencial convencional (Sección 6.1.3) y su gráfica correspondiente se muestra en la Figura 6.11.

El comportamiento del factor de compresibilidad del gas Z_g , como una función de la presión se presenta en la Figura 6.12.

En las columnas 4 y 5, se presenta el gas que en cada etapa se extrae de la celda para mantener el volumen base ($V_b = 1000$ lt), el cual aparece como gas producido medio a condiciones de la etapa VGVC, y gas producido medio a condiciones base, VGPROD.

El volumen relativo total, V_{rt} (columna 7), es el volumen de vapor, V_g , antes de la

VOLUMEN DE GAS
CANTARELL-AKAL (SEP. DIF. CONV.)

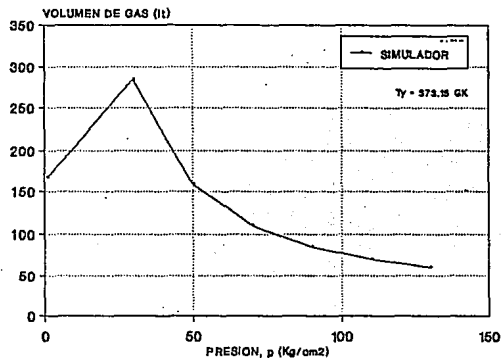


FIG. 6.6 Vg CONTRA p. CANTARELL-AKAL

COMPARACION FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS
CANTARELL-AKAL (SEP. DIF. CONV.)

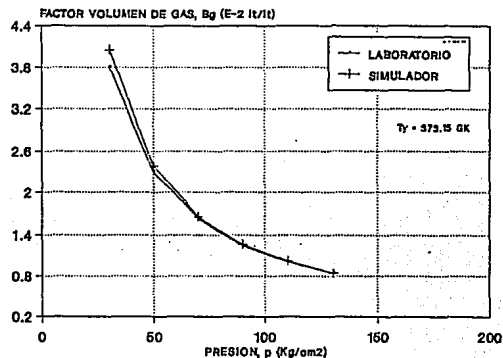


FIG. 6.6 Bg CONTRA p. CANTARELL-AKAL

COMPARACION DE RELACION DE SOLUBILIDAD
CANTARELL-AKAL (SEP. DIF. CONV.)

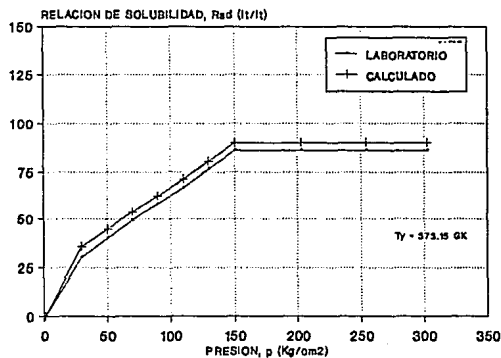


FIG. 6.7 Rsd CONTRA p. CANTARELL-AKAL

DENSIDAD RELATIVA DEL GAS
CANTARELL-AKAL (SEP. DIF. CONV.)

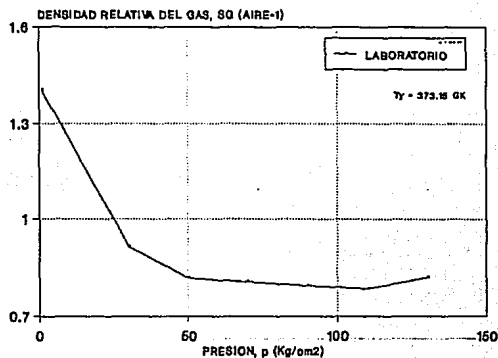


FIG. 6.8 SG CONTRA p. CANTARELL-AKAL

TABLA 6.6. RESULTADOS DE LA SEPARACION DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE PARA LA FASE LIQUIDA

PRESION (KG/CM2)	DENSIDAD DEL ACEITE ROO(GR/CC)	FACTOR DE COMP.ACEITE ZO	VOLUMEN DE ACEITE (LT)	FACTOR DE VO- LUMEN DE ACEITE BO(LT/LT)	FACTOR EN- COGIMIENTO SH	VOL. ACEITE RELATIVO (LT/LT)	RELACION DE SOLUBILIDAD (LT/LT)	VOLUMEN LIQUIDO (%)
302.50000	0.73232	1.99074	972.73601	1.31393	0.76107	0.97274	91.52487	100.00000
254.00000	0.72680	1.68426	980.12314	1.32391	0.75534	0.98012	91.52487	100.00000
202.50000	0.72016	1.35514	989.15679	1.33611	0.74844	0.98916	91.52487	100.00000
150.00635	0.71235	1.01486	1000.00000	1.35076	0.74032	1.00000	91.52487	100.00000
130.00000	0.71836	0.92233	982.18948	1.32670	0.75375	0.98219	81.93935	98.21895
110.00000	0.72462	0.82073	964.58592	1.30293	0.76750	0.96459	72.37662	96.45859
90.00000	0.73117	0.70857	946.99162	1.27916	0.78176	0.94699	63.37645	94.69916
70.00000	0.73805	0.58403	929.13220	1.25504	0.79679	0.92913	54.25644	92.91322
50.00000	0.74540	0.44477	910.46262	1.22982	0.81313	0.91046	45.04906	91.04626
30.00000	0.75365	0.28761	889.41852	1.20139	0.83237	0.88942	35.27383	88.94185

T = 373.15 GRADOS K .

PRESION DE BURBUJA (PB) 150.006347 KG/CM2
 VOLUMEN DE ACEITE A PB 1000.000000 LT
 FAC DE VOL DEL ACEITE A PB 1.350761 LT/LT
 DENSIDAD DEL ACEITE A PB 0.712350 GR/CC
 FACTOR Z DEL ACEITE A PB 1.014856
 VOLUMEN DE GAS A PB Y TS (CS) 67757.991408 LT
 VOLUMEN DE ACEITE A CS 740.323242 LT
 DENSIDAD DEL ACEITE A CS 0.809754 GR/CC

TABLA 6.7 RESULTADOS DE LA SEPARACION DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE PARA LA FASE GAS

PRESION DE BURBUJA (PB)	150.006347	KG/CM2
VOLUMEN DE ACEITE A PB	1000.000000	LT
FAC DE VOL. DEL ACEITE A PB	1.350761	LT/LT
DENSIDAD DEL ACEITE A PB	0.712350	GR/CC
FACTOR Z DEL ACEITE A PB	1.014856	
VOLUMEN DE GAS A PS Y TB (CS)	67757.991408	LT
VOLUMEN DE ACEITE A CS	740.323242	LT
DENSIDAD DEL ACEITE A CS	0.809754	GR/CC

PRESION (KG/CM2)	DENSIDAD DEL GAS ROG(GR/CC)	FACTOR DE CORR. Z0	GAS PRODUCIDO (LT)ECOND. ETAPA VGVG	GAS PRODUCIDO (LT)ECOND. BASE. VGVPRD	FACTOR VOLUMEN GAS B0(LT/LT)	VOLUMEN RE- LATIVO TOTAL VRT(LT/LT)	FACTOR VOLUMEN TOTAL BT (LT/LT)	GAS PRODUCIDO ACUMULADO (FRAC. DEL TOTAL)
302.50000						0.97274	1.31393	0.00000
254.00000						0.98012	1.32391	0.00000
202.50000						0.98916	1.33611	0.00000
150.00635						1.00000	1.35076	0.00000
130.00000	0.11266	0.83529	42.41743	4997.74987	0.00849	1.04242	1.40806	0.07376
110.00000	0.09373	0.84698	56.42784	5548.09960	0.01017	1.05643	1.42698	0.15564
90.00000	0.07582	0.86154	77.15015	6101.12027	0.01265	1.07715	1.45497	0.24568
70.00000	0.05884	0.87899	110.68940	6672.02356	0.01659	1.11069	1.50028	0.34415
50.00000	0.04270	0.89942	174.07959	7322.05369	0.02377	1.17408	1.58590	0.45221
30.00000	0.02717	0.92337	337.41234	8236.98297	0.04072	1.33741	1.80652	0.57452

T = 373.15 GRADOS K

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE
CANTARELL-AKAL (SEP. DIF. Vcte)

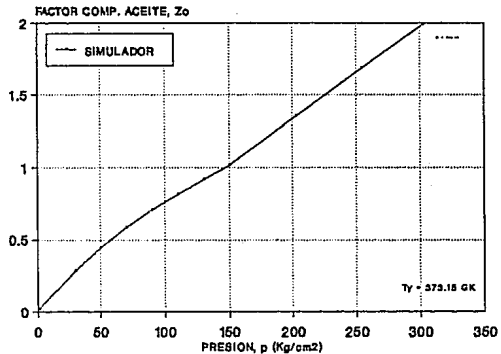


FIG. 8.9 Z_o CONTRA p. CANTARELL-AKAL

VOLUMEN DE ACEITE
CANTARELL-AKAL (SEP. DIF. Vcte)

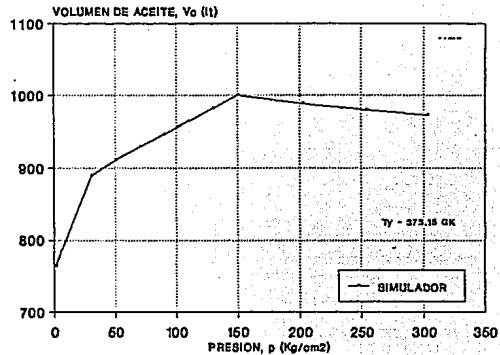


FIG. 8.10 V_o CONTRA p. CANTARELL-AKAL

DENSIDAD DEL GAS
CANTARELL-AKAL (SEP. DIF. Vcte)

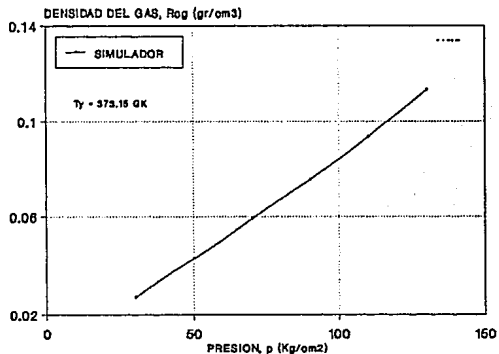


FIG. 8.11 R_{og} CONTRA p. CANTARELL-AKAL

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS
CANTARELL-AKAL (SEP. DIF. Vcte)

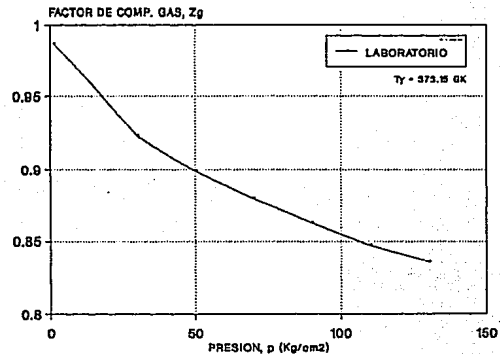


FIG. 8.12 Z_g CONTRA p. CANTARELL-AKAL

extracción más el volumen de líquido a las condiciones de la etapa, V_o , entre el volumen de aceite a la presión de saturación, V_{ob} .

La columna 8 muestra el factor de volumen total, B_1 , y se calcula como el producto del volumen relativo total de la etapa, V_n , por el factor de volumen del aceite a la presión de saturación, B_{ob} .

6.1.5 Densidad, volumen molar y factor de compresibilidad.

A través del simulador IMPEVETE se determinó la densidad, el volumen molar y el factor de compresibilidad a partir de datos de laboratorio y a una presión de 130 kg/cm^2 , a la temperatura del yacimiento.

La Tabla 6.8 muestra los resultados que calcula el simulador. Se puede observar, que la mezcla, cuya composición aparece en la parte inferior de dicha tabla, se encuentra en dos fases a la temperatura y presión antes mencionados. En la parte superior se listan las fracciones mol de líquido, L , y del vapor, V . Lo que se reporta como factor de compresibilidad del líquido, Z_o , por similitud con el del gas, es el valor que toma el grupo adimensional:

$$Z_o = \frac{pV_o}{nRT} \quad (6.4)$$

que se maneja en la ecuación de estado.

6.1.6 Ajuste de una correlación de viscosidad.

Con el simulador IMPEVETE se determinaron los coeficientes de la correlación de **Lohrenz**¹⁶⁶, para la estimación de la viscosidad; estos coeficientes son los que mejor se ajustaron al comportamiento de la viscosidad reportada en el laboratorio de una muestra de aceite negro del yacimiento Akal¹²¹.

El procedimiento requiere de 4 puntos presión-viscosidad a la temperatura del yacimiento como datos para realizar el ajuste. Entre las etapas de presión especificadas en los datos del simulador, deben de ir las presiones a las que se hizo la medición de la viscosidad.

En la Tabla 6.9, se presentan los puntos presión-viscosidad observada (laboratorio), la composición del aceite y los coeficientes calculados. Dichos coeficientes se emplean posteriormente en el archivo de datos de entrada del simulador composicional SIMPCO¹⁵⁰.

La Tabla 6.10, reporta los valores presión-viscosidad obtenidos con la correlación de **Lohrenz** en la que se emplearon los coeficientes calculados; la comparación de estos resultados con los obtenidos en el laboratorio se presentan en la Figura 6.13.

TABLA 6.8 RESULTADOS DEL CALCULO DE LA DENSIDAD, DEL VOLUMEN MOLAR
Y DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

PRESION	130.0000	(KG/CM2)
TEMPERATURA	373.1500	(GRADOS K)
VOLUMEN MOLAR LIQ	0.2244	(LT/MOLG)
VOLUMEN MOLAR GAS	0.2033	(LT/MOLG)
DENSIDAD DEL LIQUIDO	0.7184	(GR/CC)
DENSIDAD DEL GAS	0.1127	(GR/CC)
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DE LIQ	0.9223	
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DE GAS	0.8353	
NUMERO DE FASES	2	
FRACCION MOL LIQUIDO	0.9366	
FRACCION MOL GAS	0.0634	

COMPONENTE	COMPOSICION
META	0.29580
ETAN	0.08630
PROP	0.06370
N-C4	0.04250
N-C5	0.03770
N2	0.00260
CO2	0.01640
H2S	0.01320
C6+A	0.17910
C6+B	0.12110
C6+C	0.14160

TABLA 6,9 DATOS PRESION - VISCOSIDAD DE LABORATORIO, COMPOSICION INICIAL DEL ACEITE Y COEFICIENTES CALCULADOS PARA LA VISCOSIDAD.

TEMPERATURA		373.1500 GRADOS K		
COEFICIENTES CALCULADOS	A2= 79.6434	A3= -68.6935	A4= 19.7071	A5= -1.8759
PRESION KG/CM2	VISCOSIDAD OBSERVADA CP.			
130.0000	0.640000E+01			
70.0000	0.940000E+01			
30.0000	0.140000E+02			
1.0332	0.326000E+02			
COMPONENTE	COMPOSICION INICIAL			
META	0.2958			
ETAN	0.0863			
PROP	0.0637			
N-C4	0.0425			
N-C5	0.0377			
N2	0.0026			
CO2	0.0164			
H2S	0.0132			
C6+A	0.1791			
C6+B	0.1211			
C6+C	0.1416			

6.1.7 Envoltente de fases.

Debido a que el fluido del yacimiento Akal es de tipo aceite negro, el simulador IMPEVETE proporciona dos tablas de resultados para el trazo de la envoltente de fases, una para presión de burbuja y una para presión de rocío normal. En la Tabla 6.11 se presentan las diferentes presiones de burbuja calculadas al variar la temperatura. Las dos columnas bajo el encabezado "*composición de metano*", corresponden al líquido la que presenta una misma fracción mol en todos sus renglones (lado izquierdo) y al vapor la otra (lado derecho).

Se puede observar como la composición del metano de la fase vapor tiende a la fase líquida en el último renglón, esto indica la proximidad del punto crítico.

Puntos calculados de la curva de presión de rocío normal se presentan en la Tabla 6.12. Las columnas de composición del metano corresponden al vapor (la de composición constante) y la otra al líquido en equilibrio. Esta curva está más alejada del punto crítico que para la de presión de burbuja; sin embargo, se nota el aumento de la fracción mol del líquido en la dirección del punto crítico (aproximadamente localizado a $750\text{ }^{\circ}\text{K}$ y 80 kg/cm^2). La fracción mol del líquido, en equilibrio con el vapor, presenta una clara tendencia al aumento en los últimos renglones de esta tabla, aproximándose a la fracción mol del metano en la vecindad del punto crítico.

Cabe mencionar que, la gran diversidad de yacimientos existentes, cada uno conteniendo su peculiar mezcla de hidrocarburos y contaminantes, da a su vez una gran variedad de envoltentes, que difieren entre sí en forma y en posición respecto a los ejes presión-temperatura. Es por lo tanto, muy difícil implementar un algoritmo que pueda calcular todo tipo de envoltentes⁶⁰.

Finalmente la Figura 6.14, presenta la curva de envoltente de fases como una función de la presión y la temperatura, determinada mediante el simulador para el yacimiento Akal perteneciente al área de Cantarell.

6.2 Simulación y resultados obtenidos del comportamiento de fases de mezclas de hidrocarburos y gases contaminantes al inyectar gas nitrógeno.

En diciembre de 1991, López y Urquieta⁵⁹, empleando el programa IMPEVETE⁶⁰, realizaron estudios del comportamiento de fases de mezclas de fluidos de yacimientos al inyectar nitrógeno. Dentro de estos estudios simularon procesos de vaporización y miscibilidad para el aceite del yacimiento Akal perteneciente al campo Cantarell, al inyectar diferentes volúmenes porosos de gas nitrógeno.

6.2.1 Caracterización del fluido.

Emplearon la composición inicial obtenida en el laboratorio para el fluido del pozo Cantarell 8⁶² (Tabla 5.1 del Capítulo V), utilizando la misma caracterización realizada en el inciso 5.4 del Capítulo antes mencionado (Tabla 5.2); es decir, los componentes del hexano, C_6H_{14} , al nonadecano

TABLA 6.10 AJUSTE DE LA CORRELACION DE LOHRENZ
A DATOS DE VISCOSIDAD.

PRESION KG/CM2	VISCOSIDAD CALCULADA CP.
302. 5000	0. 879683E+01
254. 0000	0. 766016E+01
202. 5000	0. 666625E+01
150. 0063	0. 595424E+01
130. 0000	0. 640000E+01
110. 0000	0. 707823E+01
90. 0000	0. 804884E+01
70. 0000	0. 940000E+01
50. 0000	0. 112763E+02
30. 0000	0. 140000E+02
1. 0332	0. 326000E+02
1. 0332	0. 500987E+02

TABLA 6.11 PRESIONES DE BURBUJA DE LA ENVOLVENTE DE FASES.

TEMPERATURA GRADDS K	PRESION KG/CM2	COMPOSICION DE METANO	
293. 1500	110. 8468	0. 2958000E+00	0. 8693335E+00
305. 1500	118. 5646	0. 2958000E+00	0. 8470765E+00
317. 1500	125. 3473	0. 2958000E+00	0. 8330137E+00
329. 1500	131. 5732	0. 2958000E+00	0. 8187849E+00
341. 1500	137. 2645	0. 2958000E+00	0. 8043814E+00
353. 1500	142. 4446	0. 2958000E+00	0. 7897934E+00
365. 1500	147. 1373	0. 2958000E+00	0. 7750130E+00
377. 1500	151. 3655	0. 2958000E+00	0. 7600366E+00
389. 1500	155. 1507	0. 2958000E+00	0. 7448685E+00
401. 1500	158. 5124	0. 2958000E+00	0. 7295234E+00
413. 1500	161. 4674	0. 2958000E+00	0. 7140294E+00
425. 1500	164. 0296	0. 2958000E+00	0. 6984285E+00
437. 1500	166. 2097	0. 2958000E+00	0. 6827768E+00
449. 1500	168. 0147	0. 2958000E+00	0. 6671398E+00
461. 1500	169. 4482	0. 2958000E+00	0. 6515873E+00
473. 1500	170. 5108	0. 2958000E+00	0. 6361848E+00
485. 1500	171. 2006	0. 2958000E+00	0. 6209867E+00
497. 1500	171. 5136	0. 2958000E+00	0. 6060296E+00
509. 1500	171. 4448	0. 2958000E+00	0. 5913300E+00
521. 1500	170. 9887	0. 2958000E+00	0. 5768843E+00
533. 1500	170. 1397	0. 2958000E+00	0. 5626703E+00
545. 1500	168. 8920	0. 2958000E+00	0. 5486505E+00
557. 1500	167. 2406	0. 2958000E+00	0. 5347750E+00
569. 1500	165. 1800	0. 2958000E+00	0. 5209837E+00
581. 1500	162. 7050	0. 2958000E+00	0. 5072075E+00
593. 1500	159. 8098	0. 2958000E+00	0. 4933691E+00
605. 1500	156. 4878	0. 2958000E+00	0. 4793818E+00
617. 1500	152. 7309	0. 2958000E+00	0. 4651474E+00
629. 1500	148. 5288	0. 2958000E+00	0. 4505532E+00
641. 1500	143. 8681	0. 2958000E+00	0. 4354654E+00
653. 1500	138. 7310	0. 2958000E+00	0. 4197200E+00
665. 1500	133. 0927	0. 2958000E+00	0. 4031047E+00
677. 1500	126. 9241	0. 2958000E+00	0. 3853186E+00
689. 1500	120. 1792	0. 2958000E+00	0. 3658449E+00
701. 1500	112. 8020	0. 2958000E+00	0. 3432273E+00

TABLA 6.12 PRESIONES DE ROCIO DE LA ENVOLVENTE DE FASES

TEMPERATURA GRADOS K	PRESION KG/CM2	COMPOSICION DE METANO	
713. 1500	5. 6308	0. 2958000E+00	0. 1026891E-01
716. 1500	6. 1221	0. 2958000E+00	0. 1137009E-01
719. 1500	6. 6578	0. 2958000E+00	0. 1259866E-01
722. 1500	7. 2427	0. 2958000E+00	0. 1397203E-01
725. 1500	7. 8830	0. 2958000E+00	0. 1551144E-01
728. 1500	8. 5857	0. 2958000E+00	0. 1724243E-01
731. 1500	9. 3595	0. 2958000E+00	0. 1919709E-01
734. 1500	10. 2148	0. 2958000E+00	0. 2141223E-01
737. 1500	11. 1648	0. 2958000E+00	0. 2393714E-01
740. 1500	12. 2265	0. 2958000E+00	0. 2683417E-01
743. 1500	13. 4221	0. 2958000E+00	0. 3018557E-01
746. 1500	14. 7819	0. 2958000E+00	0. 3410369E-01
749. 1500	16. 3495	0. 2958000E+00	0. 3874875E-01
752. 1500	18. 1906	0. 2958000E+00	0. 4436349E-01
755. 1500	20. 4149	0. 2958000E+00	0. 5134919E-01
758. 1500	23. 2322	0. 2958000E+00	0. 6046746E-01
761. 1500	27. 1627	0. 2958000E+00	0. 7359143E-01
764. 1500	35. 3217	0. 2958000E+00	0. 1017913E+00
764. 1500	35. 3217	0. 2958000E+00	0. 1017913E+00

COMPARACION VISCOSIDAD ACEITE SATURADO
CANTARELL-AKAL (SEP. DIF. CONV.)

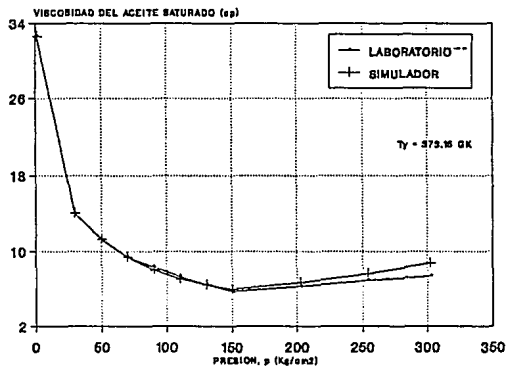


FIG. 6.13 VISCOSIDAD DEL ACEITE CONTRA p

ENVOLVENTE DE FASES
CANTARELL-AKAL

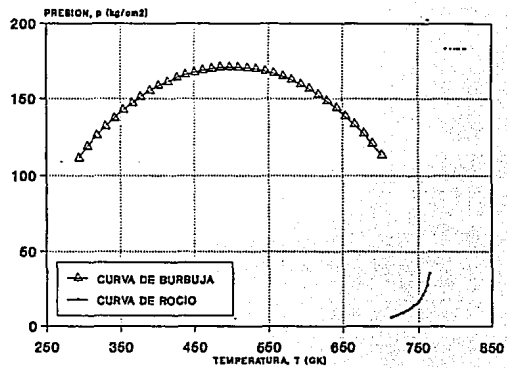


FIG. 6.14 ENVOLVENTE. CANTARELL-AKAL

y más pesados, $C_{19}H_{40}^+$, se agrupan en tres pseudocomponentes, sumando la fracción del butano normal, nC_4H_{10} , a la fracción del iso-butano, iC_4H_{10} , y del pentano normal, nC_5H_{12} , a la fracción del iso-pentano iC_5H_{12} .

6.2.2 Simulación del análisis Presión-Volumen-Temperatura reportado por el laboratorio.

Reprodujeron los autores el comportamiento del fluido inicial, ajustando la presión de saturación (de burbuja) medida en el laboratorio ($p_b = 150 \text{ kg/cm}^2$); para ésto cambiaron los mismos parámetros modificados en el inciso 6.1.1 de este Capítulo. Las Figuras 6.1, 6.3, 6.7 y 6.13 muestran la comparación de las curvas de laboratorio y las calculadas con el simulador para el volumen relativo total, V_n (de una separación a composición constante o separación flash), de la densidad del aceite, ROO, de la relación de solubilidad, R_{sd} (realizadas éstas dos últimas en una separación diferencial convencional) y de la viscosidad del aceite, μ_o , respectivamente.

6.2.3 Simulación de la vaporización.

En este proceso, plantearon como objetivo, la determinación de la magnitud del efecto de vaporización que se provoca al inyectar volúmenes sucesivos de gas nitrógeno, cuando éste se pone en contacto con el aceite del yacimiento a las condiciones actuales de presión de 120 kg/cm^2 aproximadamente. Con esto esta presión llevaron a cabo una separación diferencial a volumen constante (agotamiento a volumen constante) a partir de la composición inicial reportada en la Tabla 5.1, con la finalidad de calcular la composición del aceite en equilibrio con el vapor (Figura 6.15).

El aceite en equilibrio a la presión de 120 kg/cm^2 , se puso en contacto con 0.10 volúmenes porosos de nitrógeno, VP_{N_2} , y se simuló el equilibrio líquido-vapor a la misma presión. Posteriormente al líquido en equilibrio, nuevamente se le contactó con 0.15 volúmenes porosos de nitrógeno, VP_{N_2} , alcanzando una vez más el equilibrio líquido-vapor a la misma presión actual.

Finalmente, le indicaron al simulador que el líquido en equilibrio de la etapa anterior, entrara en contacto con 0.25 volúmenes porosos de nitrógeno, VP_{N_2} , a la presión antes mencionada. Cabe mencionar que en los procesos anteriores, nunca se modificaron los parámetros de los componentes y pseudocomponentes con los que se ajustó al comportamiento del fluido inicial.

Los resultados que obtuvieron fueron los siguientes:

1. La concentración de nitrógeno aumenta tanto en la fase líquida como en la gas (tal como se presenta en la Figura 6.16 que muestra los sistemas en equilibrio líquido-vapor), debido a que se ponen en contacto cantidades sucesivas de gas nitrógeno con el líquido en equilibrio con el sistema que le antecede.

2. En los sistemas sucesivos que se forman, el equilibrio líquido-vapor se alcanza con

ESQUEMA DE VAPORIZACION

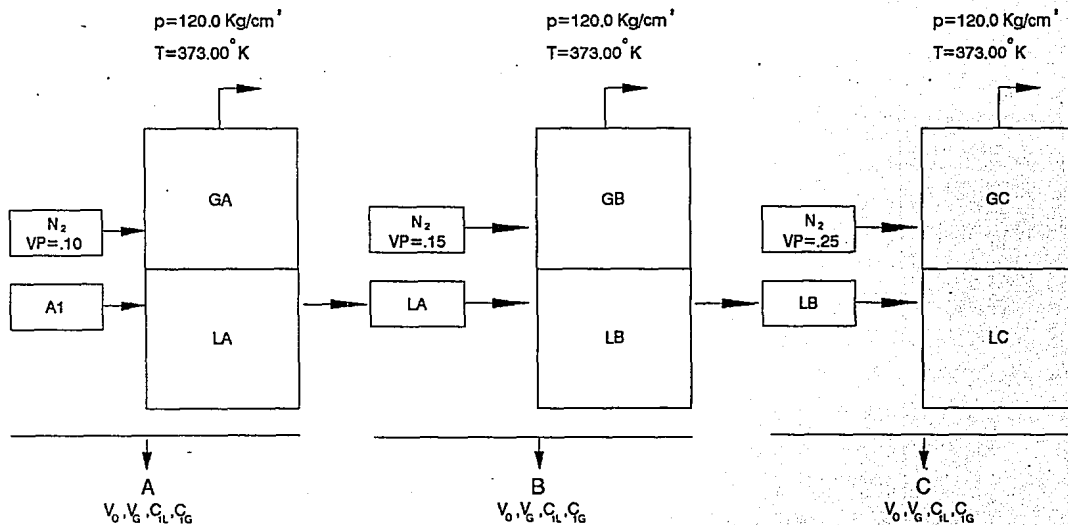


FIG. 6.15 PROCESO DE VAPORIZACION

concentraciones de gas metano cada vez en menor proporción, tanto para el líquido como para el gas (Figura 6.17). Es decir, el gas nitrógeno sustituye en forma parcial al gas metano, en la mezcla de fluidos.

3. El aceite del yacimiento sufre un encogimiento a medida que se pone en contacto con cantidades progresivas de gas nitrógeno (Figura 6.18). Los autores del estudio mencionan que este encogimiento (de 2.86 % aproximadamente) podría ser mayor, ésto debido a que el nitrógeno produce un aumento del volumen molar del líquido (el nitrógeno se disuelve dentro de él), que compensa en forma parcial el encogimiento.

4. Concluyen que es ventajoso inyectar gas nitrógeno en el campo Cantarell, debido a que la inyección de este fluido produce un importante efecto de vaporización de más del 16 % de los moles de aceite inicialmente presentes, para lo cual es necesario, que el aceite entre en contacto con 0.50 volúmenes porosos de gas nitrógeno (ver Figura 6.19).

6.2.4 Simulación de la miscibilidad por contacto múltiple.

En esta etapa los autores plantearon como objetivo, la posibilidad de que a las condiciones actuales de presión (120 kg/cm^2) y composición, se establezca miscibilidad por contacto múltiple durante el proceso de inyección de gas nitrógeno.

Al igual que en la simulación de la vaporización (iniciado 6.2.3) y partiendo de la composición de la Tabla 5.1, llevaron a cabo una separación diferencial a volumen constante (agotamiento a volumen constante), para calcular la composición del aceite en equilibrio con el gas a la presión actual.

Consideraron 5 celdas (Figura 6.20), representando la celda cero el equilibrio líquido-vapor a la condición actual de presión. Para la celda 1, el aceite en equilibrio de la celda cero se contactó con 0.10 volúmenes porosos de nitrógeno, realizando el equilibrio líquido-vapor a la misma presión. En la celda 2, el gas en equilibrio de la celda anterior, se puso en contacto con aceite inicial efectuando el equilibrio líquido-vapor a la presión actual. Posteriormente, al gas en equilibrio de la celda 2, se le puso en contacto con aceite inicial y se efectuó nuevamente el equilibrio a la presión antes mencionada. Finalmente, el vapor en equilibrio de la celda anterior (celda 3), entró en contacto con aceite inicial realizando una vez más el equilibrio líquido-vapor a la condición de presión actual simulando esta etapa de la celda 4. Por lo tanto, se determinó siempre la presencia de ambas fases, por lo que no se presentó la miscibilidad.

En los procesos antes mencionados, no se modificaron los parámetros de los componentes y seudocomponentes, con los que se ajustaron los resultados de Presión-Volumen-Temperatura.

Los resultados que obtuvieron en estas simulaciones fueron los siguientes:

VAPORIZACION CANTARELL-AKAL

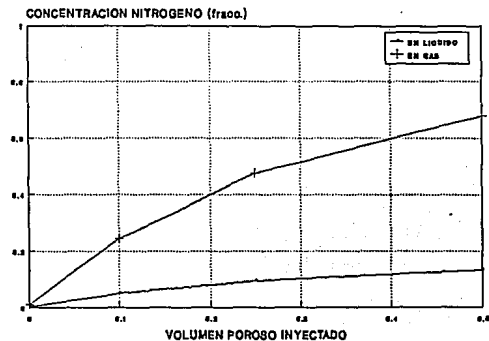


FIG. 6.16 VAPORIZACION.
CONCENTRACION DE NITROGENO

VAPORIZACION CANTARELL-AKAL

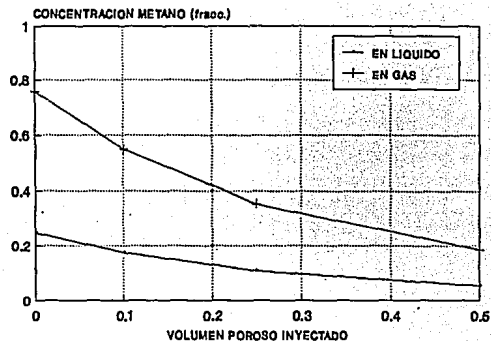


FIG. 6.17 VAPORIZACION
CONCENTRACION DE METANO

VAPORIZACION CANTARELL-AKAL

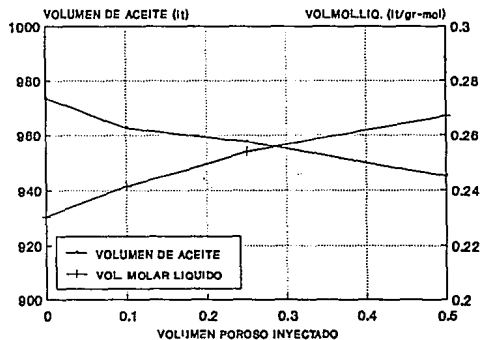


FIG. 6.18 VAPORIZACION.
VOLUMEN DE ACEITE

VAPORIZACION CANTARELL-AKAL

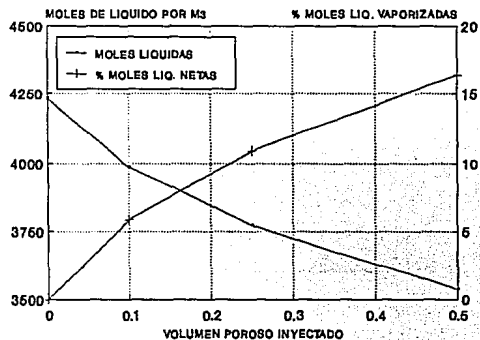
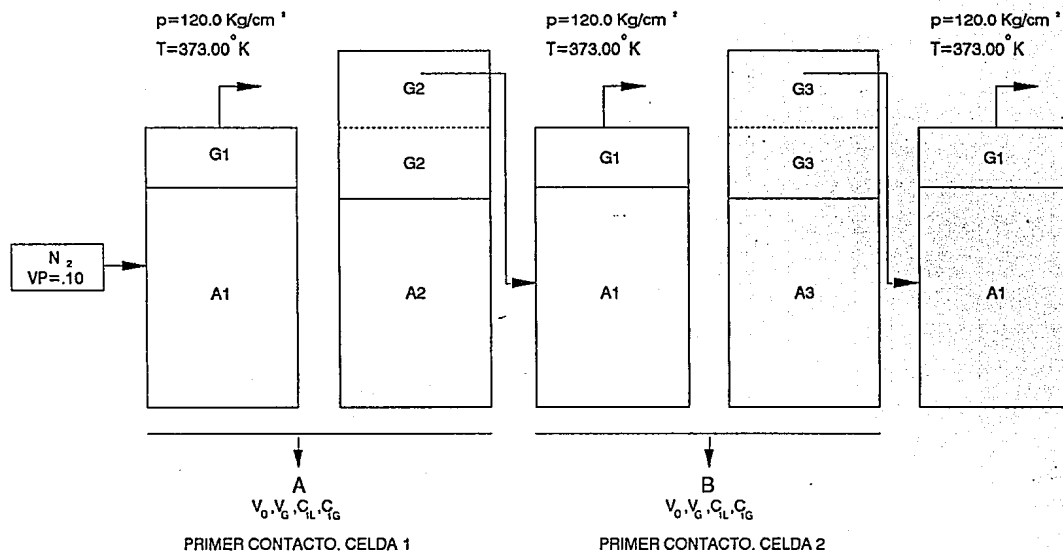


FIG. 6.19 VAPORIZACION.
MOLES DE LIQUIDO POR M3

ESQUEMA DE MISCIBILIDAD

FIG. 6.20 PROCESO DE MISCIBILIDAD POR CONTACTO MULTIPLE⁵⁹

1. El gas nitrógeno sustituye en cierta proporción al gas metano, tanto en la fase líquida como en la vapor, es decir; el aumento en la concentración del nitrógeno se refleja principalmente en una disminución del metano. Esto se explica en base a lo siguiente:

- La distribución del nitrógeno en las celdas se presenta en la Figura 6.21. En la celda 1 se colocó el nitrógeno inyectado siendo la concentración de este gas alta, tanto en la fase líquida como en la vapor. Observando que en las celdas 2, 3 y 4 tiende a disminuir y formar un frente con alta saturación de nitrógeno, el cuál irá avanzando en forma progresiva al continuar la inyección de gas.

- Se presenta una disminución de la concentración de gas metano en la celda 1 y aumenta en la celda 2, presentando aumentos pequeños en las celdas posteriores 3 y 4 (Figura 6.22). Manifiestan, que la concentración de metano, tiende a la concentración del mismo que se presenta en la celda cero.

2. En la Figura 6.23, se observa que el volumen de líquido en equilibrio con el vapor, en cada una de las celdas, mostró una vaporización en la primer celda y una condensación en las celdas 2, 3 y 4. En forma similar se representa en la Figura 6.24, afectando la fase vapor en equilibrio y observando que se presentó la misma situación en la curva de los moles de líquido.

3. El volumen molar de líquido, aumentó al incrementarse la concentración de gas nitrógeno (ver Figuras 6.21 y 6.23 en la celda 1); los autores explican que con esto no se presentarían efectos indeseables que de forma sustancial pudieran modificar las condiciones de flujo. Es decir, por ejemplo para un sistema gas-aceite (Figuras 5.13 y 5.14 del Capítulo V), un incremento en el volumen molar de aceite, equivale a una mayor saturación de aceite, manifestándose en un aumento de la permeabilidad relativa al aceite k_{ro} (efecto deseable).

Es necesario mencionar que la intención de esta parte del estudio no era lograr miscibilidad en los 4 contactos que se simularon, dado que para ello la presión prevaeciente de 120 kg/cm^2 es baja. Lo que se deseaba conocer era la respuesta del yacimiento, que en ese momento ya estaba por debajo de la presión de burbuja a la inyección del nitrógeno.

El esquema de simulación que se diseño, intentó representar el avance del gas y los equilibrios que tendrían lugar, esto por supuesto parece un esquema de contactos múltiples. Por otra parte es bien conocido que la presión mínima de miscibilidad es mucho más alta con nitrógeno que con bióxido de carbono.

6.3 Análisis del comportamiento primario por agotamiento natural. Simulación y resultados obtenidos con el simulador numérico composicional de yacimientos petroleros, SIMPCO.

Para este estudio, sólo se consideró la zona del yacimiento Akal del campo Cantarell, perteneciente a la parte superior de la estructura, la cual produce a través de la plataforma E, en donde se formó un casquete de gas secundario^{112,124,138}; la determinación de esta zona y los pozos productores que

MISCIBILIDAD CANTARELL-AKAL

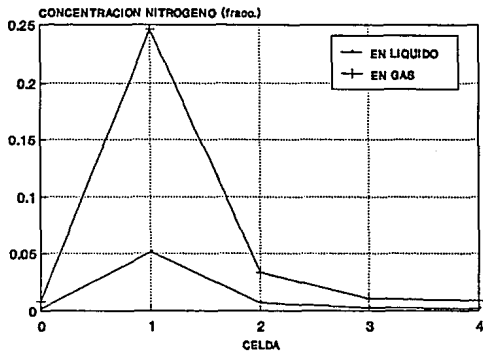


Fig. 8.21 Miscibilidad. Cono. nitrógeno

MISCIBILIDAD CANTARELL-AKAL

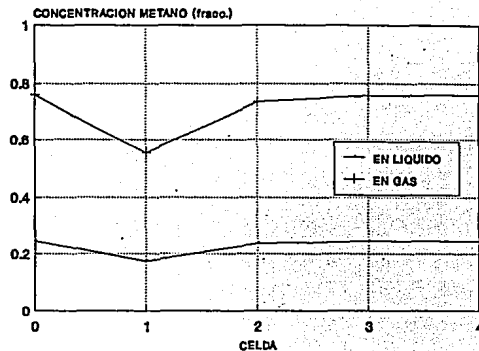


Fig. 8.22 Miscibilidad. Cono. metano

MISCIBILIDAD CANTARELL-AKAL

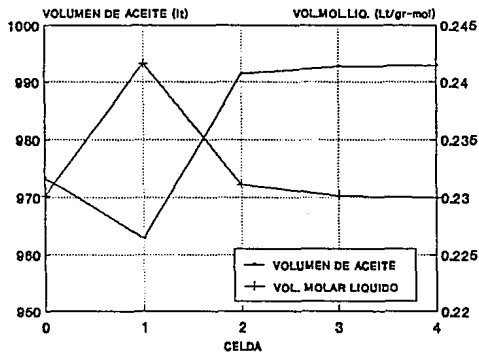


Fig. 8.23 Miscibilidad. Vol. de aceite

MISCIBILIDAD CANTARELL-AKAL

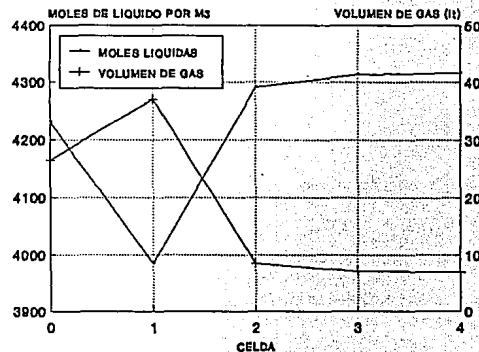


Fig. 8.24 Miscibilidad. Moles de líquido

caen dentro de ella se han presentado en las Secciones 5.5.3 y 5.5.5 del Capítulo V, respectivamente. Dicha zona consta de 10 pozos, los cuales presentan datos de presión-producción en cada uno de sus intervalos abiertos a producción (Tabla 5.13 del Capítulo V).

La metodología que se siguió para realizar el estudio se explica a continuación. Por limitaciones de tiempo se tomaron datos reales del comportamiento primario de cada pozo para un periodo de 10 años, del primero de enero de 1980 al 31 de diciembre de 1989. Para el ajuste de los datos de la historia de presión-producción sólo se consideraron 5 años cubriendo el período del primero de enero de 1980 al 31 de diciembre de 1984, y para los 5 años restantes (del primero de enero de 1985 al 31 de diciembre de 1989) se realizó la predicción del comportamiento de cada pozo por agotamiento natural y por inyección de nitrógeno. Sin embargo, los resultados calculados con el modelo SIMPCO¹⁵⁰ para este comportamiento futuro por agotamiento natural, se compararon con los datos reales de la historia de presión-producción, notando en general ajustes aceptables, similar al que hubiera resultado de realizar el ajuste de la historia para los 10 años antes mencionados.

6.3.1 Análisis del comportamiento primario por agotamiento natural.

La explotación del yacimiento Akal se inició el 23 de junio de 1979 con el pozo Cantarell 1-A, abierto a producción en el intervalo 1249-1294 mvbnm en la brecha del Paleoceno, aportando un gasto inicial de 5405.58 m³/D (34000 bl/D) de aceite del tipo de aceite negro de 22 ° API ($\gamma = 0.9218$). Conforme se terminaron nuevos pozos, sus gastos de producción se incrementaron.

En este yacimiento la presión inicial resultó de 167 kg/cm², referida a 1000 mvbnm, que corresponde a la parte culminante de la estructura. Se calculó una presión de saturación de 150 kg/cm² a la temperatura del yacimiento de 100 °C (212 °F), lo cual indica que se trata de un yacimiento que en su etapa inicial fue bajosaturado. Por lo tanto, se tiene un período corto de presión, aproximadamente de 17 kg/cm² arriba de la presión de saturación en el cual el gas está en solución en el aceite. Posteriormente, se comenzó a segregar el aceite a contraflujo del gas, debido a las características favorables de la formación productora, lo que ha ayudado a disminuir la declinación de la presión, así como a incrementar la recuperación final del aceite.

En el período del ajuste de la historia de presión-producción, se contó con 5 pozos productores (6 intervalos abiertos a producción), que aportaron un volumen promedio de 3640 m³/D (22895 bl/D) de aceite y de 272 Mm³/D (9.605 MMp³/D) de gas natural, con una relación gas-aceite promedio, RGA, de 75 m³/m³, la producción acumulativa de aceite y de gas a diciembre de 1984 de la zona en estudio fue de 22.391 MMm³ (140.841 MMbl) y de 1672.4 MMm³ (59.059 MMMp³), respectivamente.

6.3.1.1 Comportamiento por agotamiento natural de la presión y producción a nivel de pozo.

6.3.1.1.1 Comportamiento de la presión y de la producción.

La presión y la gravedad son uno de los tipos de energías posibles con la que los fluidos se mueven del yacimiento hacia los pozos y de estos a las instalaciones superficiales; por lo tanto, es necesario vigilarla estrechamente para asegurar su máximo aprovechamiento. El derroche de cualquier cantidad de esta energía se traduce en miles de metros cúbicos de aceite que se dejan de producir.

El contar con una presión bien definida para un pozo o yacimiento, presenta la ventaja de que las predicciones de los comportamientos basadas en ellas, serán de mayor confiabilidad. En la revisión del registro de presiones de enero de 1980 a junio de 1981^{125,161}, se observó que algunos pozos del yacimiento Akal que se encontraban terminados estructuralmente altos, dieron indicios de gas liberado del aceite de la formación productora. Esta detección oportuna, permitió tomar las medidas necesarias mediante profundizaciones de estos pozos con el fin de evitar la formación de gas. La Tabla 6.13 presenta la historia de presiones estáticas para el período de enero de 1980 a diciembre de 1984^{125,161,163}, en donde se muestra el nombre del pozo que se le asigna al modelo SIMPCO, fecha de medición de la presión, profundidad vertical al nivel medio del intervalo disparado o abierto a producción, NMIP, y la presión estática correspondiente a este intervalo productor. Los valores asignados a las profundidades de los intervalos productores (expresados en metros verticales) y a las presiones estáticas (que se expresan en kg/cm^2) se encuentran corregidos al nivel del mar como plano de referencia.

Es muy importante mencionar que los datos de presión que se muestran en la tabla anterior, no forman parte del archivo de datos del modelo SIMPCO¹⁵⁰, el cual dentro de sus resultados proporciona las presiones de los bloques o celdas en donde existen pozos productores o inyectores de fluidos, comparándose con las presiones correspondientes a la historia real durante el proceso de ajuste de la historia de presión-producción.

Las secciones siguientes muestran en forma gráfica, el comportamiento real por agotamiento natural de la presión y de la producción para cada pozo productor que pertenece a la región en estudio, durante el período comprendido de 1980 a 1984. Para cada intervalo productor de los pozos en cuestión se proporciona la variación con respecto al tiempo de, la presión, p , la relación gas-aceite, RGA, el gasto de producción de aceite, q_o , la producción acumulada de aceite, N_p , el gasto de producción de gas, q_g (real y calculado), y la producción acumulada de gas, G_p (real y calculado). En ningún caso se presentan curvas para fracción de agua, f_w , esto debido a que no se reportó producción de agua en la superficie¹⁶².

6.3.1.1.2 Historia de presión-producción para el pozo Cantarell 51 (CANT51).

Las gráficas del comportamiento primario para la presión y la

**TABLA 6.13 HISTORIA DE PRESIONES ESTATICAS EN kg/cm² PARA LOS
 INTERVALOS PRODUCTORES DE LOS POZOS EN EL PERIODO
 DE ENERO DE 1980 A DICIEMBRE DE 1984.**

POZO	CANT51	CANT3A	CANT71	CANT1A	CANT31	CANT53
MMIP (wobnm)	1293	1633	1278	1618	1664	1640
FECHA						
ene 80	185.1					
mar 80			175.7			
abr 80	183.8		175.3			
may 80			172.2			
jun 80	178.4		170.2			
jul 80			167.1			
sep 80	172.2		165.8			
oct 80	163.7	183.6				
nov 80						185.7
ene 81	159.0	181.6	153.4			176.4
feb 81		180.9	149.5		179.5	
may 81	153.4				171.7	167.4
jun 81	141.9					
jul 81	141.5			171.7		
ago 81	140.7					
abr 82		158.1		157.0	164.6	
feb 83	121.7	148.8		143.7	151.0	148.8
mar 83	115.2	147.7			150.2	148.5
abr 83	114.3					
may 83	113.6					
ago 83						143.2
sep 83		143.4		142.0	146.4	
nov 83		142.4		140.3	142.9	
mar 84		142.3		138.7	141.3	139.6
nov 84					135.5	133.9
dic 84		133.5				

producción de fluidos, se presentan de las Figuras 6.25 a la 6.28. El nivel medio del intervalo productor se encuentra a una profundidad de 1293 m bnm (CANT51). La producción del pozo en este intervalo se inició en enero de 1980.

Se programaron registros de presión de fondo a diferentes tiempos de cierre para el pozo, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 6.14, en donde se puede apreciar que para enero de 1981 se tiene el tiempo de cierre más grande, y un incremento en la presión superficial, desapareciendo el nivel de aceite hasta la profundidad del registro, lo cual es claro indicio de la acumulación de gas libre en la cabeza del pozo.

Durante el levantamiento de presión realizado en los meses de mayo y junio de 1981, se registró una presión abajo de la saturación, cerrando el pozo en agosto del mismo año debido a la clara manifestación de gas. Posteriormente y en base a lo expuesto anteriormente, en diciembre de 1982 el pozo se abrió nuevamente a producción, manteniéndolo estrangulado y vigilando su comportamiento con levantamientos de presión y aforos, detectando necesario su cierre en junio de 1983, por el inminente avance del contacto gas-aceite, C_{g-o} , procediéndose a su profundización.

Al cierre definitivo del pozo se obtuvo un gasto promedio de 3654 m^3 /D (22983 bl/D) de aceite, y 268 Mm^3 /D (9.464 MMp^3 /D) de gas, con una relación gas-aceite promedio de 73 m^3 / m^3 , y una producción acumulada de aceite y de gas de 2278.5 Mm^3 (17.48 $MMbl$) y 203.7 MMm^3 (7.193 MMM^3), respectivamente.

En las Figuras 6.25, 6.27 y 6.28 se observa que la extracción del aceite y del gas, provoca que la tendencia de la presión se aproxime a una línea recta que presenta una declinación lineal calculada¹⁶⁷ de 2.5 kg/cm^2 /mes.

La Figura 6.29 muestra la gráfica de la presión respecto a la producción acumulada de aceite, y se observa que el ritmo de declinación de la presión disminuye, lo que equivale a diferentes incrementos del volumen producido por cada kilogramo por centímetro cuadrado de declinación, $\Delta N_p / \Delta p$, lo cual se comprueba en la Tabla 6.15. Como se puede apreciar en las Figuras 6.25 y 6.29, el gas disuelto en el aceite se comenzó a liberar cuando se tenían 2274.5 Mm^3 (14.306 $MMbl$) de producción acumulada de aceite, lo cual ocurrió en el período de mayo a junio de 1981, para el intervalo productor antes mencionado.

6.3.1.1.3 Comportamiento de presión-producción para el pozo Cantarell 73-A (CAN73A).

De las Figuras 6.30 a las 6.33 se muestran las gráficas del comportamiento primario para la presión y producción del pozo, el cuál se encuentra abierto a explotación a una profundidad de 1663 m bnm que corresponde al nivel medio del intervalo productor

COMPORTAMIENTO DE PRESION CANTARELL 51 (LJK-5,3,1)

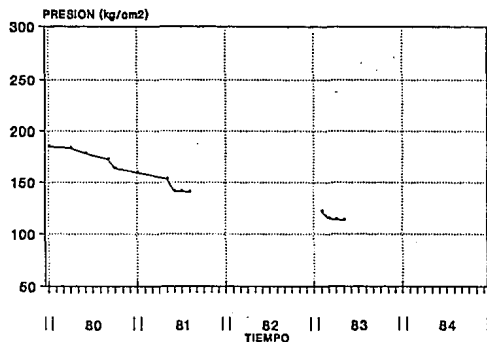


FIG. 8.25 HISTORIA DE PRESION
CANTARELL 51

COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A. CANTARELL 51 (LJK-5,3,1)

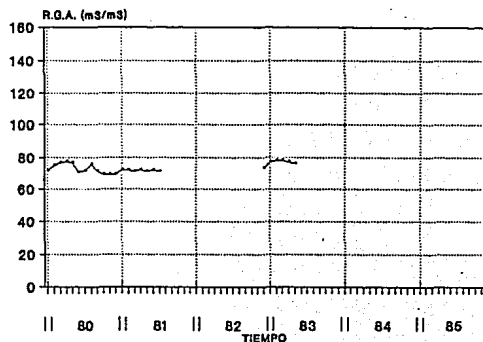


FIG. 8.26 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 51

PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 51

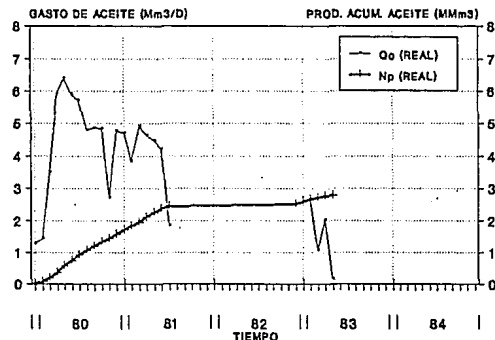


FIG. 8.27 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 51

PRODUCCION DE GAS NATURAL CANTARELL 51 (LJK-5,3,1)

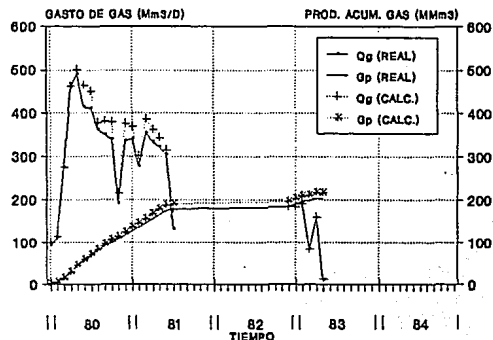


FIG. 8.28 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE GAS NATURAL CANTARELL 51

PRESION VS PROD. ACUM. DE ACEITE
CANTARELL 61 (LJK-6,3,1)

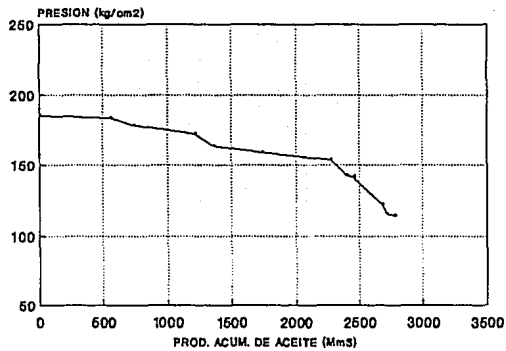


FIG. 8.29 COMPORTAMIENTO DE p vs N_p
CANTARELL 61

PRESION VS PROD. ACUM. DE ACEITE
CANTARELL 73-A (LJK-3,4,3)

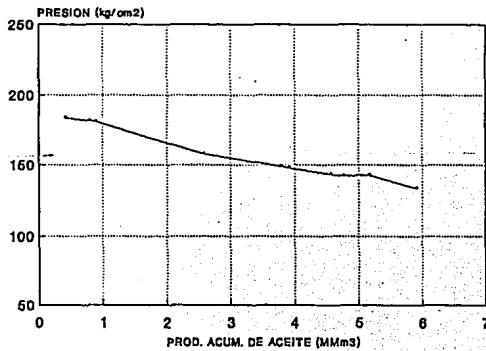


FIG. 8.34 COMPORTAMIENTO DE p vs N_p
CANTARELL 73-A

TABLA 6.14 REGISTROS DE PRESIONES DE FONDO ESTATICAS PARA
EL POZO CANTARELL 51 (CANT51).

FECHA	PRESION AL NMIP (kg/cm ²)	TIEMPO DE CIERRE (hrs : min)	PRESION SUPERFICIAL (kg/cm ²)	NIVEL DE ACEITE (mubmr)
abr 80	183.8	7:20	86.8	250
jun 80	178.4	2:35	81.7	0
sep 80	172.2	4:00	79.5	100
oct 80	163.7	4:15	72.4	--
ene 81	159.0	55:20	73.6	--
may 81	153.4	3:40	62.9	--
jun 81	141.9	6:00	58.1	--
jul 81	141.5	19:58	60.0	293

TABLA 6.15 RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A LA
PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL POZO CANTARELL
51 (CANT51).

FECHA	PRESION AL NMIP (kg/cm ²)	N _p (Mm ³)	ΔP (kg/cm ²)	ΔN _p (Mm ³)	ΔN _p /ΔP (Mm ³ /kg/cm ²)
ene 80	185.1	0.0			
abr 80	183.8	365.2	1.3	365.2	280.9
jun 80	178.4	740.2	5.4	375.0	69.4
sep 80	172.2	1212.1	6.2	471.9	76.1
oct 80	163.7	1362.0	8.5	149.9	17.6
ene 81	159.0	1737.4	4.7	375.4	79.9
may 81	153.4	2274.5	5.6	537.1	95.9
jun 81	141.9	2400.1	11.5	125.6	10.9
jul 81	141.5	2457.0	0.4	56.9	142.3
feb 83	121.7	2679.7	19.8	222.7	11.2
mar 83	115.2	2712.8	6.5	33.1	5.1
abr 83	114.3	2773.5	0.9	60.7	67.4
may 83	113.6	2778.5	0.7	5.0	7.1

COMPORTAMIENTO DE LA PRESION
CANTARELL 73-A (J,K-3,4,3)

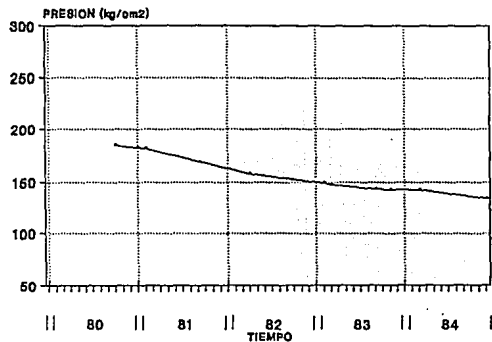


FIG. 8.30 HISTORIA DE PRESION
CANTARELL 73-A

COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 73-A (J,K-3,4,3)

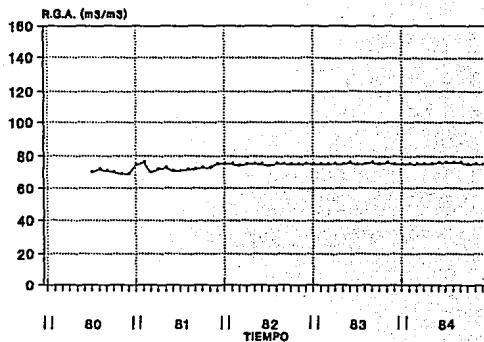


FIG. 8.31 HISTORIA DE LA R.G.A.
CANTARELL 73-A

PRODUCCION DE ACEITE
CANTARELL 73-A (J,K-3,4,3)

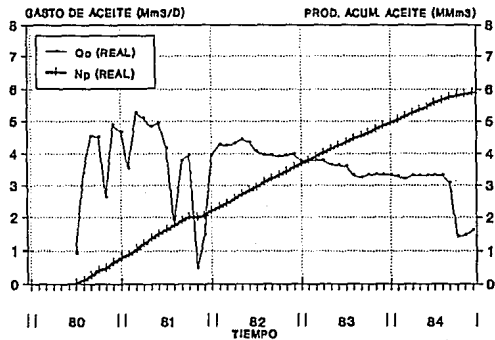


FIG. 8.32 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 73-A

PRODUCCION DE GAS NATURAL
CANTARELL 73-A (J,K-3,4,3)

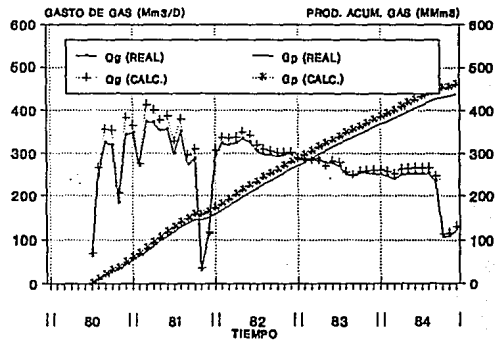


FIG. 8.38 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE GAS NATURAL CANTARELL 73-A

(CAN73A). Dicha explotación se inició en julio de 1980, obteniendo a diciembre de 1984 una producción acumulada de aceite y de gas de 5890.3 Mm^3 (37.049 MMbbl) y 437.7 MMm^3 (15.457 MMMp³), respectivamente. Sus gastos promedio fueron de aceite de $3586 \text{ m}^3/\text{D}$ (22555 bl/D) y de gas, de $266 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (9.394 MMp³/D) con una relación gas-aceite promedio de $74 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

En las Figuras 6.30, 6.32 y 6.33, se puede observar que la tendencia de la presión como función de los gastos de producción de aceite y gas, se aproxima a una línea recta, a la cuál se le calculó una declinación lineal¹⁶⁷ de $1.0 \text{ kg/cm}^2/\text{mes}$. Por lo que, ésta resultó menor que la calculada para el pozo CANT51.

La Figura 6.34 presenta el comportamiento de la presión, respecto a la producción acumulada de aceite. Esta gráfica se trazó a partir de los datos reportados en la Tabla 6.16, en donde se observan diferentes incrementos del volumen producido por cada kilogramo sobre centímetro cuadrado de declinación, $\Delta N_p / \Delta p$, siendo este incremento mayor en el período de noviembre de 1983 a marzo de 1984, en donde existió 0.1 kg/cm^2 de caída de presión.

Durante el levantamiento de presión realizado en febrero de 1983, se registró una presión de 148.8 kg/cm^2 al nivel medio del intervalo productor, NMIP (menor a la presión de burbuja), por lo que se infiere que a principios de este año, el gas disuelto en el aceite se comenzó a liberar (Figura 6.30), es decir, cuando se habían producido 3586.3 Mm^3 (22.444 MMbbl) de producción acumulada de aceite (Figura 6.34).

6.3.1.1.4 Historia de presión-producción para los intervalos productores del pozo Cantarell 71 (CANT71 y CAN71A).

De las Figuras 6.35 a la 6.38 se muestra en forma gráfica el comportamiento presión-producción para una profundidad de 1278 mvbnm, que corresponde al nivel medio del intervalo productor, NMIP (CANT71). En el período de marzo de 1980 a febrero de 1981, se obtuvo un volumen promedio de $4600 \text{ m}^3/\text{D}$ (28935 bl/D) de aceite, y de $343 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (12.113 MMp³/D) de gas, con una relación gas-aceite promedio de $75 \text{ m}^3/\text{m}^3$, la producción acumulada de aceite y de gas es de 1679.3 Mm^3 (10.56 MMbbl) 125.2 MMm^3 (4.421 MMMp³), respectivamente.

En las Figuras 6.35, 6.37 y 6.38, se observa que debido al ritmo de extracción, la tendencia de la presión se aproxima a una línea recta mostrando una declinación lineal de $2.50 \text{ kg/cm}^2/\text{mes}$, igual a la calculada en el pozo CANT51.

En la Figura 6.39 se aprecia que el ritmo de declinación de la presión respecto a la producción acumulada de aceite ha disminuido, lo cual equivale a una tendencia en la disminución del volumen producido por cada kilogramo sobre centímetro cuadrado de declinación de la presión, $\Delta N_p / \Delta p$, lo cuál se muestra en el análisis de la Tabla 6.17. Otro enfoque de la información de

COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CANTARELL 71 (LJK-4,2,1)

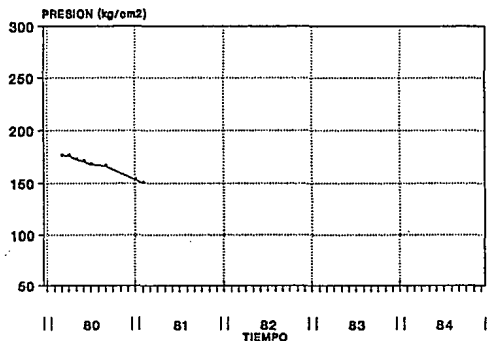


FIG. 6.36 HISTORIA DE LA PRESION
CANTARELL 71

COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A. CANTARELL 71 (LJK-4,2,1)

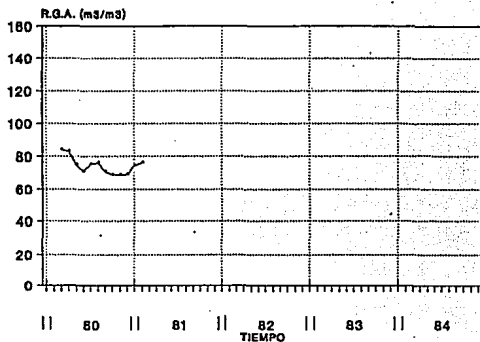


FIG. 6.36 HISTORIA DE LA R.G.A.
CANTARELL 71

PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 71 (LJK-4,2,1)

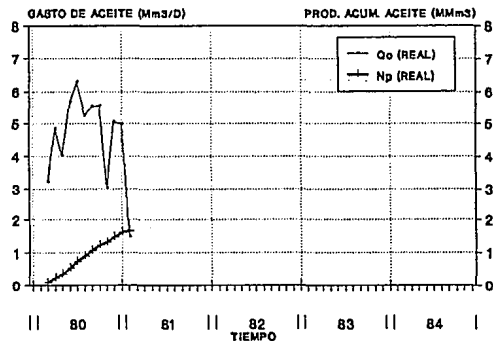


FIG. 6.37 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 71

PRODUCCION DE GAS NATURAL CANTARELL 71 (LJK-4,2,1)

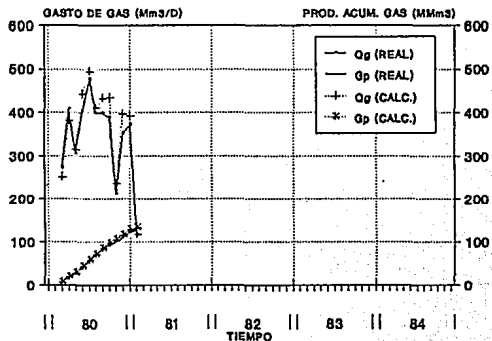


FIG. 6.38 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE GAS NATURAL. CANTARELL 71

PRESION VS PROD. ACUM. DE ACEITE
CANTARELL 71 (4,2,1)

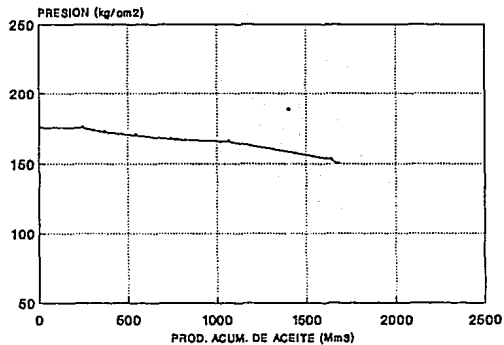


FIG. 8.39 COMPORTAMIENTO DE p VS N_p
CANTARELL 71

PRESION VS PROD. ACUM. DE ACEITE
CANTARELL 71-A (4,2,3)

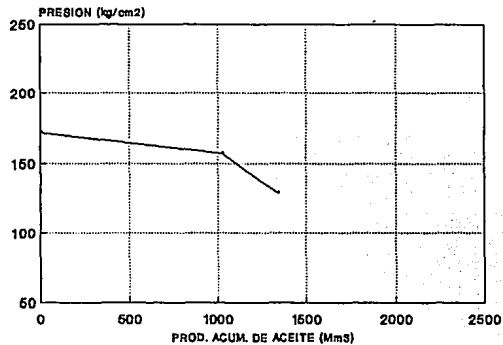


FIG. 8.44 COMPORTAMIENTO DE p VS N_p
CANTARELL 71-A

TABLA 6.16 RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO
A LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL
POZO CANTARELL 73-A (CANT73A).

FECHA	PRESION AL NMIP (kg/cm ²)	N _p (Mm ³)	ΔP (kg/cm ²)	ΔN _p (Mm ³)	ΔN _p /ΔP (Mm ³ /kg/cm ²)
oot 80	183.6	408.5	2.0	374.2	187.1
ene 81	181.6	782.7	0.7	98.8	141.1
feb 81	180.9	881.5	22.8	1689.6	74.1
abr 82	158.1	2571.1	9.3	1219.7	131.2
feb 83	148.8	3798.8	1.1	117.4	106.7
mar 83	147.7	3988.2	4.3	645.3	150.1
sep 83	143.4	4553.5	1.0	203.6	203.6
nov 83	142.4	4757.1	0.1	397.7	3977.0
mar 84	142.3	5154.8	8.8	735.5	83.6
dic 84	133.5	5898.3			

TABLA 6.17 RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A
LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL POZO
CANTARELL 71 (CANT71).

FECHA	PRESION AL NMIP (kg/cm ²)	N _p (Mm ³)	ΔP (kg/cm ²)	ΔN _p (Mm ³)	ΔN _p /ΔP (Mm ³ /kg/cm ²)
mar 80	175.7	99.7	0.4	145.3	363.3
abr 80	175.3	245.0	3.1	124.7	40.2
may 80	172.2	369.7	2.8	169.7	84.9
jun 80	170.2	539.4	3.1	195.0	62.9
jul 80	167.1	734.4	1.3	328.4	252.6
sep 80	165.8	1062.8	12.4	574.3	46.3
ene 81	153.4	1637.1	3.9	42.2	10.8
feb 81	149.5	1679.3			

la tabla anterior sería, si en marzo de 1981 en el intervalo productor se perdiera 1 kg/cm^2 de presión por producir gas liberado, se dejarían de producir en el pozo como máximo 10.8 Mm^3 (68 Mbl) de aceite por la energía propia del yacimiento. La información de registros de presión obtenida para este pozo se muestra en la Tabla 6.18, en donde se notan dos cambios importantes en los valores registrados en septiembre de 1980 y enero de 1981, la presión superficial, p_{sup} , aumentó considerablemente y el nivel de aceite prácticamente desapareció. Lo anterior indicó la presencia de gas libre en exceso en el flujo de aceite.

Como puede observarse en las Figuras 6.35 y 6.39, comenzó a liberarse gas cuando se tenían 1679.3 Mm^3 de producción de aceite lo cuál ocurrió en febrero de 1981, para este intervalo productor. Por otro lado, durante el levantamiento de presiones de fondo realizado en febrero de 1981, se registró una presión abajo de la presión de saturación ($p_s = 150 \text{ kg/cm}^2$), dando la pauta para cerrar el pozo y suspender su producción debido a la clara manifestación de gas en exceso, procediéndose a su profundización. Sin embargo, al cierre del pozo la producción de aceite era alta, indicando con esto que el pozo no estaba totalmente invadido por el casquete de gas.

Una vez que se profundizó el pozo, éste se abrió a explotación en julio de 1981 en la formación geológica del Cretácico Medio, a una profundidad media del intervalo productor, NMIP, de 1618 mvbnm (CAN71A).

Las gráficas del comportamiento primario para la presión y la producción de fluidos para este intervalo se presentan de las Figuras 6.40 a la 6.43. La Figura 6.44 muestra la gráfica de la presión, respecto a la producción acumulada de aceite trazada a partir de los datos reportados en la Tabla 6.19. De los datos de esta tabla, se observa que se cuenta con registros de presión hasta abril de 1982 (pozo abierto a producción) y de febrero de 1983 a marzo del siguiente año (pozo cerrado). El ritmo de declinación de la presión del pozo durante su explotación, disminuyó de 171.7 a 157 kg/cm^2 , lo que equivale a diferentes incrementos del volumen producido por cada kilogramo sobre centímetro cuadrado de declinación, $\Delta N_p / \Delta p$.

Como se puede constatar en las Figuras 6.40 y 6.44, el gas disuelto en el aceite se comenzó a liberar cuando se tenían al menos, 1022.8 Mm^3 (6.433 MMbl) de producción acumulada de aceite lo cuál ocurrió entre abril de 1982 y febrero de 1983. En junio de 1982, se cerró el pozo debido a la manifestación de gas, confirmada por el levantamiento de presiones realizado de abril de 1982 a febrero de 1983, en donde se registró para esta última fecha una presión abajo de la de burbuja. Sin embargo, se siguieron tomando levantamientos de presión a pozo cerrado. Posteriormente, de agosto a diciembre de 1984 el pozo se abrió nuevamente a producción, manteniéndolo estrangulado.

Para este intervalo productor la tendencia de la presión, también se

COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

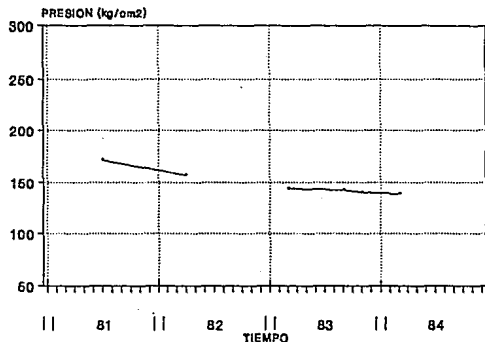


FIG. 8.40 HISTORIA DE LA PRESION
CANTARELL 71-A

COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A. CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

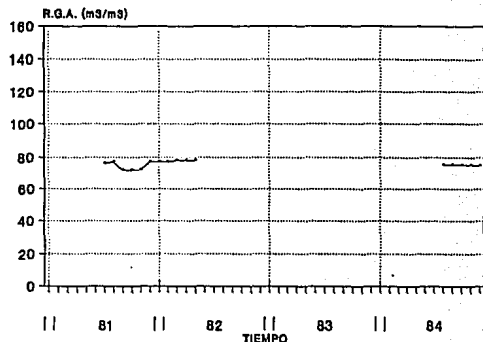


FIG. 8.41 HISTORIA DE LA R.G.A.
CANTARELL 71-A

PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

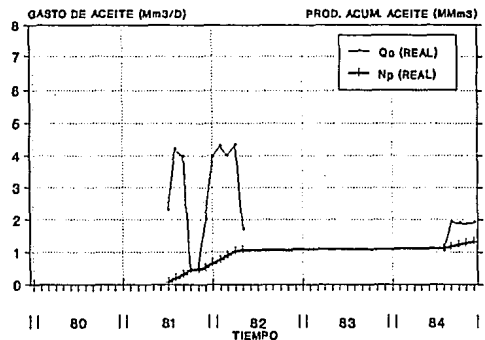


FIG. 8.42 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 71-A

PRODUCCION DE GAS NATURAL CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

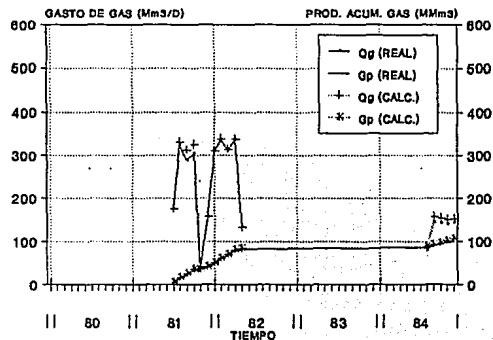


FIG. 8.43 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE GAS NATURAL CANTARELL 71-A

TABLA 6.18 REGISTROS DE PRESIONES DE FONDO ESTATICAS PARA
EL POZO CANTARELL 71 (CANT71).

FECHA	PRESION AL NMIP (kg/cm ²)	TIEMPO DE CIERRE (hrs : min)	PRESION SUPERFICIAL (kg/cm ²)	NIUEL DE ACEITE (mwbmr)
mar 80	175.7	2:45	78.6	--
abr 80	175.3	1:37	81.9	--
may 80	172.2	7:05	72.4	0
jun 80	170.2	7:00	79.8	93
Jul 80	167.1	3:30	71.1	--
sep 80	165.8	3:10	73.0	--
ene 81	153.4	2:35	85.6	1120
feb 81	149.5	10:50	93.7	1000

TABLA 6.19 RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A
LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL POZO
CANTARELL 71-A (CANT71A).

FECHA	PRESION AL NMIP (kg/cm ²)	N _p (Mm ³)	ΔP (kg/cm ²)	ΔN _p (Mm ³)	ΔN _p /ΔP (Mm ³ /kg/cm ²)
Jul 81	171.7	0.0			
abr 82	157.0	1022.8	14.7	1022.8	69.6
feb 83	143.7	1022.8	13.3	0.0	--
sep 83	142.0	1022.8	1.7	0.0	--
nov 83	140.3	1022.8	1.7	0.0	--
mar 84	138.7	1022.8	1.6	0.0	--
dic 84	129.6	1339.5	9.1	316.7	34.8

aproxima a una línea recta (Figura 6.40) que presenta una declinación lineal calculada¹⁶⁷ de 1.7 kg/cm² /mes (incluye de julio de 1981 a marzo de 1984, que es el período en donde se registró la presión al nivel medio del intervalo productor en explotación).

A diciembre de 1984 el intervalo productor se explotaba con un gasto de aceite y de gas promedio de 2752 m³ /D (17310 bl/D) y de 210 Mm³ /D (7.416 MMp³ /D), respectivamente, obteniendo una relación gas-aceite promedio de 76 m³ /m³ y teniendo una producción acumulada de aceite de 1339.5 Mm³ (8.425 MMbl) y de gas de 102.1 MMm³ (3.606 MMMp³).

6.3.1.1.5 Comportamiento de presión y producción del pozo Cantarell 31 (CANT31).

Las Figuras 6.45 a la 6.48 muestran la historia de presión-producción, para una profundidad de 1664 mvbnm que corresponde al nivel medio del intervalo productor, NMIP (CANT31). La explotación de éste intervalo se inició en febrero de 1981. En el período de tiempo que comprende de esta última fecha a diciembre de 1984, se obtuvo a condiciones de superficie una producción acumulada de aceite de 5015.4 Mm³ (31546 Mbl), una producción acumulada de gas de 381.2 MMm³ (13.462 MMMp³), mediante un gasto promedio de aceite y de gas de 3508 m³ /D (22065 bl/D) y 267 Mm³ /D (9.429 MMp³ /D), respectivamente, con una relación gas-aceite promedio, RGA, de 76 m³ /m³ .

En las Figuras 6.45, 6.47 y 6.48 se observa que debido a los gastos de explotación de aceite y gas, da como resultado que la tendencia de la presión se aproxime a una línea recta que presenta una declinación lineal calculada de 1.0 kg/cm² /mes e igual a la estimada para el pozo CANT73A. Esto no significa que dicha declinación sea independiente de los gastos de extracción de aceite.

El comportamiento de la presión, p , al nivel medio del intervalo productor, NMIP, respecto a la producción acumulada de aceite se presenta en la Figura 6.49, el análisis de este comportamiento se muestra en la Tabla 6.20. Se observa que el ritmo de declinación de la presión disminuye paulatinamente, lo que equivale a diferentes incrementos del volumen producido por cada kilogramo sobre centímetro cuadrado de declinación, $\Delta N_p / \Delta p$.

El gas disuelto en el aceite se comenzó a liberar a partir de abril de 1983, registrando presiones de fondo por debajo de la de saturación, tal como se muestra en la Figura 6.45 y cuando se tenía una producción acumulada de aceite y de gas, de 3039 Mm³ (19.115 MMbl) y 232.1 MMm³ (8.196 MMMp³) respectivamente (Figura 6.49).

6.3.1.1.6 Historia del comportamiento primario del pozo Cantarell 53 (CANT53).

COMPORTAMIENTO DE LA PRESION
CANTARELL 31 (LJK-6,5,3)

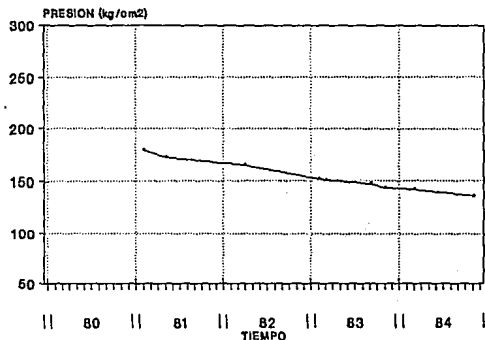


FIG. 6.46 HISTORIA DE LA PRESION
CANTARELL 31

COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 31 (LJK-6,5,3)

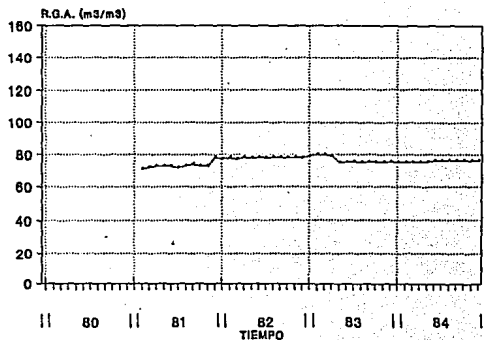


FIG. 6.46 HISTORIA DE LA R.G.A.
CANTARELL 31

PRODUCCION DE ACEITE
CANTARELL 31 (LJK-6,5,3)

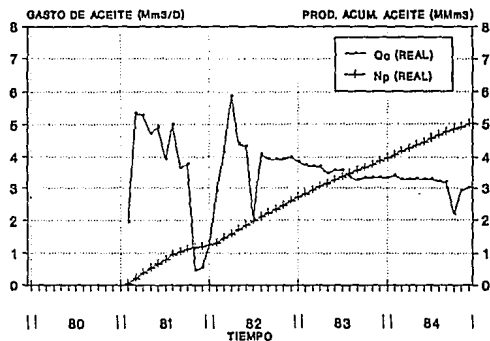


FIG. 6.47 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 31

PRODUCCION DE GAS NATURAL
CANTARELL 31 (LJK-6,5,3)

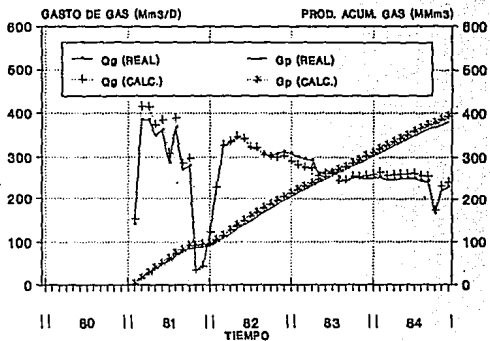


FIG. 6.48 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE GAS NATURAL. CANTARELL 31

PRESION VS PROD. ACUM. DE ACEITE
CANTARELL 31 (L,J,K-6,5,3)

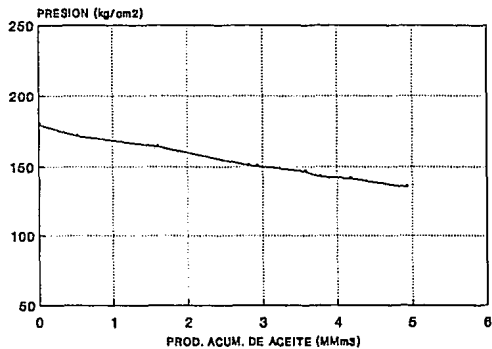


FIG. 8.49 COMPORTAMIENTO DE p VS N_p
CANTARELL 31

PRESION VS PROD. ACUM. DE ACEITE
CANTARELL 63 (L,J,K-6,5,3)

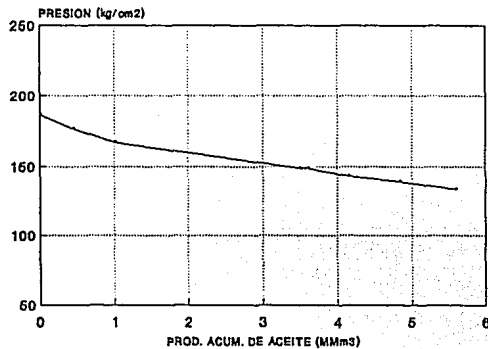


FIG. 8.54 COMPORTAMIENTO DE p VS N_p
CANTARELL 63

Las gráficas del comportamiento primario para la historia presión-producción se presentan de las Figuras 6.50 a la 6.53 para 1640 mvbnm (CANT53), profundidad que corresponde al nivel medio del intervalo productor de este pozo.

La explotación de este intervalo se inició en noviembre de 1980, obteniendo a diciembre de 1984 un volumen promedio de $3740 \text{ m}^3 / \text{D}$ (23254 bl/D) de aceite y de $278 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ ($9.817 \text{ MMp}^3 / \text{D}$) de gas, con una relación gas-aceite promedio de $74 \text{ m}^3 / \text{m}^3$, siendo las producciones acumuladas de aceite y de gas de 5688.4 Mm^3 (35.779 MMbl) y 422.5 MMm^3 (14.920 MMMp^3), respectivamente.

En las Figuras 6.50, 6.52 y 6.53, se observa que a partir de mayo de 1981, debido al ritmo de extracción de aceite y de gas, se provoca que la tendencia de la presión se aproxime a una línea recta que presenta una declinación lineal¹⁶⁷ de $1.7 \text{ kg/cm}^2 / \text{mes}$, menor que la que presentaron los pozos CANT51 y CANT71 en sus profundidades al nivel medio del intervalo productor de 1293 y 1278 mvbnm, respectivamente.

La gráfica de la historia de presión respecto a la producción acumulada de aceite se presenta en la Figura 6.54, en donde se observa que el ritmo de declinación de la presión disminuye, lo que implica una tendencia del incremento del volumen producido por cada kilogramo por centímetro cuadrado de declinación de presión, $\Delta N_p / \Delta p$, lo cual se comprueba con la información proporcionada en la Tabla 6.21.

Para el levantamiento de presión realizado en febrero de 1983, se registró una presión de 148.8 kg/cm^2 , abajo de la de burbuja (150 kg/cm^2). Por lo tanto, la liberación del gas disuelto en el aceite para este intervalo productor, se inició a principios de 1983, cuando se tenían al menos 3270.7 Mm^3 (20.572 MMbl) de producción acumulada de aceite (Figuras 6.50 y 6.54).

Se observa en base al análisis expuesto anteriormente a nivel de pozo e intervalo productor, que independientemente a sus ritmos de producción, todos los pozos presentan la misma tendencia de presión. Es decir, éstos presentan el mismo ritmo de depresionamiento, esto debido sin duda, a la gran transmisibilidad de la formación productora en las direcciones X, Y y Z de la región en estudio del yacimiento Akal, por lo que dicha región muestra un comportamiento de presión, tal que el efecto de la extracción de aceite en cualesquiera de los pozos es sentido por toda la acumulación. Así, el comportamiento global de la zona en estudio es muy similar al de un tanque ó al de un yacimiento del tipo homogéneo, lo cual se ha comprobado a partir del análisis de las pruebas de presión que se han tomado en los pozos y del análisis de algunos registros geofísicos^{137,138,161}.

La Tabla 6.22 resume para cada intervalo productor de los pozos, los ritmos de extracción promedio y las producciones acumuladas tanto para aceite como para gas.

COMPORTAMIENTO DE LA PRESION
CANTARELL 63 (LJK-5,5,3)

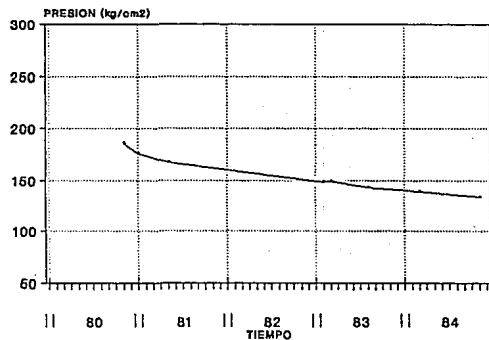


FIG. 6.60 HISTORIA DE LA PRESION
CANTARELL 63

COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A
CANTARELL 63 (LJK-5,5,3)

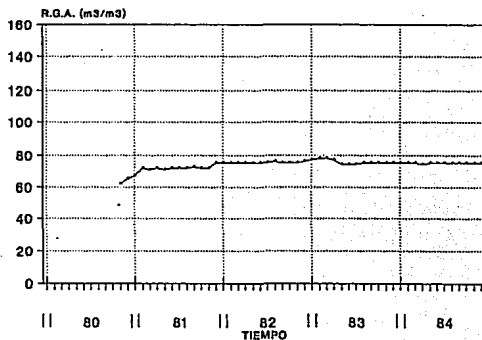


FIG. 6.61 HISTORIA DE LA R.G.A.
CANTARELL 63

PRODUCCION DE ACEITE
CANTARELL 63 (LJK-5,5,3)

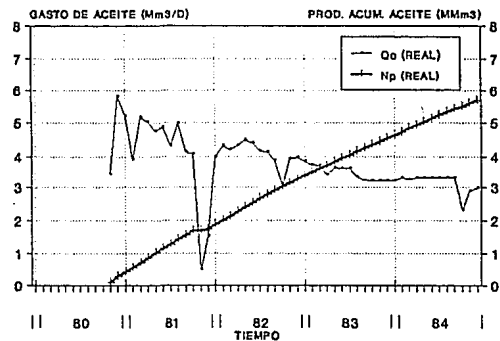


FIG. 6.62 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 63

PRODUCCION DE GAS NATURAL
CANTARELL 63 (LJK-5,5,3)

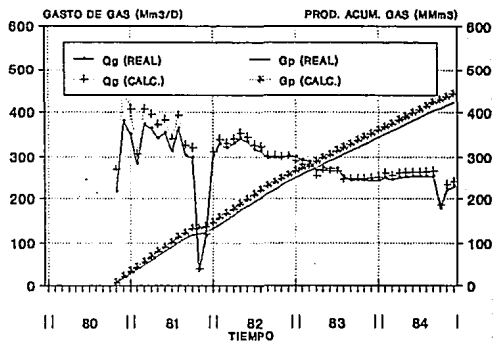


FIG. 6.63 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE GAS NATURAL. CANTARELL 63

TABLA 6.20 RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL POZO CANTARELL 31 (CANT31).

FECHA	PRESION AL MWIP (kg/cm ²)	N _p (Mm ³)	ΔP (kg/cm ²)	ΔN _p (Mm ³)	ΔN _p /ΔP (Mm ³ /kg/cm ²)
ene 81	179.5	0.0	7.8	523.7	67.1
may 81	171.7	523.7	7.1	1065.2	150.0
abr 82	164.6	1588.9	13.6	1224.6	90.0
feb 83	151.0	2813.5	0.8	114.7	143.4
mar 83	150.2	2928.2	3.8	637.0	167.6
sep 83	146.4	3565.2	3.5	202.6	57.9
nov 83	142.9	3767.8	1.6	402.3	251.4
mar 84	141.3	4170.1	5.8	752.3	129.7
nov 84	135.5	4922.4			

TABLA 6.21 RITMO DE DECLINACION DE LA PRESION RESPECTO A LA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE PARA EL POZO CANTARELL 53 (CANT53).

FECHA	PRESION AL MWIP (kg/cm ²)	N _p (Mm ³)	ΔP (kg/cm ²)	ΔN _p (Mm ³)	ΔN _p /ΔP (Mm ³ /kg/cm ²)
nov 80	185.7	102.7	9.3	341.5	36.7
ene 81	176.4	444.2	9.0	567.4	63.0
may 81	167.4	1011.6	10.6	2402.9	133.5
feb 83	148.8	3494.5	0.3	115.0	303.3
mar 83	148.5	3609.5	5.3	530.8	101.7
ago 83	143.2	4148.3	3.6	683.7	189.9
mar 84	139.6	4832.0	5.7	763.9	134.0
nov 84	133.9	5595.9			

TABLA 6.22 RITMOS DE EXTRACCION Y PRODUCCIONES ACUMULADAS DE ACEITE Y DE GAS PARA LA REGION EN ESTUDIO
PARA UN PERIODO DE TIEMPO DEL PRIMERO DE ENERO DE 1980 AL 31 DE DICIEMBRE DE 1984.

POZO	TIEMPO DE PRODUCCION (meses)	PRODUCCION DE ACEITE		PRODUCCION DE GAS NATURAL		R.G.A. (m ³ /m ³)	N _p		G _p	
		(m ³ /D)	(bl/D)	(Nm ³ /D)	(MMm ³ /D)		(Nm ³)	(MMbls)	(MMm ³)	(MMm ³)
CANT51	25	3654	22983	268	9.464	73	2778.5	17.480	203.7	7.193
CAN73A	54	3586	22555	266	9.394	74	5890.3	37.049	437.7	15.457
CANT71	12	4608	28933	343	12.113	75	1679.3	10.562	125.2	4.421
CAN71A	16	2752	17310	210	7.416	76	1339.5	8.425	102.1	3.606
CANT31	47	3508	22065	267	9.429	76	5015.4	31.546	381.2	13.462
CANT53	50	3740	23524	278	9.817	74	5688.4	35.779	422.5	14.920
TOTAL							22391.4	140.841	1672.4	59.059

6.3.1.2 Contactos gas-aceite, C_{g-o} , agua-aceite, C_{w-o} , y mecanismos de expulsión de fluidos.

En un análisis previo¹²⁵, se manifiesta que en la culminación de la estructura del Campo Cantarell (1000 mvbnm), comenzó a liberarse gas cuando se habían producido 11.129 MMm³ (70 MMbl) de aceite, lo cuál ocurrió a nivel del yacimiento en abril de 1980 (Figura 4.5 del Capítulo IV).

La Figura 4.7 que se presenta en el Capítulo IV, muestra el comportamiento real y el futuro del avance del contacto gas-aceite, C_{g-o} , para el campo, estimando para los meses de diciembre de 1984 y 1989 avances mayores a los 350 y 550 metros a partir de la cima de la estructura, respectivamente. En la referencia 140 se presenta la estimación inicial de la profundidad del contacto agua-aceite, C_{w-o} , en la porción sur del campo, siendo ésta igual a 3100 mvbnm respecto al pozo Cantarell 2207. El avance de dicho contacto a principios de 1988 se localizó a 235 metros arriba del contacto inicial. Puesto que originalmente el yacimiento es bajosaturado, el único mecanismo de expulsión de fluidos que actúa inicialmente es la expansión del sistema roca-fluidos (aceite, agua congénita y roca). Una vez que se comenzó a liberar gas de la región en estudio (abril de 1980), los mecanismos de expulsión por segregación gravitacional y expansión del sistema roca-fluidos han sido los predominantes existiendo una participación muy limitada del acuífero en la parte sur del campo^{112-114,124,138,140}.

6.3.2 Proceso de ajuste de la historia de presión-producción a nivel de pozo.

Para predecir con el modelo SIMPCO¹⁵⁰ el comportamiento futuro de la región en estudio perteneciente al yacimiento Akal del campo Cantarell, ya sea por agotamiento natural o por inyección de nitrógeno, fue necesario cambiar algunos datos iniciales que alimentan al simulador, hasta que éste reprodujo satisfactoriamente el comportamiento primario real de cada uno de los pozos del yacimiento. Esto se logró cuando la historia de presión-producción de los intervalos productores de cada pozo de dicha región en estudio se ajustó con los datos calculados con el modelo.

Los datos iniciales cambiados fueron el producto de la permeabilidad absoluta ponderada al volumen poroso por el espesor de la formación en las direcciones X, Y y Z, el producto de la porosidad por el espesor, el volumen de roca, las curvas de permeabilidades relativas para los sistemas gas-aceite y agua-aceite, y las saturaciones de aceite, de gas, inmóvil del agua e inmóvil del gas.

En la Sección 6.3.1 se presenta para cada intervalo productor de los pozos en estudio y en el período comprendido entre enero 1 de 1980 y el 31 de diciembre de 1984 (5 años), el comportamiento primario por agotamiento natural, que incluye la presión, la relación gas-aceite, el gasto de aceite medido a condiciones de superficie, la producción acumulada de aceite, el gasto de gas medido a condiciones de superficie, la producción acumulada de gas y la presión, contra la producción acumulada de aceite,

dichos comportamientos se muestran de las Figuras 6.25 a la 6.54.

Al simulador SIMPCO se le proporcionaron como datos los gastos de producción de aceite medidos a condiciones de superficie, q_o (política de producción), y expresados en m^3/D , correspondientes a cada intervalo productor de los pozos (Tabla 5.19 del Capítulo V).

La Tabla 6.23, presenta algunos de los resultados obtenidos con el modelo SIMPCO para el comportamiento de cada celda o bloque de la malla en donde se ubican los intervalos productores de los pozos; esta tabla corresponde al mejor ajuste obtenido a partir de la historia de presión-producción, correspondiendo a la etapa de tiempo 20 (julio de 1981) que equivale a un tiempo de simulación de 578 días a partir del primero de enero de 1980, y en donde intervienen 5 pozos productores. En la tabla anterior se encuentra el nombre del pozo, la posición del intervalo en explotación y el estado actual del pozo, asimismo se presentan los resultados calculados con el simulador, teniendo para cada pozo, la presión de fondo fluyendo, p_{ff} , y la presión de la celda, p , ambas en kg/cm^2 , la producción acumulada de aceite, N_p , en Mm^3 , la producción de agua en la superficie, q_w , en m^3/D , la producción acumulada de agua, W_p , en Mm^3 , el flujo fraccional de agua, f_w , en fracc., el gasto de gas en la superficie, q_g , en Mm^3/D , la producción acumulada de gas, G_p , en MMm^3 , la relación gas-aceite, RGA, en m^3/m^3 , y las saturaciones de fluidos (de aceite, gas y agua, S_o , S_g y S_w , respectivamente) en fracc.

La historia de presión ajustada para cada uno de los intervalos productores de los pozos del área en estudio del yacimiento, se obtuvo cambiando los parámetros iniciales de algunas celdas de la malla tales como el producto de la permeabilidad absoluta ponderada al volumen poroso por el espesor de la formación en las direcciones X, Y y Z ($k_x h$, $k_y h$ y $k_z h$, respectivamente), el producto de la porosidad por el espesor, ϕh , la saturación de fluidos, S_f (saturación de aceite, S_o , y saturación de agua, S_w) y el volumen de roca de la zona en estudio, V_R . Estos cambios se realizaron hasta obtener un ajuste satisfactorio entre las presiones medidas y las calculadas con el modelo, para cada zona productora de los pozos.

Para la historia de producción, sólo se ajustó la relación gas-aceite, RGA, cuidando que no hubiera producción de agua en la superficie, q_w , ya que ésta es igual a cero en dicha historia¹⁶². Así, el ajuste de esta relación para cada uno de los intervalos productores de los pozos pertenecientes a la zona en estudio, se obtuvo variando las curvas de permeabilidades relativas para los sistemas gas-aceite y agua-aceite, además de cambiar los datos referentes a permeabilidades relativas para tres fases, tales como la saturación inmóvil del agua, S_{wi} , y la saturación inmóvil del gas, S_{gi} .

El control del avance del acuífero de fondo (contacto agua-aceite, C_{w-o}) se simuló cambiando, en primer lugar de las capas 7 a la 10 los datos de los productos $k_x h$, $k_y h$, $k_z h$ y ϕh , la saturación de los fluidos, S_f (S_o , S_g y S_w) y el volumen de roca, V_R , y en segundo lugar algunos

TABLA 6.23 AJUSTE DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO DE LOS INTERVALOS PRODUCTORES DE LOS POZOS CORRESPONDIENTES A LA ETAPA DE TIEMPO 20 .

CAMPO CANTARELL YACIMIENTO AKAL (SIMULACION SECC) TESIS JAAV
 CORRIDA 1/ETAPA NO. 20 DE 31. DIAS/TIEMPO TRANSCURRIDO DESDE EL INICIO DE LA EXPLOTACION 578. DIAS
 31 JUL 1981

[[[[[[COMPORTAMIENTO DE POZOS]]]]]

POZO	POSICION			CO- DI- GO	+++PRESION+++ (KG/CM2)		++++ACEITE++++		+++++AGUA+++++			+++++GAS+++++		REL. SATU GAS/ RA- ACE. CION (M3/ (FRA C.)	
	I	J	K		FONDO FLUY.	CELDA	GASTO PRODUC CALC. ACUMU. M3/D (10**3 C. B. M3)	SATU RA CION (10**3 (FRA C.)	GASTO PRODUC CALC. ACUMU. M3/D (10**3 C. B. M3)	FLUJO SATU FRAC. RA- CION (10**3 (FRA C.)	GASTO PRODUC. CALCU. ACUMUL. M3/D (10**3 C. B. M3)	REL. SATU GAS/ RA- ACE. CION (M3/ (FRA C.)			
CANT51	5	3	1	GQA	138.41	140.03	-1835.	-2459.0	0.875	0.	0.0000	0.100	-135.	-191.9	73.0.025
CAN73A	3	4	3	GQA	169.52	172.13	-4168.	-1624.0	0.900	0.	0.0000	0.100	-327.	-127.5	78.0.000
CANT53	5	5	3	GQA	169.25	172.36	-4328.	-1292.0	0.900	0.	0.0000	0.100	-340.	-101.4	78.0.000
CANT31	6	5	3	GQA	167.65	172.50	-3925.	-793.0	0.900	0.	0.0000	0.100	-308.	-62.2	78.0.000
CAN71A	4	2	3	GQA	163.48	173.80	-2293.	-71.0	0.900	0.	0.0000	0.100	-180.	-5.6	78.0.000

250

puntos de la curva de permeabilidad relativa para sistemas agua-aceite, observando en los resultados proporcionados por el modelo que la saturación de agua, S_w , en estas capas se comportó satisfactoriamente.

Finalmente, el avance del contacto gas-aceite, C_{g-o} (casquete secundario de gas), se simuló en forma adecuada controlando la saturación de gas y la relación gas-aceite en base a cambios en las permeabilidades relativas para sistemas gas-aceite, y simulando el cierre de los pozos en la parte superior de la estructura de la zona en estudio del yacimiento.

En los incisos siguientes de esta misma Sección (Capítulo VI) se presentan en forma tabular los valores iniciales y los valores de ajuste obtenidos para cada parámetro antes mencionado. Los valores iniciales de los parámetros se obtuvieron a partir del análisis de núcleos, petrofísicos, PVT y de pruebas de presión. Asimismo, se consultaron trabajos anteriores y en ocasiones se aplicó la geoestadística ^{62,100,109,110-125,137,138,140-144,161-163,165}. En algunos casos se observan grandes diferencias entre los valores iniciales y de ajuste, esto es común en los procesos de simulación numérica de yacimientos, dado que los valores iniciales dan una estimación necesaria para arrancar el simulador, afinando posteriormente dichos valores hasta tratar de reproducir o ajustar lo más cerca posible el comportamiento real del yacimiento. Por ejemplo, los cambios del valor inicial respecto al valor de ajuste para el producto de la permeabilidad absoluta ponderada al volumen poroso estuvieron en un rango de -85 a 595 % para las direcciones X-Y y de -90 a 614 % para la dirección Z. Para la porosidad la variación fue entre -86 y 14%, la saturación de aceite se varió en un rango del 43 y 125 %, y para la saturación de agua entre -5 y 83 %. La longitud de las celdas para las direcciones X-Y se cambiaron en un rango de 133 a 182 % y de 28 a 94 %, respectivamente. La saturación inmóvil del agua en un sistema agua-aceite se varió de 0.368 a 0.100 y la saturación inmóvil del gas en un sistema gas-aceite se cambió de 0.00 a 0.03. Finalmente, la variación de los datos puntuales iniciales y de ajuste referentes a las curvas de permeabilidad relativa, tanto para sistemas agua-aceite y gas-aceite se presentan gráficamente en la Sección 6.3.2.1.2 del Capítulo VI.

Para realizar el ajuste del comportamiento primario por agotamiento natural, de cada intervalo abierto a explotación para cada pozo en estudio, se efectuaron 20 corridas de simulación empleando el modelo SIMPCO, procesando para cada una de ellas 60 etapas de tiempo con una duración mensual por etapa. La Tabla 6.24 presenta en forma resumida las modificaciones realizadas al archivo de datos iniciales del modelo durante este proceso de ajuste.

6.3.2.1 Datos finales en el ajuste de la historia de presión-producción.

A continuación se presentan los datos finales, necesarios para obtener el mejor ajuste del comportamiento primario real, para cada pozo y sus intervalos productores. Asimismo, se muestra la comparación de los datos iniciales y los finales (de ajuste).

TABLA 6.24 RESUMEN DE LAS MODIFICACIONES REALIZADAS AL ARCHIVO DE DATOS DEL SIMULADOR SIMPCO DURANTE LAS 20 CORRIDAS DEL PROCESO DE AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION.

NUMERO DE CORRIDA	PARAMETRO(S) MODIFICADOS	UNIDADES	VALOR ASIGNADO	CAPA	NODOS CAMBIADOS
1	ϕ	fracc.	0.130	1	1, 6
2	k_x, k_y	md	8575	1	1-12
			8575	2	13-48
			8575	3	49-84
			8575	4	85-120
			8575	5	121-156
3	k_z	md	4750	1	1-12
			4750	2	13-48
			4750	3	49-84
			4750	4	85-120
			2188	5	121-156
4	k_x, k_y	md	3575	6	157-192
			500	7	193-228
			500	8	229-264
			500	9	265-300
			500	10	301-336
5	k_x	md	2375	6	157-192
			250	7	193-228
			250	8	229-264
			250	9	265-300
			250	10	301-336
6	ϕ	fracc.	0.050	1	7-12
7	S_o	fracc.	0.000	1	1-12
	S_H	fracc.	0.200	1	1-12
8	k_x, k_y	md	2000	1	1-12
9	k_z	md	1000	1	1-12
10	ϕ	fracc.	0.130	2	13-48
			0.130	3	49-84
			0.130	4	85-120
			0.126	5	121-156
11	ϕ	fracc.	0.113	6	157-192
			0.070	7	193-228
			0.070	8	229-264
			0.070	9	265-300
			0.040	10	301-336

**TABLA 6.24 RESUMEN DE LAS MODIFICACIONES REALIZADAS AL ARCHIVO DE DATOS DEL
 SIMULADOR SIMPCO DURANTE LAS 20 CORRIDAS DEL PROCESO DE AJUSTE
 DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION (CONTINUACION).**

NUMERO DE CORRIDA	PARAMETRO(S) MODIFICADOS	UNIDADES	VALOR ASIGNADO	CAPA	NODOS CAMBIADOS
12	k_x	md	9575	3	67-78
	k_y	md	9575	3	67-78
	k_z	md	6000	3	67-72
	ϕ	fracc.	0.135	3	67-78
13	LONGITUD X DE CELDAS	m	775	1	1,7
		m	775	2	13,19,25,31,37,43
		m	775	3	49,55,61,67,73,79
		m	775	4	85,91,97,103,109,115
		m	775	5	121,127,133,139,145,151
		m	775	6	157,163,169,175,181,187
		m	775	7	193,199,205,211,217,223
		m	775	8	229,235,241,247,253,259
		m	775	9	265,271,277,283,289,295
		m	775	10	301,307,313,319,325,331
		m	875	1	6,12
		m	875	2	18,24,30,36,42,48
		m	875	3	54,60,66,72,78,84
		m	875	4	90,96,102,108,114,120
	ESPACIAMIENTO DE LAS CELDAS EN X	m	875	5	126,132,138,144,150,156
		m	875	6	162,168,174,180,186,192
		m	875	7	198,204,210,216,222,228
		m	875	8	234,240,246,252,258,264
		m	875	9	270,276,282,288,294,300
		m	875	10	306,312,318,324,330,336
		m	900	1	1-7
		m	900	2	13,19,25,31,37,43
		m	900	3	49,55,61,67,73,79
		m	900	4	85,91,97,103,109,115
		m	900	5	121,127,133,139,145,151
		m	900	6	157,163,169,175,181,187
		m	900	7	193,199,205,211,217,223
		m	900	8	229,235,241,247,253,259
m	900	9	265,271,277,283,289,295		
m	900	10	301,307,313,319,325,331		
m	1200	1	5,11		
m	1200	2	17,23,29,35,41,47		

**TABLA 6.24 RESUMEN DE LAS MODIFICACIONES REALIZADAS AL ARCHIVO DE DATOS DEL
 SIMULADOR SIMPCO DURANTE LAS 20 CORRIDAS DEL PROCESO DE AJUSTE
 DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION (CONTINUACION).**

NUMERO DE CORRIDA	PARAMETRO(S) MODIFICADOS	UNIDADES	VALOR ASIGNADO	CAPA	NODOS CAMBIADOS
13	ESPACIAMIENTO DE LAS CELDAS EN X	m	1200	3	53,59,65,71,77,83
		m	1200	4	89,95,101,107,113,119
		m	1200	5	125,131,137,143,149,155
		m	1200	6	161,167,173,179,185,191
		m	1200	7	197,203,209,215,221,227
		m	1200	8	233,239,245,251,257,263
		m	1200	9	269,275,281,287,293,299
		m	1200	10	301,307,313,319,325,331
14	LONGITUD Y DE CELDAS	m	1600	2	13-18
		m	1600	3	49-54
		m	1600	4	85-90
		m	1600	5	121-226
		m	1600	6	157-162
		m	1600	7	193-198
		m	1600	8	229-234
		m	1600	9	265-270
		m	1600	10	301-306
		m	575	2	43-48
	m	575	3	79-84	
	m	575	4	115-120	
	m	575	5	151-156	
	m	575	6	187-192	
	m	575	7	223-228	
	m	575	8	259-264	
	m	575	9	295-300	
	m	575	10	331-336	
	ESPACIAMIENTO DE LAS CELDAS EN Y	m	1862.5	2	13-18
		m	1862.5	3	49-54
m		1862.5	4	85-90	
m		1862.5	5	121-126	
m		1862.5	6	157-162	
m		1862.5	7	193-198	
m		1862.5	8	229-234	
m		1862.5	9	265-270	
m		1862.5	10	301-306	
m		762.5	2	13-18	

TABLA 6.24 RESUMEN DE LAS MODIFICACIONES REALIZADAS AL ARCHIVO DE DATOS DEL SIMULADOR SIMPCO DURANTE LAS 28 CORRIDAS DEL PROCESO DE AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION (CONTINUACION).

NUMERO DE CORRIDA	PARAMETRO(S) MODIFICADOS	UNIDADES	VALOR ASIGNADO	CAPA	NODOS CAMBIADOS
14	ESPACIAMIENTO DE LAS CELDAS EN Y	m	762.5	3	73-78
		m	762.5	4	109-114
		m	762.5	5	145-150
		m	762.5	6	181-186
		m	762.5	7	217-222
		m	762.5	8	253-258
		m	762.5	9	289-294
		m	762.5	10	32-330
15	S_0	fracc.	0.900	1	1-12
		fracc.	0.900	2	13-48
		fracc.	0.900	3	49-84
		fracc.	0.900	4	85-120
		fracc.	0.900	5	121-156
		fracc.	0.900	6	157-192
		fracc.	0.900	7	193-228
		fracc.	0.900	8	229-264
		fracc.	0.200	9	265-300
		fracc.	0.100	10	301-336
	S_H	fracc.	0.100	1	1-12
		fracc.	0.100	2	13-48
		fracc.	0.100	3	49-84
		fracc.	0.100	4	85-120
		fracc.	0.100	5	121-156
		fracc.	0.100	6	157-192
		fracc.	0.100	7	193-228
		fracc.	0.100	8	229-264
		fracc.	0.800	9	265-300
		fracc.	0.900	10	301-336
16	k_x, k_y	md	700	3	58
		md	9575	3	67-77
		md	9999	3	78
		md	500	4	109
		md	9999	4	110
		md	500	5	122
		md	3000	5	141
		md	1000	5	143,144,148-150,154-156

TABLA 6.24 RESUMEN DE LAS MODIFICACIONES REALIZADAS AL ARCHIVO DE DATOS DEL
 SIMULADOR SIMPCO DURANTE LAS 20 CORRIDAS DEL PROCESO DE AJUSTE
 DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION (CONTINUACION).

NUMERO DE CORRIDA	PARAMETRO(S) MODIFICADOS	UNIDADES	VALOR ASIGNADO	CAPA	NODOS CAMBIADOS Y OBSERVACIONES
16	k_x, k_y	md	500	6	172,173
17	k_z	md	350	3	58
		md	6000	3	67-77
		md	7000	3	78
		md	200	4	109
		md	5000	4	110
		md	200	5	122
		md	2000	5	141
		md	500	5	143,144,148-150,154-156
18	ϕ	fracc.	0.015	3	58
		fracc.	0.118	3	78
		fracc.	0.020	4	109
		fracc.	0.168	4	110
		fracc.	0.015	5	122
		fracc.	0.033	5	141
		fracc.	0.090	5	150
		fracc.	0.075	6	172
19 y 20	S_{wi}	fracc.	0.1000		PERMEABILIDADES RELATIVAS A TRES FASES Y PARAMETROS DE LOS PUNTOS QUE FORMAN LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS AGUA-ACEITE Y GAS-ACEITE.
	S_{gi}	fracc.	0.0300		
	S_H (punto 1)	fracc.	0.1000		
	k_{rg} (punto 2)	fracc.	0.1000		
	S_o (punto 3)	fracc.	0.5200		
	k_{rg} (punto 3)	fracc.	0.0043		
	k_{rog} (punto 4)	fracc.	0.1100		
	k_{rg} (punto 4)	fracc.	0.0006		
	k_{rog} (punto 5)	fracc.	0.2500		
	k_{rg} (punto 5)	fracc.	0.0004		
	S_o (punto 6)	fracc.	0.7920		
	k_{rog} (punto 6)	fracc.	0.2900		
	k_{rg} (punto 6)	fracc.	0.00035		
	k_{rog} (punto 7)	fracc.	0.3500		
	k_{rg} (punto 7)	fracc.	0.0003		
	S_o (punto 8)	fracc.	0.8600		
	k_{rog} (punto 8)	fracc.	0.5000		
S_o (punto 9)	fracc.	0.8000			
S_o (punto 10)	fracc.	0.9200			
S_o (punto 11)	fracc.	0.9700			

6.3.2.1.1 Dimensiones de la malla.

1. Longitud de los bloques.

Las Tablas 6.25 y 6.26 presentan la longitud de los bloques en las direcciones X y Y, respectivamente, necesaria para obtener el ajuste del comportamiento primario. La Tabla 6.27 muestra los valores iniciales y de ajuste (finales), estos aumentaron en la parte exterior de los bloques para poder ajustar la historia de presión-producción sin violar los rangos medidos para los parámetros del yacimiento.

2. Espaciamiento entre los nodos de la malla.

La distribución del espaciamiento entre los nodos en las direcciones X y Y se muestra en las Tablas 6.28 y 6.29 respectivamente. La Tabla 6.30 presenta el cambio de patrones de espaciamiento entre los datos iniciales y los datos de ajuste de la historia de presión-producción. El espaciamiento entre los nodos en la dirección Z, no se modificó respecto a los datos iniciales durante el proceso de ajuste (Tabla 5.12 del Capítulo V).

6.3.2.1.2 Permeabilidades relativas.

La Tabla 6.31 muestra los datos con los que se simuló el mejor ajuste de la historia del comportamiento primario, incluyendo la información de los datos para el cálculo de las permeabilidades relativas a tres fases y de las curvas de permeabilidad relativa para sistemas agua-aceite y gas-aceite.

1. Curvas de permeabilidad relativa.

Al igual que los datos iniciales (Tabla 5.15 del Capítulo V), para el ajuste se proporcionaron 11 puntos de permeabilidad relativa (en estricto orden creciente de saturación de agua y de saturación de aceite).

En las Figuras 6.55 a la 6.58 se presentan en escala semi-logarítmica y normal, las curvas de permeabilidad relativa para sistemas agua-aceite y gas-aceite, necesarias para obtener el mejor ajuste del comportamiento de la relación gas-aceite de cada uno de los intervalos productores de los pozos y para simular el avance de los contactos gas-aceite, C_{g-o} , y agua-aceite, C_{w-o} .

2. Permeabilidad relativa a tres fases.

Con estos datos se calcula la información relativa a las permeabilidades relativas a tres fases (aplicando el método de Stone¹⁵²). Los cambios realizados a las variables iniciales durante el proceso de ajuste se listan a continuación:

a. Saturación inmóvil del agua en un sistema agua-aceite, S_{wi} , de 0.368 a 0.100. La curva de permeabilidad relativa al agua, k_{rw} , corta al eje de saturación de agua, S_w , en

TABLA 6.25 DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DE LA
 LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION
 X, m.

CAPA DE NODOS 1		1	2	3	4	5	6	Y
X	1							
	1		775.0	775.0				
	2		250.0	250.0				
	3		200.0	200.0				
	4		250.0	250.0				
	5		650.0	650.0				
	6		875.0	875.0				

CAPA DE NODOS 2		1	2	3	4	5	6
	1	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0
	2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
	3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
	4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
	5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
	6	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0

CAPA DE NODOS 3		1	2	3	4	5	6
	1	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0
	2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
	3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
	4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
	5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
	6	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0

CAPA DE NODOS 4		1	2	3	4	5	6
	1	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0
	2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
	3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
	4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
	5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
	6	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0

CAPA DE NODOS 5		1	2	3	4	5	6
	1	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0
	2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
	3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
	4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
	5	650.0	650.0	650.0	650.0	200.0	650.0
	6	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0

CAPA DE NODOS 6		1	2	3	4	5	6
	1	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0
	2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
	3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
	4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
	5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
	6	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0

TABLA 6.25 DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DE LA
 LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION
 X, m. (continuación).

CAPA DE NODOS 7							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0	
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	
6	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
6	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
6	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0	775.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0	650.0
6	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0

TABLA 6.26 DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DE LA
 LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION
 Y, m

CAPA DE NODOS 1		3	4	5	6	Y
X	1	2				
1		525.0	250.0			
2		525.0	250.0			
3		525.0	250.0			
4		525.0	250.0			
5		525.0	250.0			
6		525.0	250.0			

CAPA DE NODOS 2		3	4	5	6	
	1	2				
1	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
2	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
3	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
4	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
5	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
6	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0

CAPA DE NODOS 3		3	4	5	6	
	1	2				
1	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
2	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
3	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
4	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
5	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
6	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0

CAPA DE NODOS 4		3	4	5	6	
	1	2				
1	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
2	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
3	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
4	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
5	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
6	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0

CAPA DE NODOS 5		3	4	5	6	
	1	2				
1	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
2	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
3	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
4	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
5	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
6	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0

CAPA DE NODOS 6		3	4	5	6	
	1	2				
1	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
2	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
3	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
4	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
5	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
6	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0

**TABLA 6.26 DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DE LA
 LONGITUD DE LAS CELDAS EN LA DIRECCION
 Y, m. (continuación).**

CAPA DE NODOS 7							Y
X	1	2	3	4	5	6	
1	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0	
2	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0	
3	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0	
4	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0	
5	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0	
6	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
2	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
3	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
4	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
5	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
6	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
2	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
3	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
4	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
5	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
6	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
2	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
3	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
4	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
5	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0
6	1600.0	525.0	250.0	175.0	375.0	575.0

TABLA 6.27 COMPARACION DE LOS VALORES INICIALES Y DEL MEJOR AJUSTE DE LA LONGITUD EN LAS DIRECCIONES X y Y PARA LAS CELDAS DE LA MALLA, METROS.

DIRECCION	VALOR INICIAL	VALOR FINAL	CAPA	NODOS CAMBIADOS
X	275	775	1	1,7
			2	13, 19, 25, 31, 37, 43
			3	49, 55, 61, 67, 73, 79
			4	85, 91, 97, 103, 109, 115
			5	121, 127, 133, 139, 145, 151
			6	157, 163, 169, 175, 181, 187
			7	193, 199, 205, 211, 217, 223
			8	229, 235, 241, 247, 253, 259
			9	265, 271, 277, 283, 289, 295
			10	301, 307, 313, 319, 325, 331
X	375	875	1	6, 12
			2	18, 24, 30, 36, 42, 48
			3	54, 60, 66, 72, 78, 84
			4	90, 96, 102, 108, 114, 120
			5	126, 132, 138, 144, 150, 156
			6	162, 168, 174, 180, 186, 192
			7	198, 204, 210, 216, 222, 228
			8	234, 240, 246, 252, 258, 264
			9	270, 276, 282, 288, 294, 300
			10	306, 312, 318, 324, 330, 336
Y	825	1600	2	13-18
			3	49-54
			4	85-90
			5	121-126
			6	157-162
			7	193-198
			8	229-234
			9	265-270
			10	301-306
			Y	450
3	79-84			
4	115-120			
5	151-156			
6	187-192			
7	223-228			
8	259-264			
9	295-300			
10	331-336			

TABLA 6.28 DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DEL ESPACIAMIENTO ENTRE NODOS EN LA DIRECCION
 X, m

CAPA DE NODOS 1							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1		900.0	900.0				
2		225.0	225.0				
3		225.0	225.0				
4		450.0	450.0				
5		1200.0	1200.0				
6		0.0	0.0				

CAPA DE NODOS 2						
	1	2	3	4	5	6
1	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 3						
	1	2	3	4	5	6
1	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 4						
	1	2	3	4	5	6
1	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 5						
	1	2	3	4	5	6
1	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 6						
	1	2	3	4	5	6
1	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABLA 6.28 DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DEL ESPACIAMIENTO ENTRE NODOS EN LA DIRECCION X, m (CONTINUACION)

CAPA DE NODOS 7							Y
X	1	2	3	4	5	6	
1	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	
5	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0
2	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
3	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0
4	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
5	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0	1200.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABLA 6.29 DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DEL -
 ESPACIAMIENTO ENTRE NODOS EN LA DIREC
 CION Y, m .

CAPA DE NODOS 1

X	1	2	3	4	5	6	Y
1		775.0	0.0				
2		775.0	0.0				
3		775.0	0.0				
4		775.0	0.0				
5		775.0	0.0				
6		775.0	0.0				

CAPA DE NODOS 2

	1	2	3	4	5	6
1	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
2	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
3	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
4	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
5	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
6	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0

CAPA DE NODOS 3

	1	2	3	4	5	6
1	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
2	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
3	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
4	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
5	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
6	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0

CAPA DE NODOS 4

	1	2	3	4	5	6
1	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
2	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
3	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
4	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
5	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
6	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0

CAPA DE NODOS 5

	1	2	3	4	5	6
1	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
2	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
3	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
4	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
5	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
6	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0

CAPA DE NODOS 6

	1	2	3	4	5	6
1	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
2	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
3	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
4	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
5	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
6	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0

TABLA 6.29 DISTRIBUCION FINAL (DE AJUSTE) DEL -
 ESPACIAMIENTO ENTRE NODOS EN LA DIRECCION Y, m (continuación).

CAPA DE NODOS 7

X	1	2	3	4	5	6	Y
1	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0	
2	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0	
3	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0	
4	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0	
5	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0	
6	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0	

CAPA DE NODOS 8

	1	2	3	4	5	6
1	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
2	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
3	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
4	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
5	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
6	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0

CAPA DE NODOS 9

	1	2	3	4	5	6
1	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
2	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
3	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
4	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
5	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
6	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0

CAPA DE NODOS 10

	1	2	3	4	5	6
1	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
2	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
3	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
4	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
5	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0
6	1862.5	387.5	212.5	275.0	762.5	0.0

TABLA 6.30 COMPARACION DE LOS VALORES INICIALES Y DE MEJOR AJUSTE PARA LOS PATRONES DE ESPACIAMIENTO EN LAS DIRECCIONES X y Y ENTRE LOS NODOS, METROS

DIRECCION	VALOR INICIAL	VALOR FINAL	CAPA	NODOS CAMBIADOS
X	400	900	1	1,7
			2	13, 19, 25, 31, 37, 43
			3	49, 55, 61, 67, 73, 79
			4	85, 91, 97, 103, 109, 115
			5	121, 127, 133, 139, 145, 151
			6	157, 163, 169, 175, 181, 187
			7	193, 199, 205, 211, 217, 223
			8	229, 235, 241, 247, 253, 259
			9	265, 271, 277, 283, 289, 295
			10	301, 307, 313, 319, 325, 331
X	700	1200	1	5, 11
			2	17, 23, 29, 35, 41, 47
			3	53, 59, 65, 71, 77, 83
			4	89, 95, 101, 107, 113, 119
			5	125, 131, 137, 143, 149, 155
			6	161, 167, 173, 179, 185, 191
			7	197, 203, 209, 215, 221, 227
			8	233, 239, 245, 251, 257, 263
			9	269, 275, 281, 287, 293, 299
			10	305, 311, 317, 323, 329, 335
Y	1087,5	1862,5	2	13-18
			3	49-54
			4	85-90
			5	121-126
			6	157-162
			7	193-198
			8	229-234
			9	265-270
			10	301-306
			Y	637,5
3	73-78			
4	109-114			
5	145-150			
6	181-186			
7	217-222			
8	253-258			
9	289-294			
10	325-330			

**TABLA 6.31 DATOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA SISTEMAS
 AGUA-ACEITE Y GAS-ACEITE PARA EL MEJOR AJUSTE
 DE LA HISTORIA PRESION-PRODUCCION.**

C * PERMEABILIDAD RELATIVA A TRES FASES *

1TRIPERM 0. 100, 0. 168, 0. 030, 0. 380/

C * DATOS DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA *

PERMEREL 1, 0. 100, 0. 00001, 1. 000, 0. 380, 0. 0067, 0. 550/

PERMEREL 2, 0. 546, 0. 161, 0. 065, 0. 460, 0. 018, 0. 018/

PERMEREL 3, 0. 557, 0. 177, 0. 060, 0. 520, 0. 031, 0. 0043/

PERMEREL 4, 0. 617, 0. 232, 0. 022, 0. 675, 0. 110, 0. 00060/

PERMEREL 5, 0. 654, 0. 271, 0. 013, 0. 774, 0. 250, 0. 00040/

PERMEREL 6, 0. 696, 0. 306, 0. 0062, 0. 792, 0. 290, 0. 00035/

PERMEREL 7, 0. 733, 0. 339, 0. 0028, 0. 820, 0. 350, 0. 000300/

PERMEREL 8, 0. 767, 0. 375, 0. 0014, 0. 860, 0. 500, 0. 000250/

PERMEREL 9, 0. 794, 0. 393, 0. 00066, 0. 880, 0. 670, 0. 000200/

PERMEREL 10, 0. 815, 0. 405, 0. 00029, 0. 920, 0. 800, 0. 000170/

PERMEREL 11, 0. 832, 0. 408, 0. 00001, 0. 970, 1. 000, 0. 00010/

PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA - ACEITE
YACIMIENTO AKAL CAMPO CANTARELL

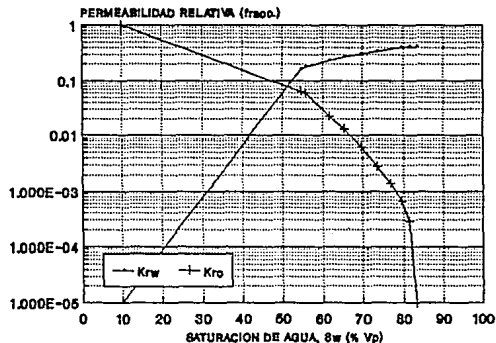


FIG. 6.66 CURVAS DE K_{rw} Y K_{ro} CONTRA S_w
PARA EL AJUSTE DE HISTORIA

PERMEABILIDAD RELATIVA GAS - ACEITE
YACIMIENTO AKAL CAMPO CANTARELL

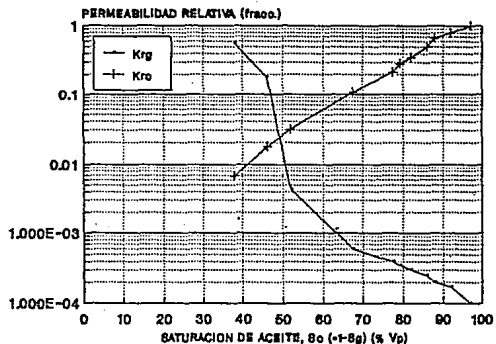


FIG. 6.68 CURVAS DE K_{rg} Y K_{ro} CONTRA S_o
PARA EL AJUSTE DE HISTORIA

PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA - ACEITE
YACIMIENTO AKAL CAMPO CANTARELL

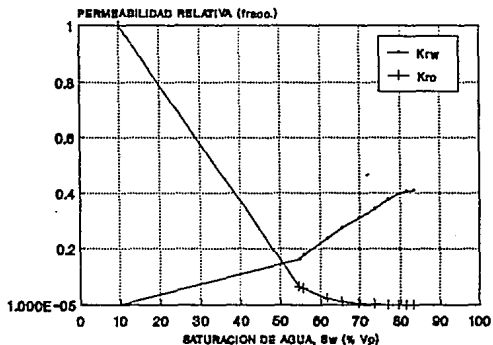


FIG. 6.67 CURVAS DE K_{rw} Y K_{ro} CONTRA S_w
PARA EL AJUSTE DE HISTORIA

PERMEABILIDAD RELATIVA GAS - ACEITE
YACIMIENTO AKAL CAMPO CANTARELL

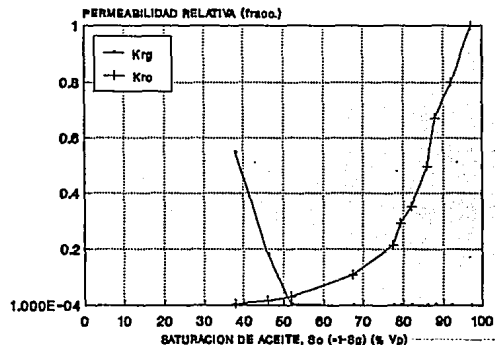


FIG. 6.68 CURVAS DE K_{rg} Y K_{ro} CONTRA S_o
PARA EL AJUSTE DE HISTORIA

10 % (Figuras 6.55 y 6.57).

b. saturación inmóvil del gas en un sistema gas-aceite, S_{gi} , de 0.00 a 0.03. La curva de permeabilidad relativa al gas, k_{rg} , corta al eje de saturación de aceite, S_o , en 97 % (Figuras 6.56 y 6.58). En la referencia 125 se presenta la estimación de esta saturación inmóvil del gas o saturación crítica de gas, S_{gi} o S_{gc} , siendo igual a 0.02 (2 %), obtenida a partir del análisis de los datos recopilados en el levantamiento de presiones en el campo Cantarell durante el período de mayo a junio de 1981.

La saturación inmóvil del aceite en un sistema agua-aceite, S_{ovi} , y la saturación inmóvil del aceite en un sistema gas-aceite, S_{ogi} , no se cambiaron durante el proceso de ajuste, conservando sus valores de 0.168 y 0.380, respectivamente.

6.3.2.1.3 Porosidad, ϕ .

La Tabla 6.32 muestra la distribución de la porosidad en las celdas de la malla. Estos valores de porosidad son los que permitieron obtener el ajuste final del comportamiento de la historia de presión-producción para cada intervalo de los pozos productores. La comparación de los valores iniciales y los de mejor ajuste de esta variable en las celdas de la malla se presentan en la Tabla 6.33.

6.3.2.1.4 Saturaciones de fluidos, S_f .

Las Tablas 6.34 y 6.35 presentan la distribución final (de ajuste) de las saturaciones iniciales de aceite y agua, respectivamente, en fracción, para cada una de las celdas de la malla. A condiciones iniciales de presión y temperatura, el yacimiento se encontraba en la etapa de bajasaturación por lo que la saturación de gas en cada bloque de la malla es igual a cero. La comparación de los datos iniciales y de los valores finales (obtenidos en el proceso de ajuste) para las saturaciones de aceite y agua, se muestran en la Tabla 6.36.

6.3.2.1.5 Permeabilidades absolutas ponderadas al volumen poroso, k .

Para realizar el ajuste del comportamiento primario de cada pozo, se consideró que la permeabilidad absoluta ponderada al volumen poroso en la dirección X es igual a la de la dirección Y. Las Tablas 6.37 y 6.38 muestran la distribución final de las permeabilidades absolutas ponderadas al volumen poroso en cada celda de la malla para las direcciones X-Y (como se comentó en la Sección 5.5.6.3.3 del Capítulo V, el yacimiento se considera isotrópico en la dirección horizontal) y Z, respectivamente.

En la Tabla 6.39 se presenta la relación de los valores iniciales y los de ajuste final para las permeabilidades absolutas ponderadas al volumen poroso en las tres direcciones.

TABLA 6.32 DISTRIBUCION DE LA POROSIDAD EN LAS CELDAS
 DE LA MALLA PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA -
 HISTORIA PRESION-PRODUCCION, FRACC.

CAPA DE NODOS 1							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1		0.130	0.130				
2		0.130	0.130				
3		0.130	0.130				
4		0.130	0.130				
5		0.130	0.130				
6		0.130	0.130				

CAPA DE NODOS 2						
	1	2	3	4	5	6
1	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
2	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
3	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
4	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
5	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
6	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130

CAPA DE NODOS 3						
	1	2	3	4	5	6
1	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
2	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
3	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
4	0.130	0.015	0.130	0.130	0.130	0.130
5	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
6	0.130	0.130	0.130	0.130	0.118	0.130

CAPA DE NODOS 4						
	1	2	3	4	5	6
1	0.130	0.130	0.130	0.130	0.020	0.130
2	0.130	0.130	0.130	0.130	0.168	0.130
3	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
4	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
5	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130
6	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130

CAPA DE NODOS 5						
	1	2	3	4	5	6
1	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
2	0.015	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
3	0.126	0.126	0.126	0.033	0.126	0.126
4	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
5	0.126	0.126	0.126	0.126	0.090	0.126
6	0.126	0.126	0.126	0.126	0.020	0.126

CAPA DE NODOS 6						
	1	2	3	4	5	6
1	0.113	0.113	0.113	0.113	0.113	0.113
2	0.113	0.113	0.113	0.113	0.113	0.113
3	0.113	0.113	0.113	0.113	0.113	0.113
4	0.113	0.113	0.075	0.113	0.113	0.113
5	0.113	0.113	0.015	0.113	0.113	0.113
6	0.113	0.113	0.113	0.113	0.113	0.113

TABLA 6.32 DISTRIBUCION DE LA POROSIDAD EN LAS CELDAS
 DE LA MALLA PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA -
 HISTORIA PRESION-PRODUCCION, FRACC.
 (continuación).

CAPA DE NODOS 7

X	1	2	3	4	5	6	Y
1	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	
2	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	
3	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	
4	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	
5	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	
6	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	

CAPA DE NODOS 8

	1	2	3	4	5	6
1	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
2	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
3	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
4	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
5	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
6	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070

CAPA DE NODOS 9

	1	2	3	4	5	6
1	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
2	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
3	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
4	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
5	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
6	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070

CAPA DE NODOS 10

	1	2	3	4	5	6
1	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
2	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
3	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
4	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
5	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
6	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040

TABLA 6.33 COMPARACION DE LOS VALORES INICIALES Y DE MEJOR AJUSTE PARA LA DISTRIBUCION DE LA POROSIDAD EN LAS CELDAS DE LA MALLA, FRACC.

VALOR INICIAL	VALOR DE AJUSTE	CAPA	NODOS CAMBIADOS
0.130	0.150	3	58
0.130	0.118	3	78
0.126	0.130	4	85-108, 111-120
0.126	0.020	4	109
0.126	0.168	4	110
0.110	0.126	5	121, 123-140, 142-148, 151-156
0.110	0.015	5	122
0.110	0.033	5	141
0.110	0.090	5	149
0.110	0.020	5	150
0.100	0.113	6	157-171, 174-192
0.100	0.075	6	172
0.100	0.015	6	173
0.080	0.070	7	193-228
0.080	0.070	8	229-264
0.080	0.070	9	265-300
0.080	0.040	10	301-336

TABLA 6.34 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION
 DE ACEITE EN LAS CELDAS DE LA MALLA -
 PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA -
 DE PRESION-PRODUCCION, FRACC.

CAPA DE NODOS 1

X	1	2	3	4	5	6	Y
1		0.9000	0.9000				
2		0.9000	0.9000				
3		0.9000	0.9000				
4		0.9000	0.9000				
5		0.9000	0.9000				
6		0.9000	0.9000				

CAPA DE NODOS 2

	1	2	3	4	5	6
1	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
2	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
3	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
4	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
5	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
6	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000

CAPA DE NODOS 3

	1	2	3	4	5	6
1	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
2	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
3	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
4	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
5	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
6	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000

CAPA DE NODOS 4

	1	2	3	4	5	6
1	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
2	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
3	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
4	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
5	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
6	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000

CAPA DE NODOS 5

	1	2	3	4	5	6
1	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
2	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
3	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
4	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
5	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
6	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000

CAPA DE NODOS 6

	1	2	3	4	5	6
1	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
2	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
3	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
4	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
5	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
6	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000

TABLA 6.34 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION DE ACEITE EN LAS CELDAS DE LA MALLA - PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA - DE PRESION-PRODUCCION, FRACC. (continuación).

CAPA DE NODOS 7

X	1	2	3	4	5	6	Y
1	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	
2	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	
3	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	
4	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	
5	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	
6	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	

CAPA DE NODOS 8

	1	2	3	4	5	6
1	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
2	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
3	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
4	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
5	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
6	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000

CAPA DE NODOS 9

	1	2	3	4	5	6
1	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000
2	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000
3	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000
4	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000
5	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000
6	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000

CAPA DE NODOS 10

	1	2	3	4	5	6
1	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
2	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
3	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
4	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
5	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
6	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000

TABLA 6.35 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION DE
 AGUA EN LAS CELDAS DE LA MALLA PARA EL -
 MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION-
 PRODUCCION, FRACC.

CAPA DE NODOS 1							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1		0.10	0.10				
2		0.10	0.10				
3		0.10	0.10				
4		0.10	0.10				
5		0.10	0.10				
6		0.10	0.10				

CAPA DE NODOS 2						
	1	2	3	4	5	6
1	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
2	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
3	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
4	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
5	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
6	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10

CAPA DE NODOS 3						
	1	2	3	4	5	6
1	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
2	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
3	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
4	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
5	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
6	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10

CAPA DE NODOS 4						
	1	2	3	4	5	6
1	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
2	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
3	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
4	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
5	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
6	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10

CAPA DE NODOS 5						
	1	2	3	4	5	6
1	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
2	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
3	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
4	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
5	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
6	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10

CAPA DE NODOS 6						
	1	2	3	4	5	6
1	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
2	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
3	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
4	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
5	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
6	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10

TABLA 6.35 DISTRIBUCION INICIAL DE LA SATURACION DE AGUA EN LAS CELDAS DE LA MALLA PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION, FRACC. (continuación).

CAPA DE NODOS 7							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
2	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
3	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
4	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
5	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
6	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
2	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
3	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
4	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
5	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
6	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
2	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
3	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
4	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
5	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
6	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
2	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
3	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
4	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
5	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
6	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90

TABLA 6.36 COMPARACION DE LOS VALORES INICIALES Y FINALES OBTENIDOS EN EL AJUSTE PARA LA DISTRIBUCION DE LA SATURACION DE FLUIDOS EN LAS CELDAS DE LA MALLA, FRACC.

S_o		S_H		CAPA	NODOS CAMBIADOS
VALOR INICIAL	VALOR DE AJUSTE	VALOR INICIAL	VALOR DE AJUSTE		
0.63	0.90	0.37	0.10	1	1-12
0.63	0.90	0.37	0.10	2	13-48
0.63	0.90	0.37	0.10	3	49-84
0.62	0.90	0.38	0.10	4	85-120
0.61	0.90	0.39	0.10	5	121-156
0.60	0.90	0.40	0.10	6	157-192
0.50	0.90	0.50	0.10	7	193-228
0.40	0.90	0.60	0.10	8	229-264
0.10	0.20	0.90	0.00	9	265-300
0.05	0.10	0.95	0.90	10	301-336

TABLA 6.37 DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA
 EN LAS CELDAS DE LA MALLA EN LAS DIRECCIO
 NES X - Y, PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HIS
 TORIA DE PRESION-PRODUCCION; md

(PONDERADA AL V_p , PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA)

CAPA DE NODOS 1

X	1	2	3	4	5	6	Y
1		8575.0	8575.0				
2		8575.0	8575.0				
3		8575.0	8575.0				
4		8575.0	8575.0				
5		8575.0	8575.0				
6		8575.0	8575.0				

CAPA DE NODOS 2

	1	2	3	4	5	6
1	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0
2	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0
3	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0
4	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0
5	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0
6	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0

CAPA DE NODOS 3

	1	2	3	4	5	6
1	8575.0	8575.0	8575.0	9575.0	9575.0	8575.0
2	8575.0	8575.0	8575.0	9575.0	9575.0	8575.0
3	8575.0	700.0	8575.0	9575.0	9575.0	8575.0
4	8575.0	700.0	8575.0	9575.0	9575.0	8575.0
5	8575.0	700.0	8575.0	9575.0	9575.0	8575.0
6	8575.0	8575.0	8575.0	9575.0	9999.0	8575.0

CAPA DE NODOS 4

	1	2	3	4	5	6
1	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	500.0	8575.0
2	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	9999.0	8575.0
3	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0
4	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0
5	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0
6	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0	8575.0

CAPA DE NODOS 5

	1	2	3	4	5	6
1	4375.0	4375.0	4375.0	4375.0	4375.0	4375.0
2	500.0	4375.0	4375.0	4375.0	4375.0	4375.0
3	4375.0	4375.0	4375.0	3000.0	4375.0	4375.0
4	4375.0	4375.0	4375.0	4375.0	1000.0	1000.0
5	4375.0	4375.0	4375.0	1000.0	1000.0	1000.0
6	4375.0	4375.0	4375.0	1000.0	1000.0	1000.0

CAPA DE NODOS 6

	1	2	3	4	5	6
1	3575.0	3575.0	3575.0	3575.0	3575.0	3575.0
2	3575.0	3575.0	3575.0	3575.0	3575.0	3575.0
3	3575.0	3575.0	500.0	3575.0	3575.0	3575.0
4	3575.0	3575.0	500.0	3575.0	3575.0	3575.0
5	3575.0	3575.0	500.0	3575.0	3575.0	3575.0
6	3575.0	3575.0	3575.0	3575.0	3575.0	3575.0

TABLA 6.37 DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA EN LAS CELDAS DE LA MALLA EN LAS DIRECCIONES X - Y, PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION, md (continua ción).

(PONDERADA AL V_p , PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA)

CAPA DE NODOS 7							Y
X	1	2	3	4	5	6	
1	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	
2	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	
3	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	
4	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	
5	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	
6	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
2	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
3	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
4	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
5	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
6	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
2	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
3	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
4	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
5	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
6	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
2	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
3	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
4	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
5	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
6	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0

TABLA 6.38 DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA EN LAS CELDAS DE LA MALLA EN LA DIRECCION Z PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION-PRODUCCION, md.

(PONDERADA AL Vp, PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA)

CAPA DE NODOS 1		1	2	3	4	5	6	Y
X	1	2	3	4	5	6		
	1	4750.0	4750.0					
	2	4750.0	4750.0					
	3	4750.0	4750.0					
	4	4750.0	4750.0					
	5	4750.0	4750.0					
	6	4750.0	4750.0					

CAPA DE NODOS 2		1	2	3	4	5	6
	1	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0
	2	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0
	3	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0
	4	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0
	5	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0
	6	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0

CAPA DE NODOS 3		1	2	3	4	5	6
	1	4750.0	4750.0	4750.0	6000.0	6000.0	4750.0
	2	4750.0	4750.0	4750.0	6000.0	6000.0	4750.0
	3	4750.0	4750.0	4750.0	6000.0	6000.0	4750.0
	4	4750.0	350.0	4750.0	6000.0	6000.0	4750.0
	5	4750.0	4750.0	4750.0	6000.0	6000.0	4750.0
	6	4750.0	4750.0	4750.0	6000.0	7000.0	4750.0

CAPA DE NODOS 4		1	2	3	4	5	6
	1	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	200.0	4750.0
	2	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	5000.0	4750.0
	3	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0
	4	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0
	5	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0
	6	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0

CAPA DE NODOS 5		1	2	3	4	5	6
	1	2188.0	2188.0	2188.0	2188.0	2188.0	2188.0
	2	200.0	2188.0	2188.0	2188.0	2188.0	2188.0
	3	2188.0	2188.0	2188.0	2000.0	2188.0	2188.0
	4	2188.0	2188.0	2188.0	2188.0	500.0	500.0
	5	2188.0	2188.0	2188.0	500.0	500.0	500.0
	6	2188.0	2188.0	2188.0	500.0	500.0	500.0

CAPA DE NODOS 6		1	2	3	4	5	6
	1	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0
	2	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0
	3	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0
	4	2375.0	2375.0	200.0	2375.0	2375.0	2375.0
	5	2375.0	2375.0	200.0	2375.0	2375.0	2375.0
	6	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0	2375.0

**TABLA 6.38 DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA
 EN LAS CELDAS DE LA MALLA EN LA DIRECCION
 Z PARA EL MEJOR AJUSTE DE LA HISTORIA DE
 PRESION-PRODUCCION, md. (continuación).**

(PONDERADA AL Vp, PROMEDIO MATRIZ-FRACTURA)

CAPA DE NODOS 7							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	
3	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	
5	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	
6	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
6	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
6	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
2	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
3	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
4	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
5	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
6	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0

TABLA 6.39 COMPARACION DE LOS VALORES INICIALES Y FINALES OBTENIDOS EN EL AJUSTE
PARA LAS PERMEABILIDADES ABSOLUTAS EN LAS DIRECCIONES X o Y y Z, md.

VALOR INICIAL	k_x o k_y	VALOR DE AJUSTE	k_z	CAPA	NODOS CAMBIADOS	
	VALOR INICIAL		VALOR DE AJUSTE			
4096		8575	2045	4750	1	1-3, 7-9
5650		8575	3650	4750	1	4-6, 10-12
5375		8575	2650	4750	2	13-40
4371		8575	2150	4750	3	49-57, 59, 60-66, 79-84
4371		700	2150	350	3	58
5375		9575	2650	6000	3	67-77
5375		9999	2650	7000	3	78
1329		8575	665	4750	4	85-87
1960		8575	980	4750	4	88-96
4371		8575	2186	4750	4	97-102
3304		8575	1652	4750	4	103, 111, 115-117
5375		8575	2680	4750	4	104-106
2518		8575	1259	4750	4	107
3798		8575	1899	4750	4	108, 114, 120
3304		500	1652	200	4	109
3304		9999	1652	5000	4	110
2015		8575	1000	4750	4	112-113, 118-119
4205		4375	2103	2100	5	121, 123
4205		500	2103	200	5	122
1960		4375	980	2100	5	124-132
2518		4375	1259	2100	5	133-138
2015		4375	1000	2100	5	139, 145, 151
4590		4375	2295	2100	5	140, 142
4590		3000	1652	2000	5	141
2518		1000	1259	500	5	143
1876		1000	930	500	5	144, 150, 156
3304		4375	1652	2100	5	146, 147, 152, 153
2021		1000	1411	500	5	148, 149, 154, 155
4205		3575	2103	2375	6	157-159
1960		3575	980	2375	6	160-160
1876		3575	930	2375	6	169-170
1876		3575	930	2375	6	171
1876		500	930	200	6	171-173
2015		3575	1000	2375	6	175, 181, 187
1876		3575	930	2375	6	174, 179, 180, 186, 192
4590		3575	2295	2375	6	176-178
3304		3575	1652	2375	6	182, 183, 188, 189
2578		3575	1289	2375	6	184, 185, 190, 191
938		500	938	250	7	193-228
938		500	938	250	8	229-264
938		500	938	250	9	265-300
938		500	938	250	10	301-336

6.3.2.2 Parámetros estadísticos de dispersión empleados.

Para comparar cuantitativamente los datos medidos en campo y los resultados obtenidos con el modelo SIMPCO para el mejor ajuste, se determinaron para cada gráfica de presión y de relación gas-aceite de cada uno de los intervalos productores de los pozos, algunos parámetros estadísticos.

La decisión de qué medida de dispersión debe aplicarse al grupo de datos u observaciones, toma en cuenta el uso que se le dará a los datos, conociendo de antemano las ventajas y desventajas de cada una de las medidas (media, rango, desviación media, varianza y la desviación estándar) en relación a su determinación e interpretación¹⁶⁸. De acuerdo a lo anterior se seleccionó a la desviación estándar, DE, como parámetro estadístico de dispersión, siendo ésta:

$$DE = \left[\frac{\sum_{i=1}^{\text{No. datos}} (E_{\text{prom}} - E_i)^2}{(\text{No. datos})^2} \right]^{0.5} \quad (6.5)$$

por lo que el mejor método de análisis que mejor se ajuste a las condiciones reales, tendrá en la mayoría de los casos el mínimo valor de éste parámetro.

Para la determinación del error calculado en porcentaje, E_i , y el error porcentual promedio o diferencia, E_{prom} , por ejemplo entre los valores de las presiones calculadas y las reales se emplearon las expresiones siguientes:

$$E_i = \frac{P_{\text{calc}} - P_{\text{real}}}{P_{\text{real}}} \times 100 \quad (6.6)$$

$$E_{\text{prom}} = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{\text{No. datos}} \quad (6.7)$$

si $E_{\text{prom}} > 0$, se calcularon valores de presión mayores que los reales.

6.3.2.3 Comparación de los datos medidos en campo y los resultados obtenidos del ajuste para cada intervalo productor de los pozos.

A continuación se presenta el mejor ajuste que se obtuvo para cada intervalo productor de los pozos, mostrando las comparaciones entre los datos medidos y los calculados con el modelo para la presión, la relación gas-aceite, y la producción de gas natural, para el período de la

historia que comprende de enero de 1980 a diciembre de 1984.

Las diferencias en el ajuste se pueden deber al efecto de fracturas naturales del yacimiento Akal, las cuáles no se consideran en el simulador SIMPCO que es un modelo composicional de porosidad simple o convencional (no fracturado), por lo que, en consecuencia se tiene que el desplazamiento de los fluidos del yacimiento, es más eficiente en la zona de estudio del yacimiento real que en el modelo, siendo en éste la eficiencia de barrido vertical E_v , menor que en el yacimiento real.

En la Sección 5.5.2 del Capítulo V, se explica la validez en cuanto a que el comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado se puede simular como un sistema de porosidad simple¹⁵⁴⁻¹⁶⁰.

6.3.2.3.1 Ajuste del comportamiento primario para el pozo Cantarell 51 (CANT51).

Las Figuras 6.59, 6.60 y 6.28 presentan la comparación de los datos medidos en campo y de los calculados con el modelo SIMPCO¹⁵⁰ para la presión, p , la relación gas-aceite, RGA, y la producción de gas natural, respectivamente. El nivel medio del intervalo productor se encuentra a una profundidad de 1293 mvbnm (CANT51). El ajuste de la historia de presión-producción involucra dos períodos de tiempo, el primero de enero de 1980 a julio de 1981 (cerrando el pozo en agosto de este último año), en el cual se observa para la presión un ajuste excelente con un error promedio, E_{prom} , del 0.02 % y una desviación estándar, DE, del 0.3 y para la relación gas-aceite un ajuste con una diferencia, E_{prom} , del 3.5 % y una desviación estándar del 3.4.

El segundo período de producción comprende de diciembre de 1982 a mayo de 1983, observando que no se contó con datos de presión medida para los meses de diciembre de 1982 y de enero de 1983. Por otro lado, los ajustes para la presión y la relación gas-aceite en este período, mostraron errores promedio del -2.0 % y 0.02 %, respectivamente, y desviaciones estándar del 2.4 y 0.6, respectivamente.

6.3.2.3.2 Ajustes de historia para el pozo Cantarell 73-A (CAN73A).

Las Figuras 6.61, 6.62 y 6.33 muestran la comparación de la presión, de la relación gas-aceite y de la producción de gas, respectivamente, para un período que comprende de julio de 1980 a diciembre de 1984. La profundidad al nivel medio del intervalo productor es de 1633 mvbnm (CAN73A). Se observa que de julio a septiembre de 1980, para la presión, p , no se presentan datos de medición, y de octubre de 1980 a febrero del año siguiente, existe una gran diferencia, E_{prom} , entre los valores medidos y los calculados para la presión e igual al 6.5 % y un error promedio, E_{prom} , para la relación gas-aceite del -6 %, siendo la desviación estándar de 5.9 y 4.8, respectivamente.

**COMPARACION DE PRESION
CANTARELL 51 (LJK-5,3,1)**

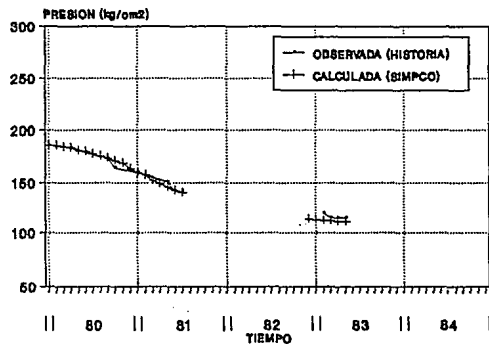


FIG. 6.69 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 51

**COMPARACION DE LA R.G.A.
CANTARELL 51 (LJK-5,3,1)**

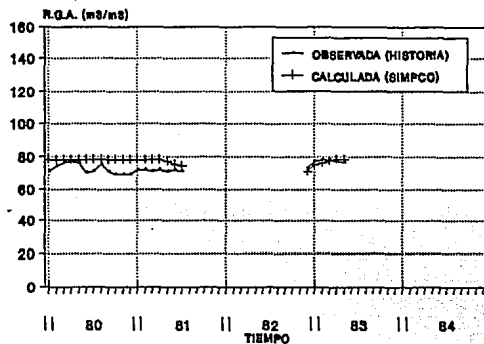


FIG. 6.80 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 51

**COMPARACION DE PRESION
CANTARELL 73-A (LJK-3,4,3)**

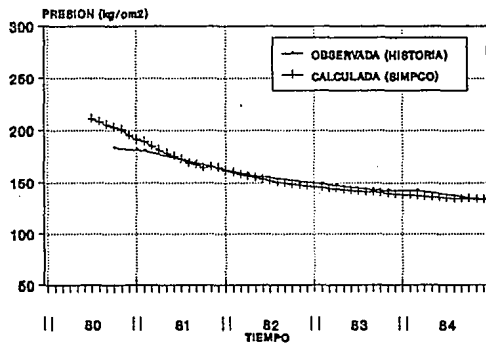


FIG. 6.81 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 73-A

**COMPARACION DE LA R.G.A.
CANTARELL 73-A (LJK-3,4,3)**

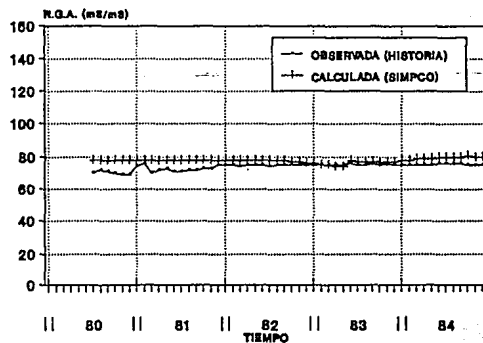


FIG. 6.82 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 73-A

De marzo de 1981 a diciembre de 1985 se observa en general un ajuste de historia aceptable con las diferencias o errores promedio del -3 % y de 1.8 % para la presión y la relación gas-aceite respectivamente, y con una desviación estándar de 2.5 y 3.5 en forma respectiva.

6.3.2.3.3 Ajustes de historia para los intervalos productores del pozo Cantarell 71 (CANT71 y CAN71A).

Las Figuras 6.63, 6.64 y 6.38 muestran la comparación entre los datos medidos y los calculados con el modelo SIMPCO, para la presión, la relación gas-aceite y la producción de gas natural, respectivamente. Estos datos y resultados están referenciados a una profundidad de 1278 mvbnm que corresponde al nivel medio del intervalo productor (CANT71). La comparación se presenta en el período comprendido de marzo de 1980 a febrero de 1981, en el que se obtuvieron buenos ajustes de la presión, p (error promedio de 1 % y desviación estándar de 0.9), y de la relación gas-aceite (error promedio del 3 % y desviación estándar del 3.3).

En las Figuras 6.65, 6.66 y 6.43 se presenta el ajuste de la historia de presión-producción para este mismo pozo, pero reparado (profundizado) en otro intervalo productor localizado a 1618 mvbnm al nivel medio del intervalo (CAN71A). La historia involucra dos períodos de producción, que comprenden de julio de 1981 a mayo de 1982 (cerrando el pozo en junio de este año) y de agosto a diciembre de 1984. Se observa la ausencia de los datos de presión medida para los meses de mayo de 1982 y de agosto a diciembre de 1984. Es fácil apreciar que en el período en que se compararon los datos medidos y los calculados con el modelo (de julio de 1981 a mayo de 1982), existe un ajuste excelente en cuanto a la presión (error promedio del 0.01 % y desviación estándar 0.2), y la relación gas-aceite (diferencia de 0.8 % y desviación estándar de 1.4). Sin embargo, para el período de agosto a diciembre de 1984 la comparación de la relación gas-aceite, presenta un error promedio del 6 % y una desviación estándar, DE, de 6.3).

6.3.2.3.4 Ajustes de historia para el pozo Cantarell 31 (CANT31).

Para este pozo se presenta una profundidad al nivel medio del intervalo productor de 1664 mvbnm (CANT31). En las Figuras 6.67, 6.68 y 6.48 se muestra la historia de presiones, de la relación gas-aceite y de la producción de gas, comparadas con los resultados que calculó el simulador SIMPCO, respectivamente. Esta historia comprende de febrero de 1981 a diciembre de 1984, en donde se observa un ajuste aceptable del comportamiento por agotamiento primario para el pozo, teniendo para la presión y la relación gas-aceite, una diferencia E_{prom} , entre los valores medidos y los calculados del -3.1 % y 3.0 %, respectivamente, y una desviación estándar, DE, para ambos del 2.6.

6.3.2.3.5 Ajustes del comportamiento primario para el pozo Cantarell 53 (CANT53).

**COMPARACION DE PRESION
CANTARELL 71 (LJK-4,2,1)**

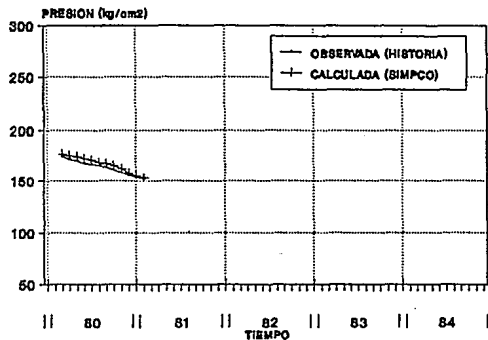


FIG. 8.68 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 71

**COMPARACION DE LA R.G.A.
CANTARELL 71 (LJK-4,2,1)**

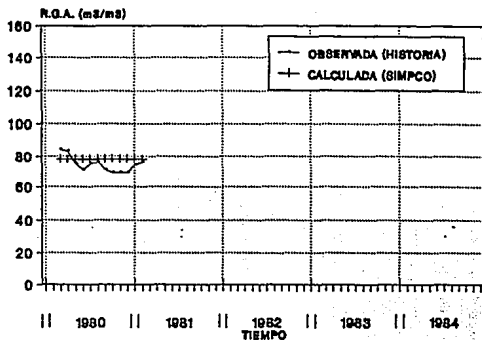


FIG. 8.64 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 71

**COMPARACION DE PRESION
CANTARELL 71-A (LJK-4,2,3)**

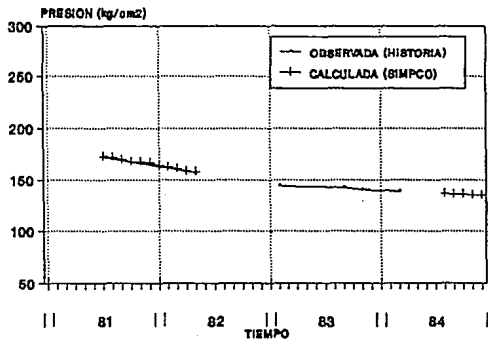


FIG. 8.66 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 71-A

**COMPARACION DE LA R.G.A.
CANTARELL 71-A (LJK-4,2,3)**

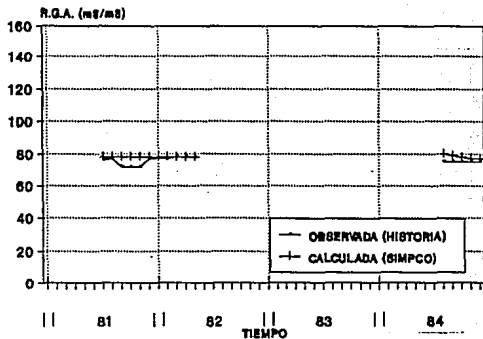


FIG. 8.66 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 71-A

La comparación entre los valores observados y los calculados para la presión, la relación gas-aceite y la producción de gas natural, se muestran en las Figuras 6.69, 6.70 y 6.53, respectivamente. La profundidad al nivel medio del intervalo productor es de 1640 mvbnm (CANT53) perteneciente a la formación del Cretácico Superior.

El período de ajuste comprende de noviembre de 1980 a diciembre de 1984. En las figuras anteriores se observa el mejor ajuste obtenido para el periodo comprendido entre noviembre de 1980 y julio del siguiente año, tanto para la presión (error promedio del 8 % y desviación estándar del 6.5), como para la relación gas-aceite (diferencia y desviación estándar de 5.2 % y 8.7, respectivamente). Sin embargo, de agosto de 1981 a diciembre de 1984 se obtuvieron ajustes aceptables del comportamiento primario para este pozo, teniendo un error promedio y una desviación estándar del 2.5 % y 3.4, respectivamente, para la presión y una diferencia y desviación estándar de 2 % y 4.3, respectivamente, para la relación gas-aceite.

6.3.3 Propiedades iniciales del fluido, distribución de presiones y de volúmenes porosos total y con hidrocarburos.

6.3.3.1 Propiedades iniciales del fluido del yacimiento.

Algunas propiedades del fluido del yacimiento, calculadas por el simulador SIMPCO a las condiciones iniciales de presión, temperatura y composición son:

Densidad inicial de la fase aceite	= 0.7177 gr/cm ³
Viscosidad inicial de la fase aceite	= 6.4523 cp
Masa molecular inicial de la fase aceite	= 152.4597 gr/molg

La comparación entre la densidad calculada y la medida en el laboratorio se presenta en la Figura 6.3. La densidad inicial de la fase aceite experimental reportada es de 0.7902 gr/cm³. La comparación entre la viscosidad calculada y la medida en laboratorio se muestra en la Figura 6.13. La viscosidad inicial de la fase aceite experimental reportada por el laboratorio es de 6.4810 cp. Asimismo, la masa molecular inicial de la fase aceite reportada en el análisis PVT es de 154 gr/molg. Los datos medidos en el laboratorio corresponden al análisis PVT del pozo Cantarell 8⁶².

6.3.3.2 Distribución inicial de presión y presión de saturación.

Con los datos del ajuste de la historia de presión-producción y con los datos del pozo de referencia (Sección 5.5.6.1.7 del Capítulo V), el modelo SIMPCO proporcionó la distribución inicial de la presión para cada celda de la malla, representativas de la región en estudio al 31 de diciembre de 1979. La Tabla 6.40 muestra esta distribución en donde se observa la presión de referencia de 185.60 kg/cm², medida a una profundidad de 1292.5 mvbnm (coordenadas I,J,K = 5,3,1) que representa el nivel medio del intervalo productor para el pozo Cantarell 51.

COMPARACION DE LA PRESION
CANTARELL 31 (LJK-6,5,3)

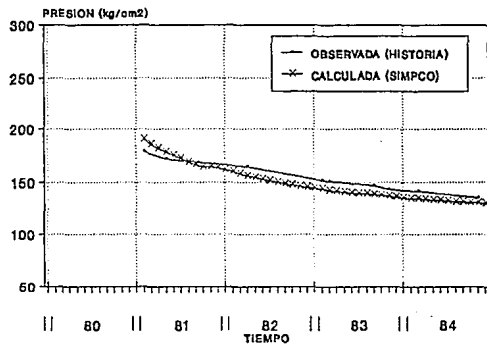


FIG. 6.67 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION
CANTARELL 31

COMPARACION DE LA R.G.A.
CANTARELL 31 (LJK-6,5,3)

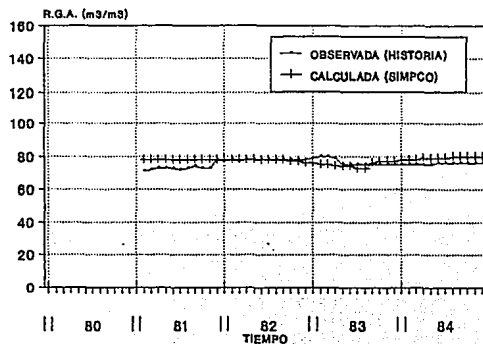


FIG. 6.68 COMPARACION DE LA R.G.A.
CANTARELL 31

COMPARACION DE LA PRESION
CANTARELL 63 (LJK-6,5,3)

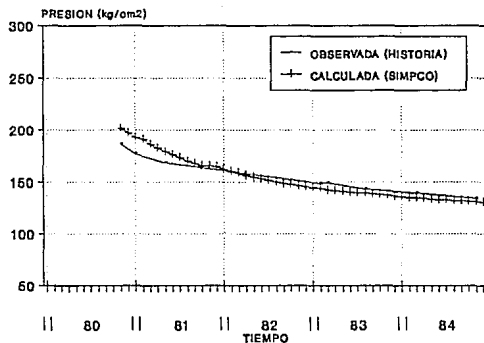


FIG. 6.69 COMPARACION DE LA PRESION
CANTARELL 63

COMPARACION DE LA R.G.A.
CANTARELL 63 (LJK-6,5,3)

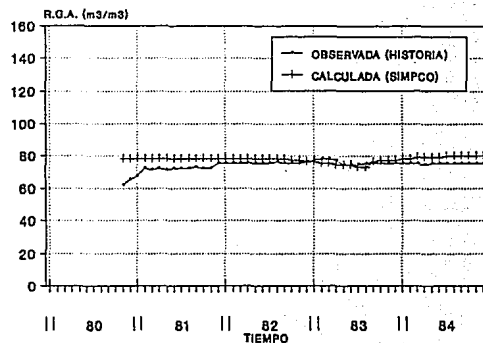


FIG. 6.70 COMPARACION DE LA R.G.A.
CANTARELL 63

TABLA 6.40 DISTRIBUCION INICIAL DE PRESION EN CADA
 CELDA DE LA MALLA DE LA REGION EN₂ ESTUDIO,
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 1979, Kg/cm²

CAPA DE NODOS 1

X	1	2	3	4	5	6	Y
1		180.94	185.60				
2		180.94	185.60				
3		180.94	185.60				
4		180.94	185.60				
5		180.94	185.60				
6		180.94	185.60				

CAPA DE NODOS 2

	1	2	3	4	5	6
1	198.51	206.11	205.79	196.06	196.06	196.06
2	198.51	206.11	205.79	196.06	196.06	196.06
3	198.51	206.11	205.79	196.06	196.06	196.06
4	198.51	206.11	205.79	196.06	196.06	196.06
5	198.51	206.11	205.79	196.06	196.06	196.06
6	198.51	206.11	205.79	196.06	196.06	196.06

CAPA DE NODOS 3

	1	2	3	4	5	6
1	221.00	221.16	220.85	218.53	218.53	218.53
2	221.00	221.16	220.85	218.53	218.53	218.53
3	221.00	221.16	220.85	218.53	218.53	218.53
4	221.00	221.16	220.85	218.53	218.53	218.53
5	221.00	221.16	220.85	218.53	218.53	218.53
6	221.00	221.16	220.85	218.53	218.53	218.53

CAPA DE NODOS 4

	1	2	3	4	5	6
1	237.24	237.37	237.07	234.76	234.76	234.76
2	237.24	237.37	237.07	234.76	234.76	234.76
3	237.24	237.37	237.07	234.76	234.76	234.76
4	237.24	237.37	237.07	234.76	234.76	234.76
5	237.24	237.37	237.07	234.76	234.76	234.76
6	237.24	237.37	237.07	234.76	234.76	234.76

CAPA DE NODOS 5

	1	2	3	4	5	6
1	248.83	248.95	248.65	246.34	246.34	246.34
2	248.83	248.95	248.65	246.34	246.34	246.34
3	248.83	248.95	248.65	246.34	246.34	246.34
4	248.83	248.95	248.65	246.34	246.34	246.34
5	248.83	248.95	248.65	246.34	246.34	246.34
6	248.83	248.95	248.65	246.34	246.34	246.34

CAPA DE NODOS 6

	1	2	3	4	5	6
1	256.69	256.80	256.51	254.21	254.21	254.21
2	256.69	256.80	256.51	254.21	254.21	254.21
3	256.69	256.80	256.51	254.21	254.21	254.21
4	256.69	256.80	256.51	254.21	254.21	254.21
5	256.69	256.80	256.51	254.21	254.21	254.21
6	256.69	256.80	256.51	254.21	254.21	254.21

TABLA 6.40 DISTRIBUCION INICIAL DE PRESION EN CADA
 CELDA DE LA MALLA DE LA REGION EN ESTUDIO,
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 1979, Kg/cm².
 (continuación).

CAPA DE NODOS 7							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1	269.08	269.17	268.88	266.58	266.58	266.58	
2	269.08	269.17	268.88	266.58	266.58	266.58	
3	269.08	269.17	268.88	266.58	266.58	266.58	
4	269.08	269.17	268.88	266.58	266.58	266.58	
5	269.08	269.17	268.88	266.58	266.58	266.58	
6	269.08	269.17	268.88	266.58	266.58	266.58	

CAPA DE NODOS 8							
	1	2	3	4	5	6	
1	292.41	292.46	292.18	289.90	289.90	289.90	
2	292.41	292.46	292.18	289.90	289.90	289.90	
3	292.41	292.46	292.18	289.90	289.90	289.90	
4	292.41	292.46	292.18	289.90	289.90	289.90	
5	292.41	292.46	292.18	289.90	289.90	289.90	
6	292.41	292.46	292.18	289.90	289.90	289.90	

CAPA DE NODOS 9							
	1	2	3	4	5	6	
1	321.27	320.99	320.79	318.71	318.71	318.71	
2	321.27	320.99	320.79	318.71	318.71	318.71	
3	321.27	320.99	320.79	318.71	318.71	318.71	
4	321.27	320.99	320.79	318.71	318.71	318.71	
5	321.27	320.99	320.79	318.71	318.71	318.71	
6	321.27	320.99	320.79	318.71	318.71	318.71	

CAPA DE NODOS 10							
	1	2	3	4	5	6	
1	343.71	342.96	342.87	341.08	341.08	341.08	
2	343.71	342.96	342.87	341.08	341.08	341.08	
3	343.71	342.96	342.87	341.08	341.08	341.08	
4	343.71	342.96	342.87	341.08	341.08	341.08	
5	343.71	342.96	342.87	341.08	341.08	341.08	
6	343.71	342.96	342.87	341.08	341.08	341.08	

La Tabla 6.41 presenta la distribución de la presión de burbuja para cada bloque de la malla, notando que ésta es igual a 150 kg/cm^2 para dichos bloques.

6.3.3.3 Volúmenes porosos total y con hidrocarburos.

Una vez realizado el ajuste del comportamiento de la historia de presión y producción de la región en estudio del yacimiento Akal, el simulador SIMPCO calculó la distribución del volumen poroso total en cada bloque o celda de la malla (Tabla 6.42), determinando un volumen poroso total, V_{pt} , de 1876.4630 MMm^3 a condiciones de yacimiento.

La Tabla 6.43 presenta la distribución del volumen poroso de hidrocarburos para cada celda de la malla. Se determinó un volumen poroso con hidrocarburos total, de 1054.3360 MMm^3 medido a condiciones de yacimiento, siendo equivalente a 801.655 MMm^3 ($NB_{oi}/B_{oi} = 1054.3360 / 1.31520$) medidos a condiciones de superficie.

6.3.4 Proceso de predicción del comportamiento primario por agotamiento natural.

Una vez que se realizó con el modelo SIMPCO¹⁵⁰ el proceso de ajuste de la historia de presión-producción para cada intervalo productor de los pozos, se efectuó la predicción de la presión, de la relación gas-aceite y de la producción de gas (gasto de gas y producción acumulada de gas). Al simulador SIMPCO se le proporcionaron como datos los gastos de producción de aceite reales, medidos a condiciones de superficie y en metros cúbicos por día, correspondientes a cada intervalo productor de los pozos, así como la apertura y cierre de pozos productores equivalente al calendario real o movimiento real en pozos.

6.3.4.1 Pozos productores de aceite y gas natural que pertenecen a la región en estudio e intervienen en el período de predicción.

En el período de predicción por comportamiento primario (que comprende del primero de enero de 1985 al 31 de diciembre de 1989) se contó con 10 pozos productores (13 intervalos abiertos a explotación). Los pozos involucrados en este período en base a sus intervalos productores y de acuerdo a su identificación que se les asignó en el simulador son: CAN73A, CAN73B, CANT53, CAN53A, CANT31, CAN31A, CAN71A, CAN51A, CANT52, CANT95, CANT93, CANT76 y CANT72. En la Tabla 5.13 del Capítulo V, se presentan los intervalos productores para cada uno de ellos.

Para este período se calcularon 18.903 MMm^3 (118.899 MMbl) y 1558.0 MMm^3 (55.019 MMMp^3) para producciones acumuladas adicionales, con respecto a la producción acumulada que se obtuvo hasta el período de ajuste, de aceite, ΔN_p , y gas ΔG_p , respectivamente, resultando en un gasto de aceite promedio, de $1518.6 \text{ m}^3/\text{D}$ (9551.7 bl/D) y de gas de $133.057 \text{ Mm}^3/\text{D}$ ($4.699 \text{ MMP}^3/\text{D}$), con una relación gas-aceite promedio de $78 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

TABLA 6.41 DISTRIBUCION DE LA PRESION DE BURBUJA PARA
CADA CELDA DE LA MALLA, Kg/cm².

CAPA DE NODOS 1

X	1	2	3	4	5	6	Y
1		150.00	150.00				
2		150.00	150.00				
3		150.00	150.00				
4		150.00	150.00				
5		150.00	150.00				
6		150.00	150.00				

CAPA DE NODOS 2

	1	2	3	4	5	6
1	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
2	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
3	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
4	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
5	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
6	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00

CAPA DE NODOS 3

	1	2	3	4	5	6
1	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
2	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
3	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
4	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
5	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
6	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00

CAPA DE NODOS 4

	1	2	3	4	5	6
1	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
2	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
3	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
4	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
5	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
6	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00

CAPA DE NODOS 5

	1	2	3	4	5	6
1	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
2	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
3	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
4	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
5	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
6	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00

CAPA DE NODOS 6

	1	2	3	4	5	6
1	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
2	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
3	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
4	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
5	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
6	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00

TABLA 6.41 DISTRIBUCION DE LA PRESION DE BURBUJA PARA
 CADA CELDA DE LA MALLA, Kg/cm²
 (continuación).

CAPA DE NODOS 7							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	
2	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	
3	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	
4	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	
5	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	
6	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
2	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
3	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
4	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
5	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
6	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
2	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
3	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
4	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
5	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
6	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
2	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
3	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
4	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
5	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
6	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00

TABLA 6.42 DISTRIBUCION DEL VOLUMEN POROSO TOTAL
EN CADA CELDA DE LA MALLA, 10³ m³

CAPA DE NODOS 1							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1		1269.5	434.5				
2		409.5	140.2				
3		327.6	112.1				
4		409.5	140.2				
5		1064.7	364.4				
6		1433.3	490.5				
CAPA DE NODOS 2							
	1	2	3	4	5	6	
1	3224.0	1057.9	503.8	352.6	755.6	1158.6	
2	1040.0	341.3	162.5	113.8	243.8	373.7	
3	832.0	273.0	130.0	91.0	195.0	299.0	
4	1040.0	341.3	162.5	113.8	243.8	373.7	
5	2704.0	887.3	422.5	295.7	633.8	971.8	
6	3640.0	1194.4	568.8	398.1	853.1	1308.1	
CAPA DE NODOS 3							
	1	2	3	4	5	6	
1	3304.6	1084.3	516.3	361.4	774.5	1187.6	
2	1066.0	349.8	166.6	116.6	249.8	383.1	
3	852.8	279.8	133.2	93.3	199.9	306.5	
4	1066.0	40.4	166.6	116.6	249.8	383.1	
5	2771.6	909.4	433.1	303.1	649.6	996.0	
6	3731.0	1224.2	583.0	408.1	793.7	1340.8	
CAPA DE NODOS 4							
	1	2	3	4	5	6	
1	3707.6	1216.6	579.3	405.5	133.7	1332.4	
2	1196.0	392.4	186.9	130.8	362.2	429.8	
3	956.8	313.9	149.5	104.7	224.3	343.9	
4	1196.0	392.4	186.9	130.8	280.3	429.8	
5	3109.6	1020.3	485.9	340.1	728.8	1117.5	
6	4186.0	1373.5	654.1	457.8	981.1	1504.3	
CAPA DE NODOS 5							
	1	2	3	4	5	6	
1	1249.9	410.1	195.3	136.7	292.9	449.2	
2	48.0	132.3	63.0	44.1	94.5	144.9	
3	322.6	105.8	50.4	9.2	75.6	115.9	
4	403.2	132.3	63.0	44.1	94.5	144.9	
5	1048.3	344.0	163.8	114.7	54.0	376.7	
6	1411.2	463.1	220.5	154.4	52.5	507.1	
CAPA DE NODOS 6							
	1	2	3	4	5	6	
1	1821.6	597.7	284.6	199.2	426.9	654.6	
2	587.6	192.8	91.8	64.3	137.7	211.2	
3	470.1	154.2	73.5	51.4	110.2	168.9	
4	587.6	192.8	60.9	64.3	137.7	211.2	
5	1527.8	501.3	31.7	167.1	358.1	549.0	
6	2056.6	674.8	321.3	224.9	482.0	739.1	

TABLA 6.42 DISTRIBUCION DEL VOLUMEN POROSO TOTAL
 EN CADA CELDA DE LA MALLA, 10^4 m^3
 (CONTINUACION)

CAPA DE NODOS 7							
X	1	2	3	4	5	6	Y
1	1736.0	569.6	271.3	189.9	406.9	623.9	
2	560.0	183.8	87.5	61.3	131.2	201.3	
3	448.0	147.0	70.0	49.0	105.0	161.0	
4	560.0	183.8	87.5	61.3	131.2	201.3	
5	1456.0	477.8	227.5	159.2	341.3	523.3	
6	1960.0	643.1	306.3	214.4	459.4	704.4	

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	3645.6	1196.2	569.6	398.7	854.4	1310.1
2	1176.0	385.9	183.8	128.6	275.6	422.6
3	940.8	308.7	147.0	102.9	220.5	338.1
4	1176.0	385.9	183.8	128.6	275.6	422.6
5	3057.6	1003.3	477.8	334.4	716.6	1098.8
6	4116.0	1350.6	643.1	450.2	964.7	1479.2

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	2447.8	803.2	382.5	267.7	573.7	879.7
2	789.6	259.1	123.4	86.4	185.1	283.8
3	631.7	207.3	98.7	69.1	148.1	227.0
4	789.6	259.1	123.4	86.4	185.1	283.8
5	2053.0	673.6	320.8	224.5	481.2	737.8
6	2763.6	906.8	431.8	302.3	647.7	993.2

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	496.0	162.8	77.5	54.3	116.3	178.3
2	160.0	52.5	25.0	17.5	37.5	57.5
3	128.0	42.0	20.0	14.0	30.0	46.0
4	160.0	52.5	25.0	17.5	37.5	57.5
5	416.0	136.5	65.0	45.5	97.5	149.5
6	560.0	183.8	87.5	61.3	131.2	201.3

TABLA 6.43 DISTRIBUCION DEL VOLUMEN POROSO CON --
 HIDROCARBUROS PARA CADA CELDA DE LA MALLA
 10^4 m^3

CAPA DE NODOS 1

X	1	2	3	4	5	6	Y
1		1142.5	391.0				
2		368.6	126.1				
3		294.8	100.9				
4		368.6	126.1				
5		958.2	328.0				
6		1289.9	441.5				

CAPA DE NODOS 2

	1	2	3	4	5	6
1	2901.6	952.1	453.4	317.4	680.1	1042.8
2	936.0	307.1	146.3	102.4	219.4	336.4
3	748.8	245.7	117.0	81.9	175.5	269.1
4	936.0	307.1	146.3	102.4	219.4	336.4
5	2433.6	798.5	380.3	266.2	570.4	874.6
6	3276.0	1074.9	511.9	358.3	767.8	1177.3

CAPA DE NODOS 3

	1	2	3	4	5	6
1	2974.1	975.9	464.7	325.3	697.1	1068.8
2	959.4	314.8	149.9	104.9	224.9	344.8
3	767.5	251.8	119.9	83.9	179.9	275.8
4	959.4	36.3	149.9	104.9	224.9	344.8
5	2494.4	818.5	389.8	272.8	584.6	896.4
6	3357.9	1101.8	524.7	367.3	714.4	1206.7

CAPA DE NODOS 4

	1	2	3	4	5	6
1	3336.8	1094.9	521.4	365.0	120.3	1199.2
2	1076.4	353.2	168.2	117.7	326.0	386.8
3	861.1	282.6	134.6	94.2	201.8	309.5
4	1076.4	353.2	168.2	117.7	252.3	386.8
5	2798.6	918.3	437.3	306.1	655.9	1005.8
6	3767.4	1236.2	588.7	412.1	883.0	1353.9

CAPA DE NODOS 5

	1	2	3	4	5	6
1	1124.9	369.1	175.8	123.0	263.7	404.3
2	43.2	119.1	56.7	39.7	85.1	130.4
3	290.3	95.3	45.4	8.3	68.0	104.3
4	362.9	119.1	56.7	39.7	85.1	130.4
5	943.5	309.6	147.4	103.2	48.6	339.1
6	1270.1	416.7	198.5	138.9	47.3	456.4

CAPA DE NODOS 6

	1	2	3	4	5	6
1	1639.4	537.9	256.2	179.3	384.2	589.2
2	528.8	173.5	82.6	57.8	123.9	190.1
3	423.1	138.8	66.1	46.3	99.2	152.0
4	528.8	173.5	54.8	57.8	123.9	190.1
5	1375.0	451.2	28.5	150.4	322.3	494.1
6	1850.9	607.3	289.2	202.4	433.8	665.2

TABLA 6.43 DISTRIBUCION DEL VOLUMEN POROSO CON -
 HIDROCARBUROS PARA CADA CELDA DE LA MALLA
 10³ m³. (continuación).

CAPA DE NODOS 7						
X	1	2	3	4	5	6
1	1562.4	512.7	244.1	170.9	366.2	561.5
2	504.0	165.4	78.8	55.1	118.1	181.1
3	403.2	132.3	63.0	44.1	94.5	144.9
4	504.0	165.4	78.8	55.1	118.1	181.1
5	1310.4	430.0	204.8	143.3	307.1	470.9
6	1764.0	578.8	275.6	192.9	413.4	633.9

CAPA DE NODOS 8						
	1	2	3	4	5	6
1	3281.0	1076.6	512.7	358.9	769.0	1179.1
2	1058.4	347.3	165.4	115.8	248.1	380.4
3	846.7	277.8	132.3	92.6	198.5	304.3
4	1058.4	347.3	165.4	115.8	248.1	380.4
5	2751.8	902.9	430.0	301.0	645.0	988.9
6	3704.4	1215.5	578.8	405.2	868.2	1331.3

CAPA DE NODOS 9						
	1	2	3	4	5	6
1	489.6	160.6	76.5	53.5	114.7	175.9
2	157.9	51.8	24.7	17.3	37.0	56.8
3	126.3	41.5	19.7	13.8	29.6	45.4
4	157.9	51.8	24.7	17.3	37.0	56.8
5	410.6	134.7	64.2	44.9	96.2	147.6
6	552.7	181.4	86.4	60.5	129.5	198.6

CAPA DE NODOS 10						
	1	2	3	4	5	6
1	49.6	16.3	7.8	5.4	11.6	17.8
2	16.0	5.3	2.5	1.8	3.8	5.8
3	12.8	4.2	2.0	1.4	3.0	4.6
4	16.0	5.3	2.5	1.8	3.8	5.8
5	41.6	13.7	6.5	4.6	9.8	15.0
6	56.0	18.4	8.8	6.1	13.1	20.1

La tabla 6.44 muestra los datos calculados con el simulador SIMPCO para el comportamiento de cada celda o bloque de la malla en donde se localizan los intervalos productores de los pozos; esta tabla corresponde al período de predicción por comportamiento primario para la etapa 120 (noviembre de 1989), equivalente a 3622 días de tiempo de simulación, en donde intervienen 10 intervalos productores.

6.3.4.2 Localización y datos generales de los pozos que intervienen en la predicción por comportamiento primario.

La Tabla 6.45 presenta parte del archivo de datos correspondientes a la localización (I,J,K) y a datos generales de los pozos. En ésta se listan los pozos que corresponden a la predicción del comportamiento primario. La explicación del formato de estas tarjetas se presenta en la Sección 5.5.6.2 del Capítulo anterior.

6.3.4.3 Etapas de tiempo de la predicción.

La Tabla 6.46 muestra el número de etapas de tiempo y duración en días de cada una de ellas, las cuales forman parte de los datos necesarios para realizar la predicción por comportamiento primario. Se observa que se presentan 60 etapas de tiempo con su duración en días. Estas etapas comprenden un período de predicción por comportamiento primario de 5 años (de enero de 1985 a diciembre de 1989). El formato de estas líneas se explica con detalle en la Sección 5.5.6.1.4 del Capítulo V.

6.3.4.4 Política de explotación (gastos de aceite) por intervalo productor de los pozos para la predicción por comportamiento primario.

La Tabla 6.47 muestra parte del archivo de datos del simulador SIMPCO para los gastos de aceite (reales), para cada intervalo productor de los pozos. Los gastos de aceite se reportan en promedio mensual en metros cúbicos por día medidos a condiciones de superficie, m^3/D a c.s., para los 5 años del período de predicción. El formato de estas líneas se presenta en el Capítulo V (Sección 5.5.6.2.2).

6.3.4.5 Datos medidos en campo y resultados de la predicción por comportamiento primario para cada intervalo productor de los pozos.

A continuación se presenta gráficamente el comportamiento por predicción natural que se calculó para cada intervalo productor de los pozos. En cada gráfica realizada se muestra para la presión, la relación gas-aceite, y la producción de gas (gasto de gas, y producción acumulada de gas), una comparación entre los datos reales y los calculados en esta predicción. Las gráficas de producción de aceite (gasto de aceite y volumen acumulado de aceite) corresponden a datos de comportamientos reales.

TABLA 6.44 PREDICION DEL COMPORTAMIENTO PARA LOS INTERVALOS PRODUCTORES DE LOS POZOS CORRESPONDIENTES A LA ETAPA DE TIEMPO 120.

+++++ IMP/SUB. TEC. DE EXPLOTACION/DIV. YACIMIENTOS/SIMULADOR SIMPCO +++++
 CAMPO CANTARELL YACIMIENTO AKAL (SIMULACION SECC) TESIS JAAV
 CORRIDA 1/ETAPA NO. 120 DE 30 DIAS/TIEMPO TRANSCURRIDO DESDE EL INICIO DE LA EXPLOTACION 3622 DIAS
 30 NOV 1989

[[[[[[COMPORTAMIENTO DE POZOS]]]]]

POZO	POSICION CO-			+++PRESION+++			+++++ACEITE+++++			+++++AGUA+++++			+++++GAS+++++			
	I	J	K	DI-	(KG/CM2)	GASTO	PRODUC	SATU	GASTO	PRODUC	FLUJO	SATU	GASTO	PRODUC.	REL. SATU	
			GD			CELDA	M3/D	(10**3	CION	(M3/D	(10**3	(FRAC	CION	(10**3	(10**6	ACE. CION
				FONDD		FLUY.	C. B.	M3)	(FRA	C. B.	M3)	CION)	(FRA	M3/D	M3)	(M3/ (FRA
							C. B.	C.)	C. B.	C. B.	C.)	C.)	C. B.	C. B.	M3)	C.)
CAN71A	4	2	3	QDA	98.05	104.89	-608.	-2789.	0.762	0.	0.	0.0000.	101	-49.	-219.7	81.0.137
CAN51A	5	3	6	QDA	127.76	145.65	-688.	-1154.	0.885	0.	0.	0.0000.	101	-52.	-90.3	76.0.014
CAN53A	5	5	5	QDA	130.69	137.43	-510.	-2605.	0.850	0.	0.	0.0000.	101	-40.	-202.5	78.0.050
CANT52	5	2	4	QDA	126.88	127.95	-1528.	-3097.	0.835	0.	0.	0.0000.	101	-114.	-232.1	75.0.064
CAN31A	6	5	5	QDA	103.73	137.51	-1555.	-2694.	0.845	0.	0.	0.0000.	101	-121.	-210.4	78.0.054
CAN73B	3	4	5	QDA	132.74	137.42	-1601.	-1909.	0.852	0.	0.	0.0000.	101	-124.	-147.9	77.0.047
CANT95	1	5	4	QDA	116.20	126.17	-867.	-1431.	0.826	0.	0.	0.0000.	101	-64.	-107.4	74.0.074
CANT93	4	3	6	QDA	140.04	145.86	-732.	-1182.	0.887	0.	0.	0.0000.	101	-56.	-92.1	76.0.013
CANT76	2	5	4	QDA	126.09	126.52	-807.	-464.	0.834	0.	0.	0.0000.	101	-60.	-34.5	74.0.065
CANT72	2	1	5	QDA	120.56	140.66	-1204.	-348.	0.865	0.	0.	0.0000.	101	-93.	-26.4	77.0.035

301

TABLA 6.45 LOCALIZACION Y DATOS GENERALES DE LOS POZOS PARA LA PREDICCIÓN POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO

DATOPOZO	CAN71A, 4, 2, 3, 62, CDD, 3. 81, -2. 9/
DATOPOZO	CAN73A, 3, 4, 3, 80, CDD, 7. 62, 1. 97/
DATOPOZO	CANT53, 5, 5, 3, 69, CDD, 7. 62, 6. 60/
DATOPOZO	CANT31, 6, 5, 3, 77, CDD, 7. 62, 1. 97/
DATOPOZO	CAN71A, 4, 2, 3, 64, QDA, 3. 81, -2. 9/
DATOPOZO	CAN71A, 4, 2, 3, 95, CDD, 3. 81, -2. 9/
DATOPOZO	CAN71A, 4, 2, 3, 97, QDA, 3. 81, -2. 9/
DATOPOZO	CAN71A, 4, 2, 3, 118, CDD, 3. 81, -2. 9/
DATOPOZO	CAN71A, 4, 2, 3, 119, QDA, 3. 81, -2. 9/
DATOPOZO	CAN51A, 5, 3, 6, 67, QDA, 3. 81, -1. /
DATOPOZO	CAN51A, 5, 3, 6, 111, CDD, 3. 81, -1. /
DATOPOZO	CAN51A, 5, 3, 6, 113, QDA, 3. 81, -1. /
DATOPOZO	CAN53A, 5, 5, 5, 70, QDA, 3. 81, -1. /
DATOPOZO	CAN53A, 5, 5, 5, 76, CDD, 3. 81, -1. /
DATOPOZO	CAN53A, 5, 5, 5, 77, QDA, 3. 81, -1. /
DATOPOZO	CAN31A, 6, 5, 5, 79, QDA, 3. 81, -2. 9/
DATOPOZO	CAN73B, 3, 4, 5, 81, QDA, 3. 81, -2. 9/
DATOPOZO	CANT95, 1, 5, 4, 88, QDA, 7. 62, -1. /
DATOPOZO	CANT76, 2, 5, 4, 101, QDA, 7. 62, -1. /
DATOPOZO	CANT93, 4, 3, 6, 92, QDA, 3. 81, -1. /
DATOPOZO	CANT52, 5, 2, 4, 76, QDA, 7. 62, -1. /
DATOPOZO	CANT72, 2, 1, 5, 112, QDA, 3. 81, -1. /

TABLA 6.46 ETAPAS DE TIEMPO Y DURACION EN DIAS PARA - EL PERIODO DE PREDICCIÓN POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO.

PASTIEMP	61, 31, , 62, 28, , 63, 31, , 64, 30, , 65, 31, /
PASTIEMP	66, 30, , 67, 31, , 68, 31, , 69, 30, , 70, 31, /
PASTIEMP	71, 30, , 72, 31, , 73, 31, , 74, 28, , 75, 31, /
PASTIEMP	76, 30, , 77, 31, , 78, 30, , 79, 31, , 80, 31, /
PASTIEMP	81, 30, , 82, 31, , 83, 30, , 84, 31, , 85, 31, /
PASTIEMP	86, 28, , 87, 31, , 88, 30, , 89, 31, , 90, 30, /
PASTIEMP	91, 31, , 92, 31, , 93, 30, , 94, 31, , 95, 30, /
PASTIEMP	96, 31, , 97, 31, , 98, 29, , 99, 31, , 100, 30, /
PASTIEMP	101, 31, , 102, 30, , 103, 31, , 104, 31, , 105, 30, /
PASTIEMP	106, 31, , 107, 30, , 108, 31, , 109, 31, , 110, 28, /
PASTIEMP	111, 31, , 112, 30, , 113, 31, , 114, 30, , 115, 31, /
PASTIEMP	116, 31, , 117, 30, , 118, 31, , 119, 30, , 120, 31, /

TABLA 6.47 GASTOS DE ACEITE EN m³/D A CONDICIONES DE SUPERFICIE PARA
 CADA INTERVALO PRODUCTOR DE LOS POZOS QUE INTERVIENEN EN EL
 PERIODO DE PREDICION (DEL 01 DE ENERO DE 1985 AL 31 DE --
 DICIEMBRE DE 1989).

HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 64, -2469, 65, -1525, 66, -1545, 67, -996, 68, -1475, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 69, -1545, 70, -1862, 71, -751, 72, -1367, 73, -1279, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 74, -936, 75, -880, 76, -948, 77, -931, 78, -754, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 79, -697, 80, -983, 81, -843, 82, -939, 83, -518, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 84, -57, 85, -129, 86, -560, 87, -947, 88, -921, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 89, -358, 90, -399, 91, -427, 92, -983, 93, -1045, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 94, -207, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 97, -612, 98, -1033, 99, -1077, 100, -1074, 101, -860, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 102, -1977, 103, -1204, 104, -618, 105, -819, 106, -781, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 107, -909, 108, -708, 109, -735, 110, -690, 111, -495, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 112, -714, 113, -700, 114, -544, 115, -675, 116, -663, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 117, -431, /
HISPROPZ	CAN71A, 4, 2, 3, 119, -318, 120, -608, 121, -570, /
HISPROPZ	CAN51A, 5, 3, 6, 67, -149, 68, -1389, 69, -1389, 70, -1375, 71, -1219, /
HISPROPZ	CAN51A, 5, 3, 6, 72, -150, 73, -458, 74, -276, 75, -555, 76, -534, /
HISPROPZ	CAN51A, 5, 3, 6, 77, -482, 78, -501, 79, -477, 80, -511, 81, -582, /
HISPROPZ	CAN51A, 5, 3, 6, 82, -537, 83, -362, 84, -495, 85, -839, 86, -927, /
HISPROPZ	CAN51A, 5, 3, 6, 87, -1027, 88, -1069, 89, -946, 90, -879, 91, -846, /
HISPROPZ	CAN51A, 5, 3, 6, 92, -883, 93, -921, 94, -899, 95, -481, 96, -133, /
HISPROPZ	CAN51A, 5, 3, 6, 97, -1003, 98, -874, 99, -948, 100, -945, 101, -913, /
HISPROPZ	CAN51A, 5, 3, 6, 102, -912, 103, -866, 104, -881, 105, -743, 106, -649, /
HISPROPZ	CAN51A, 5, 3, 6, 107, -713, 108, -545, 109, -721, 110, -700, /
HISPROPZ	CAN51A, 5, 3, 6, 113, -188, 114, -718, 115, -721, 116, -708, 117, -713, /
HISPROPZ	CAN51A, 5, 3, 6, 118, -691, 119, -693, 120, -688, 121, -645, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 62, -2362, 63, -2945, 64, -2735, 65, -2803, 66, -2826, /
HISPROPZ	CANT53, 5, 5, 3, 67, -2525, 68, -123, /
HISPROPZ	CAN53A, 5, 5, 5, 70, -891, 71, -385, 72, -841, 73, -791, 74, -511, /
HISPROPZ	CAN53A, 5, 5, 5, 75, -611, /
HISPROPZ	CAN53A, 5, 5, 5, 77, -1481, 78, -1698, 79, -1467, 80, -1699, 81, -1969, /
HISPROPZ	CAN53A, 5, 5, 5, 82, -1819, 83, -2801, 84, -2189, 85, -2753, 86, -2563, /
HISPROPZ	CAN53A, 5, 5, 5, 87, -1654, 88, -1743, 89, -1937, 90, -1963, 91, -1975, /
HISPROPZ	CAN53A, 5, 5, 5, 92, -2308, 93, -3225, 94, -3166, 95, -2650, 96, -2239, /
HISPROPZ	CAN53A, 5, 5, 5, 97, -2246, 98, -1847, 99, -1899, 100, -1892, 101, -1828, /
HISPROPZ	CAN53A, 5, 5, 5, 102, -1848, 103, -1752, 104, -1784, 105, -1846, 106, -1772, /
HISPROPZ	CAN53A, 5, 5, 5, 107, -1723, 108, -1533, 109, -1703, 110, -1703, 111, -1470, /
HISPROPZ	CAN53A, 5, 5, 5, 112, -1475, 113, -1448, 114, -1471, 115, -1475, 116, -702, /
HISPROPZ	CAN53A, 5, 5, 5, 117, -1404, 118, -1405, 119, -1409, 120, -510, 121, -1308, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 62, -2475, 63, -2900, 64, -2702, 65, -2732, 66, -2854, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 67, -2528, 68, -2277, 69, -2288, 70, -1736, 71, -1482, /
HISPROPZ	CANT31, 6, 5, 3, 72, -1551, 73, -1513, 74, -1368, 75, -705, 76, -401, /
HISPROPZ	CAN31A, 6, 5, 5, 79, -229, 80, -2397, 81, -3324, 82, -3070, 83, -2696, /
HISPROPZ	CAN31A, 6, 5, 5, 84, -2506, 85, -2720, 86, -2932, 87, -1420, 88, -1303, /
HISPROPZ	CAN31A, 6, 5, 5, 89, -2102, 90, -2927, 91, -2729, 92, -2554, 93, -2543, /
HISPROPZ	CAN31A, 6, 5, 5, 94, -2275, 95, -2601, 96, -2406, 97, -2406, 98, -2051, /
HISPROPZ	CAN31A, 6, 5, 5, 99, -2155, 100, -2147, 101, -2221, 102, -2116, 103, -2006, /
HISPROPZ	CAN31A, 6, 5, 5, 104, -2038, 105, -2106, 106, -1890, 107, -2089, /
HISPROPZ	CAN31A, 6, 5, 5, 108, -2015, 109, -2126, 110, -2019, 111, -1988, 112, -1711, /

TABLA 6.47 GASTOS DE ACEITE EN m³/D A CONDICIONES DE SUPERFICIE PARA
 CADA INTERVALO PRODUCTOR DE LOS POZOS QUE INTERVIENEN EN EL
 PERIODO DE PREDICCIÓN (DEL 01 DE ENERO DE 1985 AL 31 DE --
 DICIEMBRE DE 1989) (CONTINUACION).

HISPROFZ	CAN31A, 6, 5, 113, -1581, 114, -1648, 115, -1653, 116, -1623, 117, -832. /
HISPROFZ	CAN31A, 6, 5, 118, -1562, 119, -1567, 120, -1555, 121, -1458. /
HISPROFZ	CAN73A, 3, 4, 3, 62, -1145, 63, -1685, 64, -2105, 65, -2636, 66, -2805. /
HISPROFZ	CAN73A, 3, 4, 3, 67, -1420, 68, -1535, 69, -2373, 70, -2134, 71, -571. /
HISPROFZ	CAN73A, 3, 4, 3, 72, -1302, 73, -1582, 74, -1521, 75, -807, 76, -823. /
HISPROFZ	CAN73A, 3, 4, 3, 77, -949, 78, -987, 79, -346. /
HISPROFZ	CAN73B, 3, 4, 5, 81, -202, 82, -820, 83, -412, 84, -521, 85, -910. /
HISPROFZ	CAN73B, 3, 4, 5, 86, -826, 87, -1059, 88, -1041, 89, -768, 90, -1429. /
HISPROFZ	CAN73B, 3, 4, 5, 91, -1706, 92, -1782, 93, -1857, 94, -1813, 95, -2044. /
HISPROFZ	CAN73B, 3, 4, 5, 96, -2360, 97, -2245, 98, -2315, 99, -2389, 100, -2381. /
HISPROFZ	CAN73B, 3, 4, 5, 101, -2130, 102, -1907, 103, -1872, 104, -1906, 105, -1847. /
HISPROFZ	CAN73B, 3, 4, 5, 106, -1567, 107, -1877, 108, -1573, 109, -1724, 110, -1892. /
HISPROFZ	CAN73B, 3, 4, 5, 111, -1593, 112, -1620, 113, -1591, 114, -1616, 115, -949. /
HISPROFZ	CAN73B, 3, 4, 5, 116, -1647, 117, -1659, 118, -1608, 119, -1614, 120, -1601. /
HISPROFZ	CAN73B, 3, 4, 5, 121, -1501. /
HISPROFZ	CANT95, 1, 5, 4, 88, -50, 89, -1806, 90, -1870, 91, -2004, 92, -2538. /
HISPROFZ	CANT95, 1, 5, 4, 93, -2645, 94, -2582, 95, -2219, 96, -1762, 97, -1837. /
HISPROFZ	CANT95, 1, 5, 4, 98, -1726, 99, -1874, 100, -1867, 101, -1643, 102, -1453. /
HISPROFZ	CANT95, 1, 5, 4, 103, -1378, 104, -1403, 105, -1451, 106, -1178, 107, -1183. /
HISPROFZ	CANT95, 1, 5, 4, 108, -981, 109, -1168, 110, -1486, 111, -825, 112, -871. /
HISPROFZ	CANT95, 1, 5, 4, 113, -854, 114, -333, 115, -782, 116, -1097, 117, -1105. /
HISPROFZ	CANT95, 1, 5, 4, 118, -1071, 119, -986, 120, -867, 121, -813. /
HISPROFZ	CANT76, 2, 5, 4, 101, -116, 102, -924, 103, -901, 104, -728, 105, -761. /
HISPROFZ	CANT76, 2, 5, 4, 106, -897, 107, -1074, 108, -888, 109, -946, 110, -963. /
HISPROFZ	CANT76, 2, 5, 4, 111, -618, 112, -852, 113, -619, 114, -276, 115, -529. /
HISPROFZ	CANT76, 2, 5, 4, 116, -831, 117, -837, 118, -811, 119, -814, 120, -807. /
HISPROFZ	CANT76, 2, 5, 4, 121, -757. /
HISPROFZ	CANT93, 4, 3, 6, 92, -1105, 93, -1999, 94, -2005, 95, -1897, 96, -1529. /
HISPROFZ	CANT93, 4, 3, 6, 97, -1828, 98, -2420, 99, -2486, 100, -2478, 101, -1391. /
HISPROFZ	CANT93, 4, 3, 6, 102, -998, 103, -946, 104, -973, 105, -995, 106, -828. /
HISPROFZ	CANT93, 4, 3, 6, 107, -1120, 108, -946, 109, -1047, 110, -1086, 111, -1096. /
HISPROFZ	CANT93, 4, 3, 6, 112, -1167, 113, -1151, 114, -1169, 115, -1172, 116, -1152. /
HISPROFZ	CANT93, 4, 3, 6, 117, -1160, 118, -1124, 119, -767, 120, -732, 121, -856. /
HISPROFZ	CANT52, 5, 2, 4, 76, -1277, 77, -2513, 78, -2657, 79, -2722, 80, -2171. /
HISPROFZ	CANT52, 5, 2, 4, 81, -2395, 82, -2942, 83, -2972, 84, -2419, 85, -2612. /
HISPROFZ	CANT52, 5, 2, 4, 86, -2942, 87, -2083, 88, -2468, 89, -2755, 90, -3037. /
HISPROFZ	CANT52, 5, 2, 4, 91, -2846, 92, -2839, 93, -2959, 94, -2889, 95, -2669. /
HISPROFZ	CANT52, 5, 2, 4, 96, -2413, 97, -2457, 98, -2344, 99, -2389, 100, -2381. /
HISPROFZ	CANT52, 5, 2, 4, 101, -2480, 102, -2375, 103, -2260, 104, -2301, 105, -2365. /
HISPROFZ	CANT52, 5, 2, 4, 106, -2103, 107, -2334, 108, -2113, 109, -1998, 110, -2043. /
HISPROFZ	CANT52, 5, 2, 4, 111, -1596, 112, -1641, 113, -1622, 114, -1648, 115, -1434. /
HISPROFZ	CANT52, 5, 2, 4, 116, -962, 117, -1583, 118, -1534, 119, -1532, 120, -1528. /
HISPROFZ	CANT52, 5, 2, 4, 121, -1432. /
HISPROFZ	CANT72, 2, 1, 5, 112, -1146, 113, -1202, 114, -1221, 115, -1225, 116, -1203. /
HISPROFZ	CANT72, 2, 1, 5, 117, -1241, 118, -1465, 119, -1470, 120, -1204, 121, -716. /

El período de predicción comprende desde el primero de enero de 1985 al 31 de diciembre de 1989, habiéndose realizado una corrida de simulación en la que se procesaron 60 etapas de tiempo, con una duración mensual por etapa.

6.3.4.5.1 Predicción del comportamiento primario para los intervalos

productores del pozo Cantarell 73-A (CAN73A y CAN73B).

La comparación del comportamiento real y de la predicción natural para la presión y producción de fluidos, para el pozo Cantarell 73-A (NMIP = 1633 mvbnm, CAN73A) se muestra de las Figuras 6.71 a la 6.74. Para la producción de gas (q_g y G_p), sólo se presenta esta comparación para el período de predicción natural. Los gastos de aceite y la producción acumulada de gas representan datos reales.

En base al estado real del pozo, la predicción incluye un período de tiempo que comprende de enero de 1985 a junio de 1986, cerrando el pozo en julio de este último año debido a la cercanía del contacto gas-aceite, localizado aproximadamente a 1480 mvbnm. En el período de predicción para este intervalo se calcularon producciones acumuladas de aceite, ΔN_p , y gas, ΔG_p , de 815.7 Mm^3 (5.131 MMbl) y 88.2 Mm^3 (3.115 MMMp³) respectivamente, mediante un volumen promedio de $1489.7 \text{ m}^3/\text{D}$ (9369.9 bl/D) de aceite, y un gasto de gas promedio de $161.078 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (5.688 MMP³/D), con una relación gas-aceite promedio, de $76 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

En las figuras antes mencionadas se observa que para el período de predicción, el modelo SIMPCO calcula datos de presión, relación gas-aceite y volúmenes de gas (q_g y G_p) por arriba de los datos reales.

El pozo Cantarell 73-A se sometió a una reparación mayor (profundización), abriendo el pozo a producción en agosto de 1986 a una profundidad al nivel medio del intervalo productor, NMIP, 1976 mvbnm (CAN73B) en el Cretácico Inferior. Las Figuras 6.75 y 6.76 muestran en forma gráfica la comparación de la historia y de la predicción por comportamiento natural para la presión y la relación gas-aceite, observándose ajustes aceptables de los datos reales con los calculados. La Figura 6.77 presenta el gasto de producción de aceite, que corresponde a promedios diarios reales, y la producción acumulada de aceite. Posteriormente, en la gráfica de la Figura 6.78 se observa la producción de gas (q_g y G_p), notando para el período de predicción que los datos calculados con el modelo son muy cercanos a los datos reales.

Durante el período de predicción el pozo se explotó con volúmenes promedio de $1568.3 \text{ m}^3/\text{D}$ (9864.3 bl/D) de aceite y de $123.314 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (4.355 MMP³/D) de gas natural y una relación gas-aceite promedio de $79 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Al 31 de diciembre de 1989 por predicción

HISTORIA Y PREDICION DE PRESION CANTARELL 73-A (I,J,K=3,4,3)

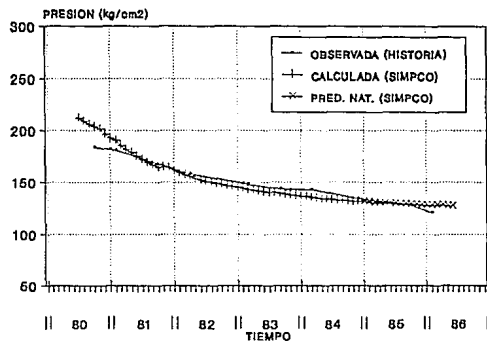


FIG. 6.71 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION
CANTARELL 73-A

HISTORIA Y PREDICION DE R.G.A. CANTARELL 73-A (I,J,K=3,4,3)

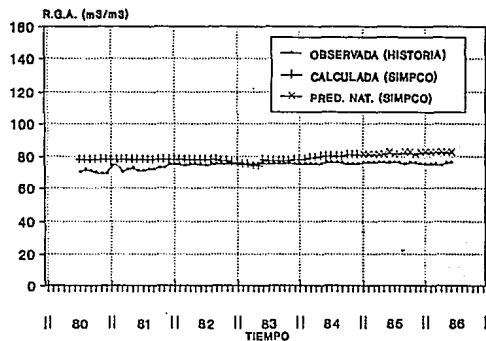


FIG. 6.72 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 73-A

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 73-A (I,J,K=3,4,3)

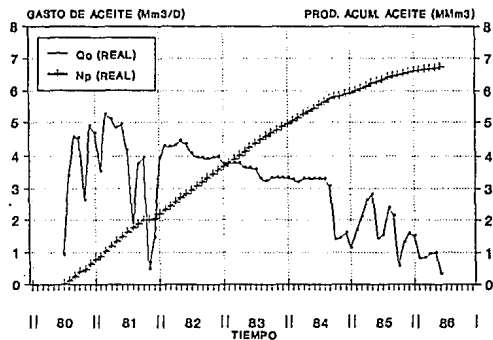


FIG. 6.73 HISTORIA DE LA PRODUCCION DE
ACEITE. CANTARELL 73-A

HISTORIA Y PREDICION DE PROD. DE GAS CANTARELL 73-A (I,J,K=3,4,3)

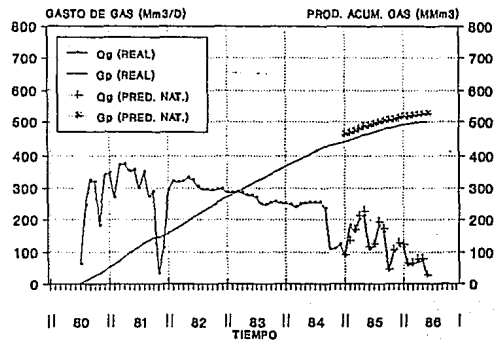


FIG. 6.74 PREDICION DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL. CANTARELL 73-A

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESION CANTARELL 73-B (LJK-3,4,6)

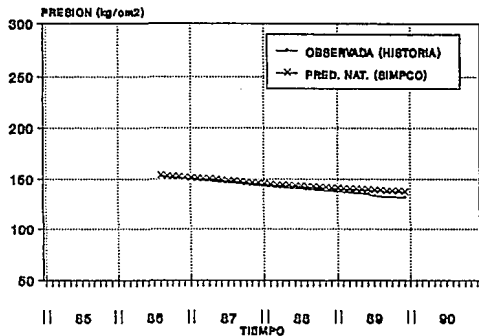


FIG. 8.76 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 73-B

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE LA R.G.A. CANTARELL 73-B (LJK-3,4,6)

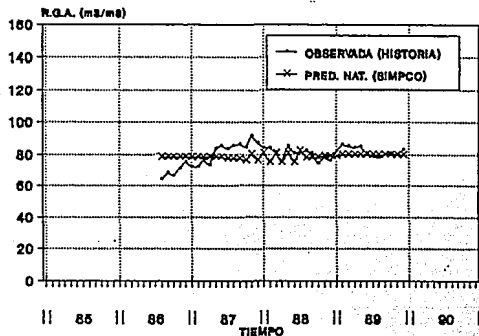


FIG. 8.77 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 73-B

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 73-B (LJK-3,4,6)

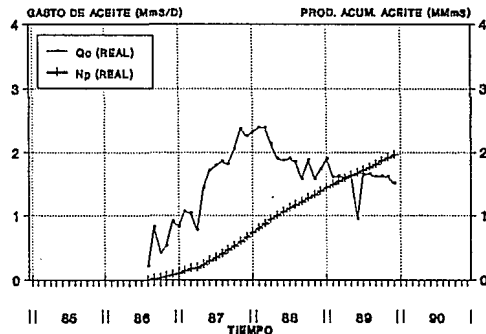


FIG. 8.77 HISTORIA DE LA PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 73-B

HISTORIA DE PRODUCCION DE GAS CANTARELL 73-B (LJK-3,4,6)

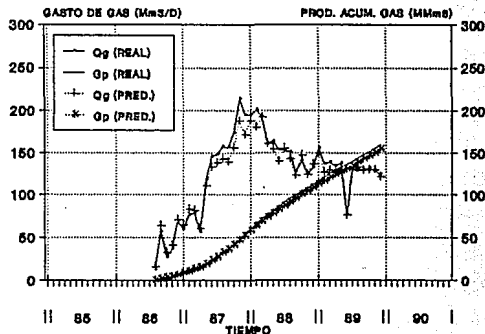


FIG. 8.78 PREDICCIÓN DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL. CANTARELL 73-B

natural, se calcularon producciones acumuladas adicionales de fluidos con respecto a la producción acumulada que se obtuvo hasta el período de ajuste de 1956.0 Mm^3 (12.303 MMbl) de aceite, ΔN_p , y 153.8 MMm^3 (5.431 MMMp^3) de gas, ΔG_p .

6.3.4.5.2 Predicción del comportamiento para los intervalos productores del pozo Cantarell 53 (CANT53 y CAN53A).

El pozo se explotó a una profundidad al nivel medio del intervalo productor de 1640 mvbnm (CANT53). La comparación para la presión y producción de fluidos de los datos reales y los calculados con el simulador SIMPCO, para los períodos de ajuste de historia y de predicción, se presentan en las Figuras 6.79 a la 6.82. Para el gasto y volumen acumulado de gas, q_g y G_p , esta comparación sólo se muestra para el período de predicción (de enero a julio de 1985), y para la producción de aceite se presentan datos reales tanto para el período de ajuste como para el de predicción. En las gráficas de las figuras antes mencionadas, para el período de predicción se observa que no existen datos medidos para la presión. Para la relación gas-aceite y producción de gas se calcularon datos mayores que los reales. Para el período anteriormente mencionado, el pozo produjo con un gasto promedio (real), de $2262.8 \text{ m}^3 / \text{D}$ (14232.6 bl/D), con un volumen de gas (calculado), de $280.361 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ ($9.901 \text{ MMp}^3 / \text{D}$) y una relación gas-aceite promedio, RGA, de $76 \text{ m}^3 / \text{m}^3$. Al 31 de julio de 1985 se calculó una producción acumulada adicional a la acumulada obtenida hasta el ajuste, de aceite ΔN_p , y de gas ΔG_p , de 495.6 Mm^3 (3.117 MMbl) y 59.7 MMm^3 (2.108 MMMp^3), respectivamente.

El pozo Cantarell 53 se cerró en agosto de 1985 debido a la cercanía del contacto gas-aceite. Posteriormente se le sometió a una profundización, alcanzando la parte baja del Cretácico Medio y abriendo el pozo nuevamente a producción a una profundidad de 1970 mvbnm (CAN53A) como nivel medio del intervalo productor. El período de predicción por comportamiento primario se realizó de septiembre de 1985 a diciembre de 1989, cerrándose en el mes de marzo de 1986 el pozo en base a datos de la historia de producción. La predicción natural se realizó con extracciones de $1705.5 \text{ m}^3 / \text{D}$ (10727.3 bl/D) de aceite promedio (reales), y con $134.457 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ ($4.748 \text{ MMp}^3 / \text{D}$) de gas (calculado), con una relación gas-aceite promedio, RGA, de $79 \text{ m}^3 / \text{m}^3$.

Los comportamientos observados y calculados (predicción) para la presión y la producción de fluidos se presentan gráficamente en las Figuras 6.83 a la 6.86, notándose una tendencia adecuada de la presión y de la relación gas-aceite, calculadas con respecto a los datos reales. Para la producción de gas (q_g y G_p) dicha comparación sólo se muestra para el período de predicción y para los volúmenes de aceite (q_o y N_p) se presentan datos reales.

Al 31 de diciembre de 1989, se calculó una producción acumulada

HISTORIA Y PREDICION DE PRESION CANTARELL 63 (LJK-6,5,3)

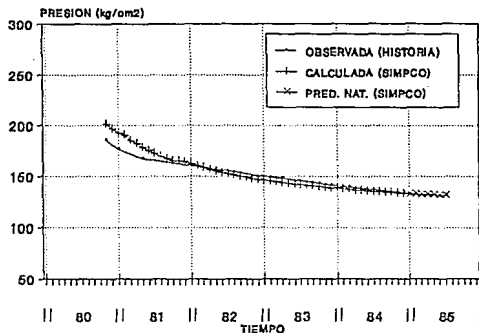


FIG. 6.79 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 63

HISTORIA Y PREDICION DE LA R.G.A. CANTARELL 63 (LJK-6,5,3)

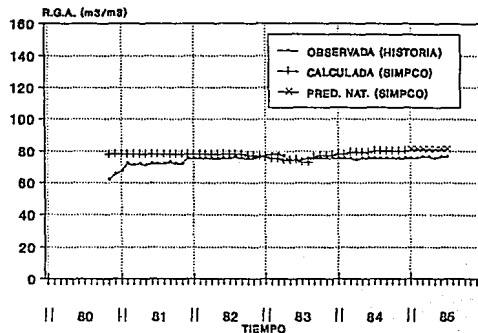


FIG. 6.80 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 63

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 63 (LJK-6,5,3)

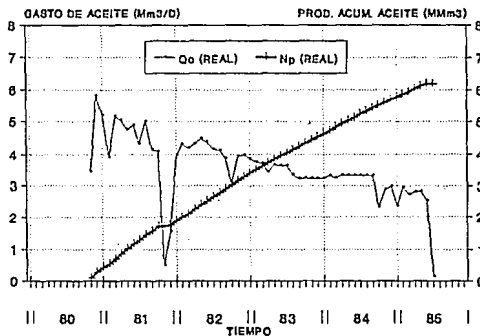


FIG. 6.81 HISTORIA DE LA PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 63

HISTORIA Y PREDICION DE PROD. DE GAS CANTARELL 63 (LJK-6,5,3)

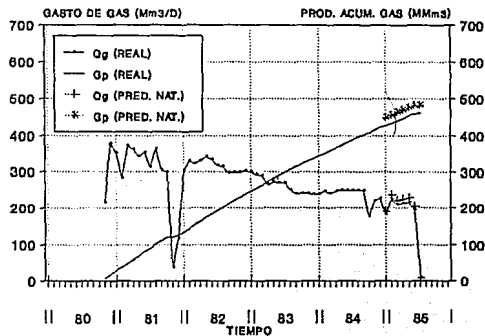


FIG. 6.82 PREDICION DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL. CANTARELL 63

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESION CANTARELL 53-A (I,J,K-5,5,5)

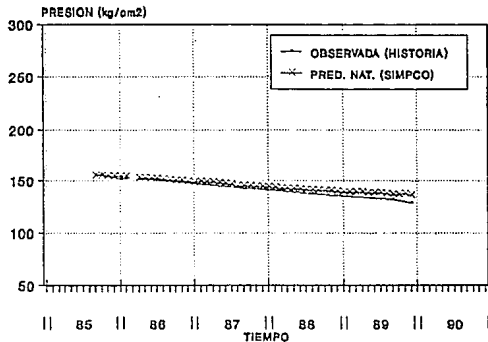


FIG. 8.83 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 53-A

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE R.G.A. CANTARELL 53-A (I,J,K-5,5,5)

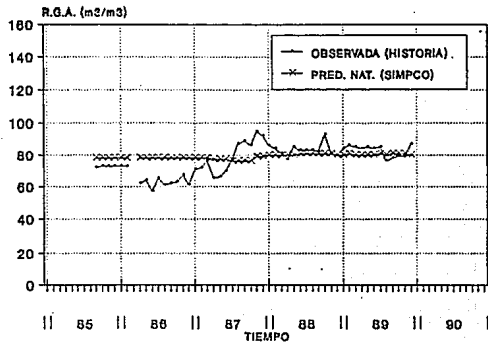


FIG. 8.84 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 53-A

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 53-A (I,J,K-5,5,5)

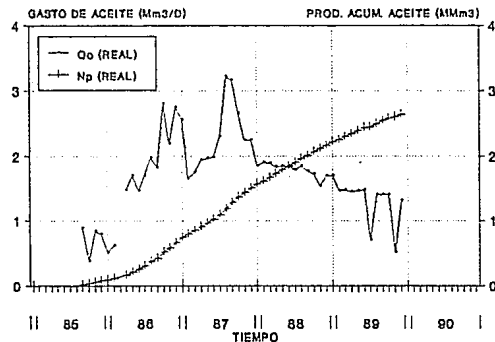


FIG. 8.85 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 53-A

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PROD. DE GAS CANTARELL 53-A (I,J,K-5,5,5)

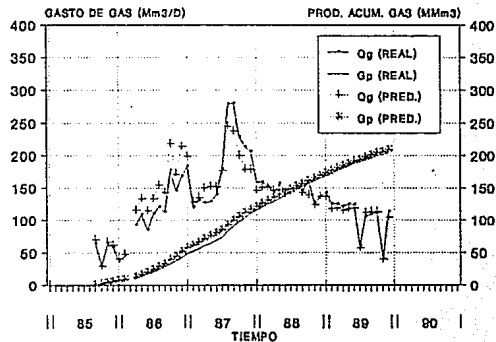


FIG. 8.86 PREDICCIÓN DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL. CANTARELL 53-A

adicional respecto a la obtenida en el período de ajuste, para aceite ΔN_p , de 2646.0 Mm³ (16.643 MMbl) y para gas ΔG_p , de 208.6 MMm³ (7.366 MMMp³).

6.3.4.5.3 Comportamiento del pozo Cantarell 31 en sus intervalos productores (CANT31 y CAN31A) durante el período de predicción.

De las Figuras 6.87 a la 6.90 se presenta para la presión, la relación gas-aceite, y la producción de gas (q_g y G_p), la comparación de los datos medios en campo y de los calculados con el modelo SIMPCO, tanto para el período de ajuste de historia como para la predicción natural. Para los volúmenes de gas (q_g y G_p) solo se muestra la comparación de los datos para el período de predicción, asimismo la producción de aceite (q_o y N_p) corresponde a datos reales.

La profundidad al nivel medio del intervalo productor correspondiente a los comportamientos anteriores es de 1664 mvbnm (CANT31). Para el período de predicción de este pozo, en las figuras antes mencionadas, se observan que no existen datos reales de presión (a excepción de febrero de 1985). El modelo SIMPCO calcula para la relación gas-aceite y producción de gas (q_g y G_p) datos mayores que los reales. Durante este período el pozo se explotó a un gasto de aceite promedio (real), de 2076.7 m³/D (13062.0 bl/D) y un gasto de gas promedio (calculado), de 185.404 Mm³/D (6.547 MMp³/D), con una relación gas-aceite promedio de 75 m³/m³. Se calcularon volúmenes acumulativos adicionales a la calculada en el período de ajuste, de aceite ΔN_p (real), y de gas ΔG_p (calculada), de 947.6 Mm³ (5.960 MMbl) y de 84.6 MMm³ (2.988 MMMp³), respectivamente.

Debido al avance del contacto gas-aceite en la parte superior de la estructura almacenadora del yacimiento Akal, el pozo Cantarell 31 se cerró a producción en el mes de abril de 1986 como consecuencia de que dicho contacto se encontraba cerca de la zona productora (NMIP = 1664 mvbnm, CANT31), por lo que a este pozo se le realizó una reparación mayor (profundización), abriéndolo a explotación en junio de 1986, a una profundidad de 2011 mvbnm (CAN31A) que representa el nivel medio del intervalo productor, NMIP.

De las Figuras 6.91 a la 6.94, se muestra gráficamente la comparación de la historia y predicción de la presión, de la relación gas-aceite y de la producción de gas (q_g y G_p). Para el gasto de gas y la producción acumulada de gas, sólo se presenta la comparación para el período de predicción. El gasto de aceite y su producción acumulativa corresponden a datos reales. En las gráficas se observa para la presión, una tendencia aceptable para el período comprendido de junio de 1986 a abril de 1988 y posteriormente a esta última fecha, el modelo SIMPCO calculó para éste mismo parámetro datos mayores a los reales. Para la relación gas-aceite y producción de gas (q_g y G_p), se obtuvieron tendencias aceptables de los datos calculados hacia los datos reales.

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESIÓN CANTARELL 31 (LJK-6,5,3)

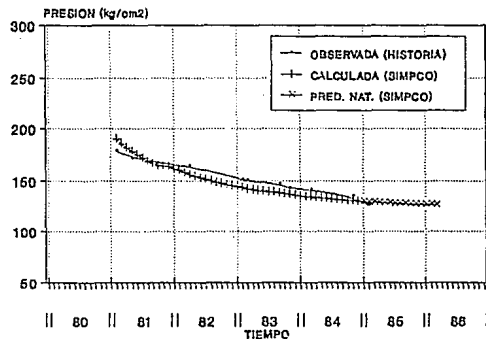


FIG. 6.87 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN
CANTARELL 31

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE R.G.A., CANTARELL 31 (LJK-6,5,3)

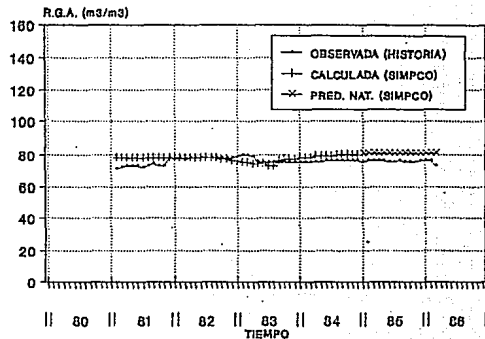


FIG. 6.88 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 31

HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE CANTARELL 31 (LJK-6,5,3)

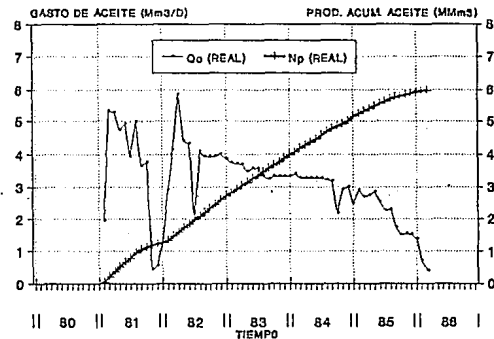


FIG. 6.89 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN
DE ACEITE. CANTARELL 31

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PROD. DE GAS CANTARELL 31 (LJK-6,5,3)

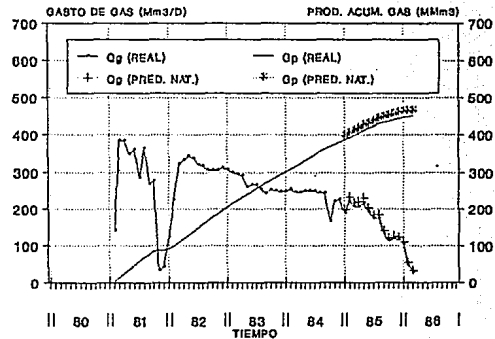


FIG. 6.90 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE
GAS NATURAL. CANTARELL 31

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESION CANTARELL 31-A (I,J,K-6,5,6)

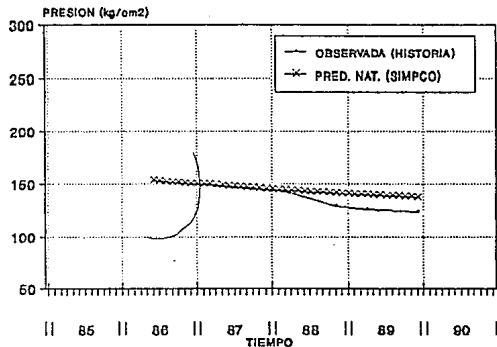


FIG. 6.01 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 31-A

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE LA R.G.A. CANTARELL 31-A (I,J,K-6,5,6)

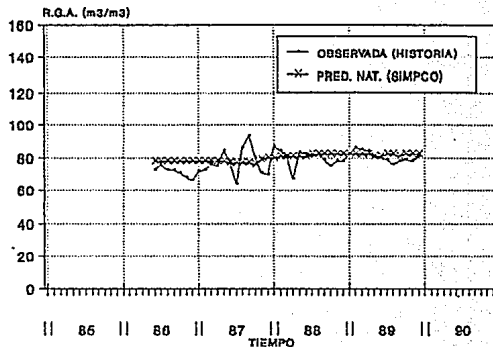


FIG. 6.02 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 31-A

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 31-A (I,J,K-6,5,6)

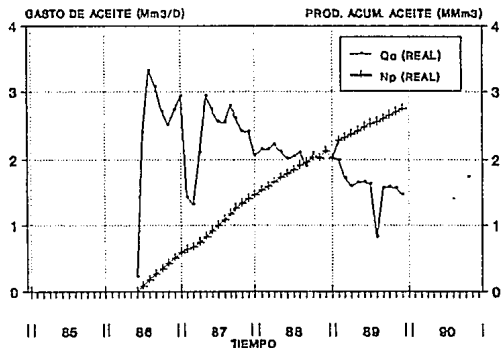


FIG. 6.03 HISTORIA DE LA PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 31-A

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PROD. DE GAS CANTARELL 31-A (I,J,K-6,5,6)

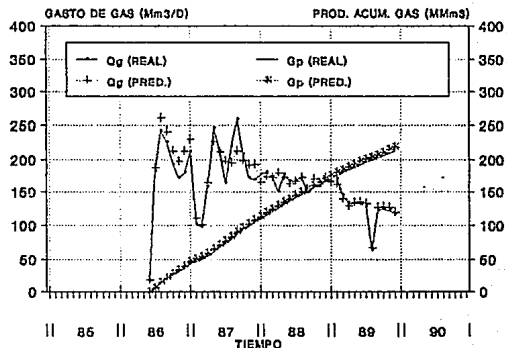


FIG. 6.04 PREDICCIÓN DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL. CANTARELL 31-A

Durante el período de predicción se calculó un volumen de aceite, ΔN_p , de 2739.0 Mm³ (17.228 MMbl) y de gas, ΔG_p , de 218.2 MMm³ (7.706 MMMp³). Se estimó una relación gas-aceite promedio de 80 m³/m³ y un gasto de gas promedio de 166.812 Mm³/D (5.891 MMp³/D). El gasto de aceite promedio real, con el que se explotó el pozo fue de 2093.9 m³/D (13170.2 bl/D).

6.3.4.5.4 Predicción del comportamiento primario para el pozo Cantarell 71-A (CAN71A).

En las Figuras 6.95 a la 6.98 se muestra la comparación de la historia y de la predicción por comportamiento primario para la presión y la producción de fluidos para el pozo Cantarell 71-A (NMIP= 1618 mvbnm, CAN71A). Para la producción de gas (q_g y G_p), sólo se presenta la comparación para el período de predicción. Los gastos de aceite y el volumen acumulado de aceite representan datos reales. La predicción incluye un período de explotación que comprende de marzo de 1985 a septiembre de 1987, cerrando el pozo en octubre de este último año, y abriéndolo a producción nuevamente en diciembre de 1987, obteniendo por predicción al 31 de diciembre de 1989 producciones acumuladas adicionales a las obtenidas en el período de ajuste, de aceite ΔN_p , y gas ΔG_p , de 1466.5 Mm³ (9.224 MMbl) y 132.2 MMm³ (4.669 MMMp³), respectivamente. El intervalo productor se explotó a un gasto de aceite promedio (real) de 860.9 m³/D (5414.9 bl/D) y a un gasto de gas promedio (calculado), de 77.663 Mm³/D (2.743 MMp³/D), determinando una relación gas-aceite promedio de 83 m³/m³.

En general, en las figuras arriba mencionadas se observan para el período de predicción ajustes buenos entre los datos reales y los calculados, esto para la relación gas-aceite y la producción de gas (q_g y G_p). Sin embargo, el simulador SIMPCO calcula datos de presión, p , un poco mayores que los reales.

6.3.4.5.5 Predicción del comportamiento primario para el pozo Cantarell 51 (CAN51A).

En junio de 1983 el pozo Cantarell 51 (CANT51, NMIP = 1293 mvbnm) se cerró, debido a la inminente invasión de gas por avance del casquete de gas, profundizándose posteriormente hasta alcanzar el Cretácico Inferior. El pozo se abrió en junio de 1985 a explotación a una profundidad al nivel medio del intervalo productor de 2127 mvbnm (CAN51A). En el período de predicción natural que involucra de esta última fecha a diciembre de 1989 (cerrando el pozo en febrero y marzo de 1989), el intervalo productor produjo a un gasto de aceite promedio real de 728.8 m³/D (4580.2 bl/D) y de gas promedio 56.877 Mm³/D (2.009 MMp³/D), obteniéndose 1174.0 Mm³ (7.384

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESION CANTARELL 71-A (J,K=4,2,3)

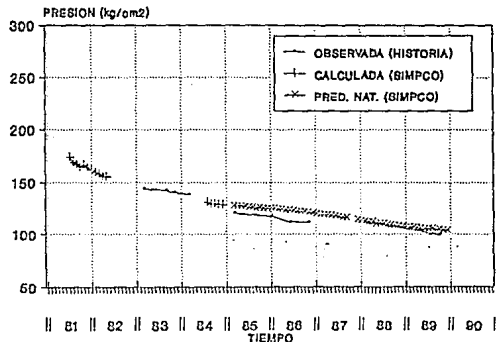


FIG. 6.95 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 71-A

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE LA R.G.A. CANTARELL 71-A (J,K=4,2,3)

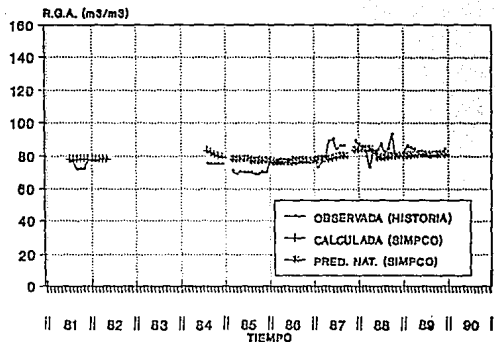


FIG. 6.96 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 71-A

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 71-A (J,K=4,2,3)

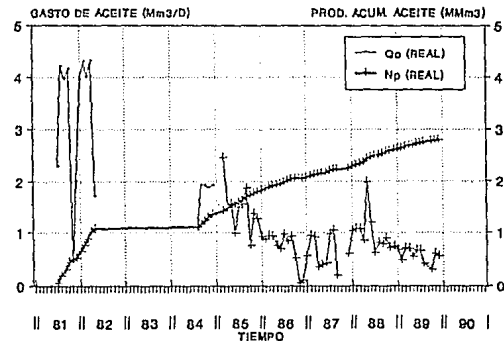


FIG. 6.97 HISTORIA DE LA PRODUCCION DE
ACEITE. CANTARELL 71-A

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PROD. DE GAS CANTARELL 71-A (J,K=4,2,3)

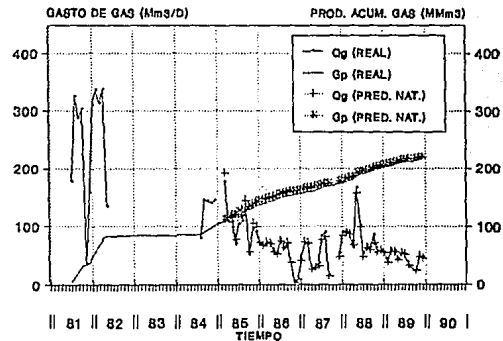


FIG. 6.98 PREDICCIÓN DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL. CANTARELL 71-A

MMbl) y 91.7 MMm^3 (3.238 MMMp^3) de volúmenes acumulados de aceite, ΔN_p , y gas, ΔG_p , respectivamente.

Las Figuras 6.99 y 6.100 presentan la comparación de la historia y de la predicción por comportamiento primario para la presión y la relación gas-aceite, en donde se visualiza que para la presión, el modelo calculó datos mayores que los reales, obteniendo tendencias aceptables de los datos calculados a los datos reales para la relación gas-aceite. La Figura 6.101 muestra la producción de aceite real (q_o y N_p), los gastos de aceite corresponden a promedios diarios. Posteriormente en la gráfica de la Figura 6.102 se observa la producción de gas (q_g y G_p) real y calculada para el periodo de predicción, notando al igual que la relación gas-aceite tendencias aceptables.

6.3.4.5.6 Predicción para el pozo Cantarell 52 (CANT52).

El pozo Cantarell 52 se perforó a una profundidad total de 2007 mvbnm en la formación del Cretácico Inferior. La profundidad al nivel medio del intervalo productor, NMIP, se localiza a 1966 mvbnm (CANT52), el cual se abrió a explotación en marzo de 1986. Para la predicción del comportamiento del pozo, se le asignaron gastos de aceite reales con un promedio de $2245.4 \text{ m}^3 / \text{D}$ (14123.1 bl/D), para lo cual el simulador SIMPCO calculó una relación gas-aceite promedio de $78 \text{ m}^3 / \text{m}^3$, siendo el volumen de gas promedio de $174.299 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ ($6.155 \text{ MMp}^3 / \text{D}$). A diciembre de 1989 por predicción natural se calculó un volumen acumulativo de aceite, ΔN_p , de 3142.0 Mm^3 (19.763 MMbl) y un volumen acumulado de gas, ΔG_p , de 243.9 MMm^3 (8.613 MMMp^3).

El comportamiento real y predicho (calculado) para este pozo, se presenta de las Figuras 6.103 a la 6.106 apreciando buenos ajustes tanto para la presión, como para la relación gas-aceite y producción de gas natural (q_g y ΔG_p). Para la producción de gas y acumulada de gas, sólo se presenta la comparación de los datos reales y los calculados durante el periodo de predicción. La producción de aceite (q_o y ΔN_p) muestra datos reales.

6.3.4.5.7 Predicción del comportamiento primario para el pozo Cantarell 95 (CANT95).

El pozo Cantarell 95 se perforó a una profundidad total de 1737 mvbnm. En marzo de 1987 se inició su explotación a 1718 mvbnm (CANT95), profundidad que representa el nivel medio del intervalo productor, NMIP.

La comparación de la historia y de la predicción para la presión, la relación gas-aceite y la producción de gas (q_g y G_p), se presenta gráficamente en las Figuras 6.107 a la 6.110, en donde se observan para estos parámetros tendencias aceptables de los datos calculados respecto a los datos reales. Para los volúmenes de gas producidos (q_g y ΔG_p), dicha comparación se muestra

HISTORIA Y PREDICION DE PRESION CANTARELL 61-A (LJK-5,3,8)

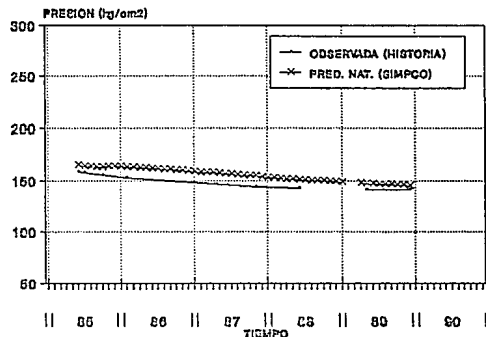


FIG. 6.109 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 61-A

HISTORIA Y PREDICION DE R.G.A. CANTARELL 61-A (LJK-5,3,8)

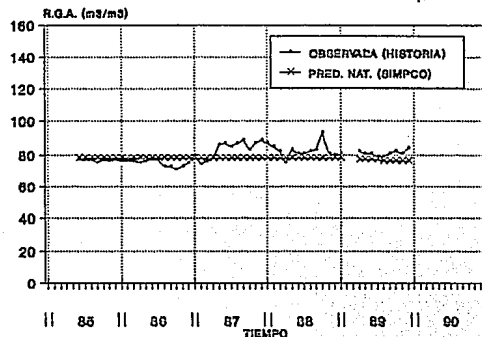


FIG. 6.130 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 61-A

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 61-A (LJK-5,3,8)

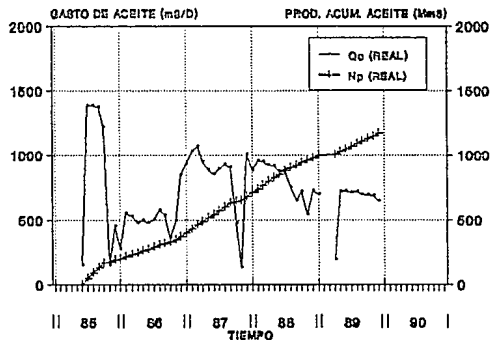


FIG. 6.101 HISTORIA DE LA PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 61-A

HISTORIA Y PREDICION DE PROD. DE GAS CANTARELL 61-A (LJK-5,3,8)

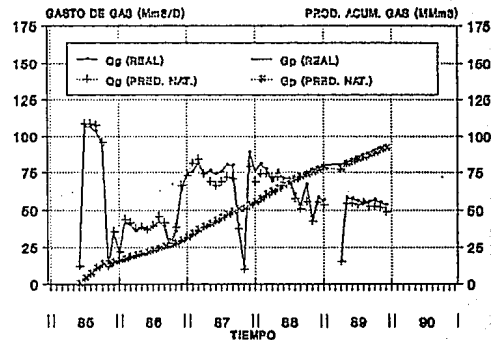


FIG. 6.102 PREDICION DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL. CANTARELL 61-A

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESION CANTARELL 62 (LJK-6,2,4)

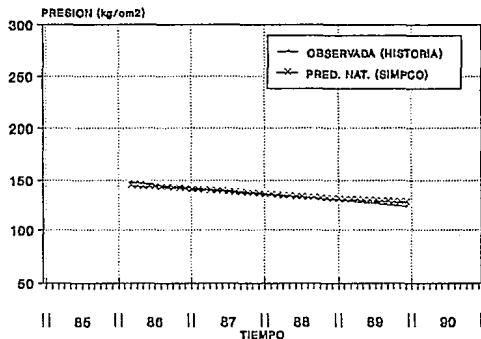


FIG. 6.103 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION
CANTARELL 62

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE LA R.G.A. CANTARELL 62 (LJK-6,2,4)

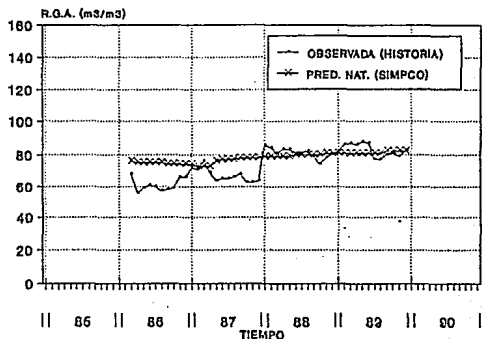


FIG. 6.104 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 62

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 62 (LJK-6,2,4)

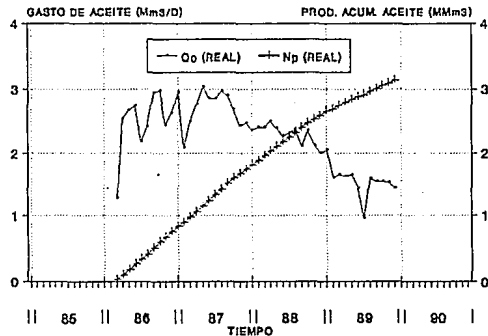


FIG. 6.105 HISTORIA DE LA PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 62

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PROD. DE GAS CANTARELL 62 (LJK-6,2,4)

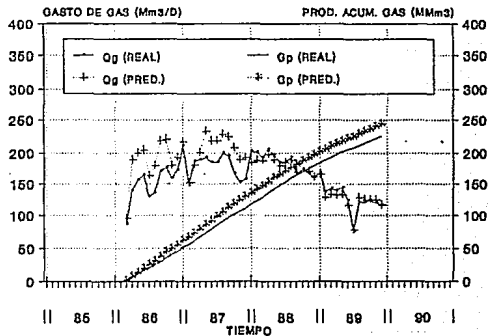


FIG. 6.106 PREDICCIÓN DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL CANTARELL 62

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESION CANTARELL 95 (LJK-1,5,4)

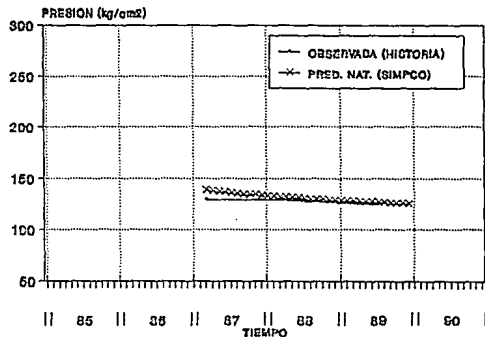


FIG. 6.37 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 95

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE LA R.G.A. CANTARELL 95 (LJK-1,5,4)

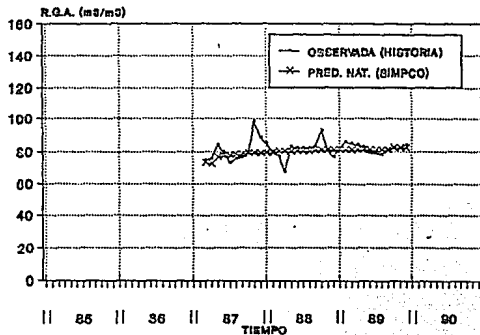


FIG. 6.38 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 95

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 95 (LJK-1,5,4)

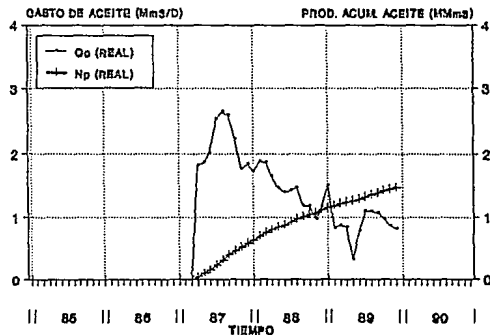


FIG. 6.39 HISTORIA DE LA PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 95

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PROD. DE GAS CANTARELL 95 (LJK-1,5,4)

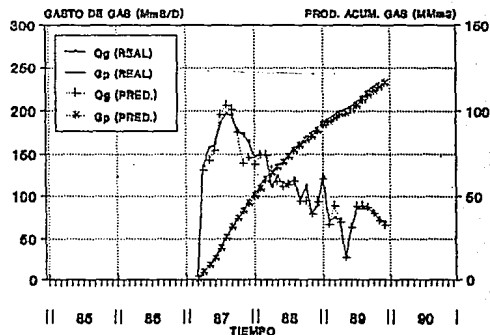


FIG. 6.40 PREDICCIÓN DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL. CANTARELL 95

sólo para el período de predicción. La producción de aceite (q_o y ΔN_p) corresponde a datos reales.

Durante el período de predicción se calcularon volúmenes acumulados de aceite y de gas de 1456 Mm^3 (9.158 MMbl) y 115.4 MMm^3 (4.075 MMMp³), respectivamente, a ritmos promedios de producción de aceite de $1407.7 \text{ m}^3/\text{D}$ (8854.2 bl/D) y de producción de gas de $111.575 \text{ Mm}^3/\text{D}$ ($3.940 \text{ MMp}^3/\text{D}$), con una relación gas-aceite promedio, de $79 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

6.3.4.5.8 Predicción del comportamiento primario para el intervalo productor del pozo Cantarell 93 (CANT93).

El pozo Cantarell 93 se perforó a una profundidad total de 2186 mvbnm. En julio de 1987, dicho pozo se abrió a explotación a una profundidad de 2039 mvbnm (CANT93), que corresponde al nivel medio del intervalo productor, NMIP. A diciembre de 1989, se calculó por predicción natural, una producción acumulada de aceite, ΔN_p , y de gas, ΔG_p , de 1208.0 Mm^3 (7.598 MMbl) y 94.0 MMm^3 (3.320 MMMp³), respectivamente. Al modelo SIMPCO se le proporcionaron como datos los gastos de aceite teniendo éstos un valor promedio de $1323.7 \text{ m}^3/\text{D}$ (8325.8 bl/D), calculando el modelo un gasto de gas promedio de $103.002 \text{ Mm}^3/\text{D}$ ($3.637 \text{ MMp}^3/\text{D}$), con una relación gas-aceite promedio de $78 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

La comparación del comportamiento primario real y de la predicción para la presión, la relación gas-aceite, la producción de gas, se muestra de las Figuras 6.111 a la 6.114, incluyéndose también la producción de aceite y la acumulada de aceite real. Para los volúmenes de gas (q_g y G_p), sólo se muestra la comparación para el período de predicción. En estas figuras se puede apreciar que el modelo SIMPCO, calcula valores de presión un poco mayores a los reales, siendo los datos calculados menores a los reales para la relación gas-aceite y producción de gas natural (q_g y G_p).

6.3.4.5.9 Comportamiento de la predicción para el pozo Cantarell 76 (CANT76).

La profundidad al nivel medio del intervalo que se encuentra en explotación se localiza a 1941 mvbnm (CANT76). La extracción de fluidos para este pozo se inició en abril de 1988, mediante un gasto de producción de aceite promedio de $762.3 \text{ m}^3/\text{D}$ (4794.7 bl/D), calculando el simulador SIMPCO para el período de predicción un gasto de gas promedio de $61.207 \text{ Mm}^3/\text{D}$ (2.161 MMp³/D), con una relación gas-aceite promedio de $80 \text{ m}^3/\text{m}^3$, obteniendo a diciembre de 1989 una producción acumulada de aceite, y de gas de 487.0 Mm^3 (3.063 MMbl) y 39.1 MMm^3 (1.381 MMMp³), respectivamente.

En las Figuras 6.115 a la 6.118 se observa el comportamiento real y el predicho, tanto para la presión, como para la producción de gas, asimismo se muestra el comportamiento

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESION CANTARELL 93 (LJK-4,3,6)

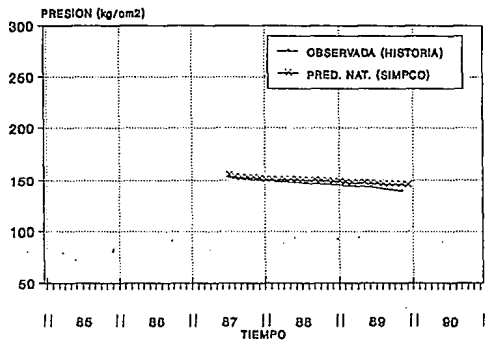


FIG. 6.111 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION
CANTARELL 93

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE R.G.A. CANTARELL 93 (LJK-4,3,6)

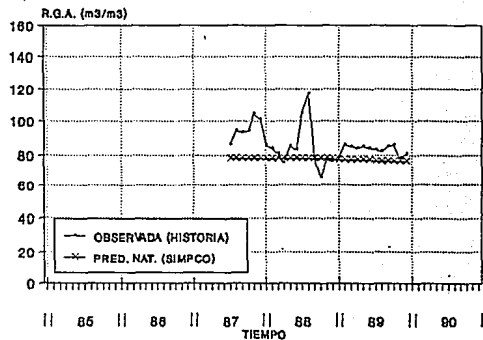


FIG. 6.112 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 93

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 93 (LJK-4,3,6)

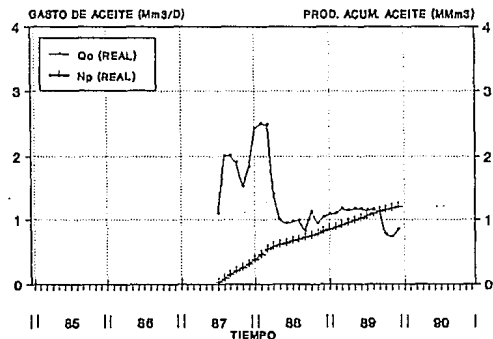


FIG. 6.113 HISTORIA DE LA PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 93

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PROD. DE GAS CANTARELL 93 (LJK-4,3,6)

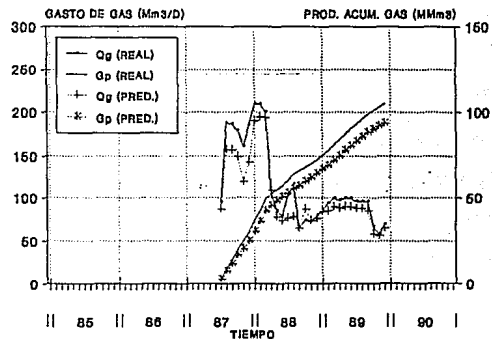


FIG. 6.114 PREDICCIÓN DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL. CANTARELL 93

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESION CANTARELL 76 (LJK-2,5,4)

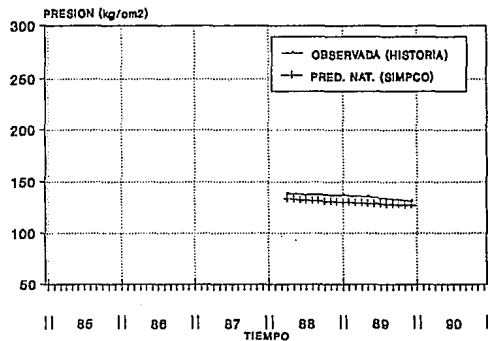


FIG. 6.115 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 76

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE R.G.A. CANTARELL 76 (LJK-2,5,4)

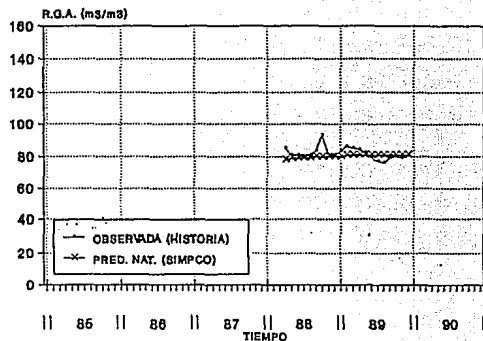


FIG. 6.116 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 76

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 76 (LJK-2,5,4)

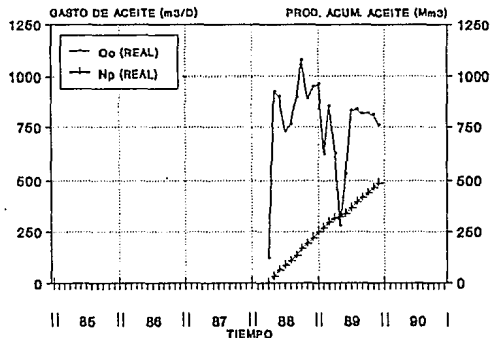


FIG. 6.117 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 76

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PROD. DE GAS CANTARELL 76 (LJK-2,5,4)

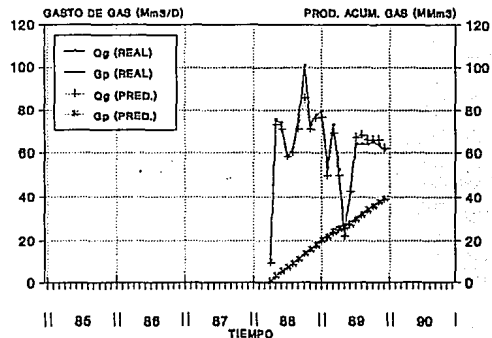


FIG. 6.118 PREDICCIÓN DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL. CANTARELL 76

de los gastos de extracción de aceite reales. Para el gas (q_g y G_p), sólo se muestran dichos comportamientos para el período de predicción. En las figuras antes mencionadas se visualiza que el modelo SIMPCO calcula datos de presión menores que los reales, en tanto que la relación gas-aceite y la producción de gas (q_g y G_p) calculadas, siguen una tendencia aceptable respecto a los datos reales.

6.3.4.5.10 Predicción del comportamiento primario para el intervalo productor del pozo Cantarell 72 (CANT72).

Todos los pozos e intervalos productores antes mencionados, pertenecen a la plataforma de producción Akal E; sin embargo, la región en estudio en donde se trazó la malla para la simulación numérica involucra un pozo e intervalo productor más, siendo éste el Cantarell 72, que pertenece a la plataforma de producción Akal N (Figura 5.11 del Capítulo V).

El pozo Cantarell 72 se perforó a una profundidad total de 2115 mvbnm, abriendo a producción el intervalo 1982-2002 mvbnm (CANT72) en marzo de 1989, por lo que el proceso de predicción sólo se realizó para 10 meses (hasta diciembre de 1989), obteniendo un volumen acumulado de aceite real y de gas de 370.0 Mm^3 (2.327 MMbl) y 28.5 MMm^3 (1.006 MMMp^3) respectivamente, al extraer un gasto de aceite promedio y real de $1216.3 \text{ m}^3/\text{D}$ (7650.3 bl/D) y de gas promedio calculado de $93.688 \text{ Mm}^3/\text{D}$ ($3.308 \text{ MMp}^3/\text{D}$), con una relación gas-aceite promedio de $77 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

La comparación del comportamiento real y de predicción para la presión, la relación gas-aceite, y la producción de gas (q_g y G_p), se muestran de las Figuras 6.119 a la 6.122, notando que, para el gasto de gas y el volumen acumulado de gas, dicha comparación se muestra sólo para el período de predicción. En las gráficas presentadas se visualiza que para la presión el modelo SIMPCO, calcula datos mayores tendiendo a aproximarse a los datos reales. Sin embargo, para la relación gas-aceite y producción de gas natural (q_g y G_p) dicha comparación es muy parecida.

6.3.4.6 Recuperación de hidrocarburos en la región de estudio del yacimiento Akal para los períodos de ajuste de historia y predicción natural.

La Tabla 6.48 presenta para el período de predicción natural, un resumen de los volúmenes de fluidos producidos para cada pozo e intervalo productor.

Por otro lado, la conversión del volumen de gas natural producido, G_p , a volumen de gas seco producido, se realizó con la expresión siguiente:

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PRESION CANTARELL 72 (I,J,K-2,1,6)

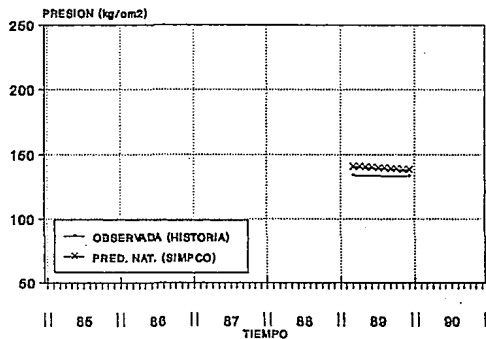


FIG. 6.119 COMPORTAMIENTO DE PRESION
CANTARELL 72

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE LA R.G.A. CANTARELL 72 (I,J,K-2,1,6)

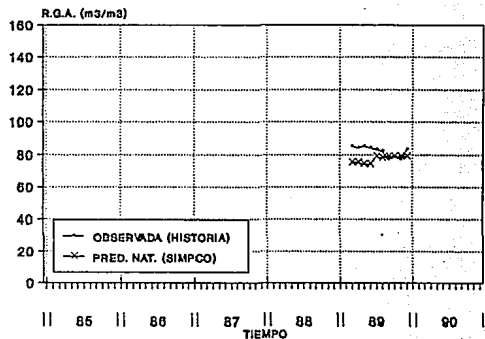


FIG. 6.120 COMPORTAMIENTO DE LA R.G.A.
CANTARELL 72

HISTORIA DE PRODUCCION DE ACEITE CANTARELL 72 (I,J,K-2,1,6)

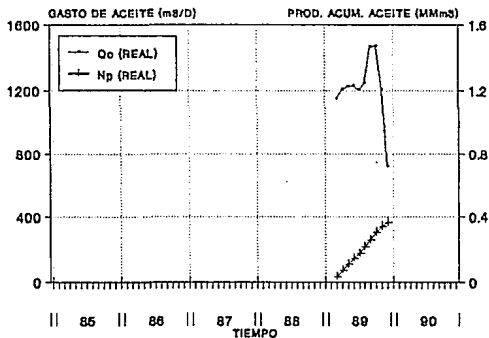


FIG. 6.121 HISTORIA DE LA PRODUCCION
DE ACEITE. CANTARELL 72

HISTORIA Y PREDICCIÓN DE PROD. DE GAS CANTARELL 72 (I,J,K-2,1,6)

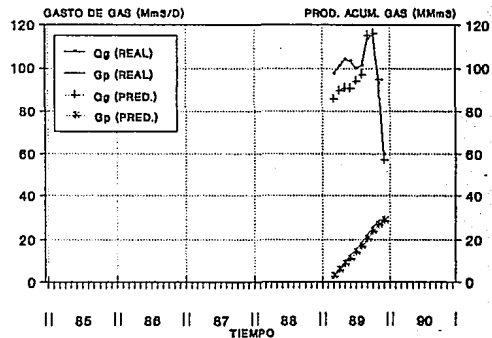


FIG. 6.122 PREDICCIÓN DE PRODUCCION DE
GAS NATURAL. CANTARELL 72

TABLA 6.48 RITMOS DE EXTRACCION Y PRODUCCIONES ACUMULADAS DE ACEITE Y DE GAS PARA LA REGION EN ESTUDIO PARA EL PERIODO DE PREDICCIÓN POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO (1 DE ENERO DE 1985 AL 31 DE DICIEMBRE DE 1989).

POZO	TIEMPO DE PRODUCCION	PRODUCCION DE ACEITE		PRODUCCION DE GAS NATURAL		R.G.A.	N ₂		G ₂	
	(meses)	(M ³ /D)	(bl/D)	(MM ³ /D)	(MM ³ /D)	(M ³ /M ³)	(MM ³)	(MMbl)	(MMM ³)	(MMMM ³)
CAN73A	18	1489.7	9369.9	161.078	5.688	76	815.7	5.131	88.2	3.115
CANT53	7	2262.8	14232.6	280.361	9.901	76	495.6	3.117	59.7	2.108
CANT31	15	2076.7	13062.0	185.404	6.547	75	947.6	5.960	84.6	2.988
CAN71A	56	860.9	5414.9	77.663	2.743	83	1466.5	9.224	132.3	4.672
CAN51A	53	728.2	4580.2	56.877	2.009	78	1174.0	7.384	91.7	3.238
CAN53A	51	1705.5	10727.3	134.457	4.748	79	2646.0	16.643	208.6	7.366
CANT52	46	2245.4	14123.1	174.299	6.155	78	3142.0	19.763	243.9	8.613
CAN31A	43	2093.9	13170.2	166.812	5.891	80	2739.0	17.228	218.2	7.706
CAN73B	41	1568.3	9864.3	123.314	4.355	79	1956.0	12.303	153.8	5.431
CANT95	34	1407.7	8854.2	111.575	3.940	79	1456.0	9.158	115.4	4.075
CANT93	30	1323.7	8325.8	103.002	3.637	78	1208.0	7.598	94.0	3.320
CANT76	21	762.3	4794.7	61.207	2.161	80	487.0	3.063	39.1	1.381
CANT72	10	1216.3	7650.3	93.688	3.308	77	370.0	2.327	28.5	1.006
TOTAL							18903.4	118.899	1558.0	55.819

$$\text{Vol. de gas seco producido} = \text{Vol. de gas natural producido} \times F_{ei} \times F_{el} \quad (6.8)$$

en donde, para el yacimiento Akal, $F_{ei} = 0.9678$ representa el factor de encogimiento por impurezas, calculado a partir del análisis molar del gas del yacimiento, eliminando las fracciones molares de los componentes contaminantes, y $F_{el} = 0.4406$ es el factor de encogimiento por licuables, determinado también a partir del análisis molar del gas del yacimiento, empleando datos actualizados de las eficiencias de las plantas^{62,121}.

Para expresar el volumen de gas seco a su equivalente líquido, se utilizó el factor de equivalencia del gas seco convertido a líquido, F_{egsl} , el cuál se obtiene a partir de la composición molecular del gas del yacimiento, considerando los poderes caloríficos unitarios de cada uno de los componentes de la mezcla y el poder calorífico del líquido de equivalencia.

En el anexo I de la referencia 169, se presenta la justificación del poder calorífico del aceite promedio de la República Mexicana y del gas seco que sale de las plantas, en donde se determinó un valor de 1122.7345 metros cúbicos de líquido por cada millón de metros cúbicos de gas seco, siendo éste la equivalencia en aceite del gas seco ponderado a su potencia calorífica.

Para el período de ajuste de la historia de presión y producción (del primero de enero de 1980 al 31 de diciembre de 1984) se contó con 5 pozos productores (6 intervalos abiertos a producción) y se extrajo un volumen de 22.391 MMm³ (140.835 MMbl) de aceite, N_p , y 1672.4 MMm³ (59.059 MMMp³) de gas natural, G_p , calculando un volumen de hidrocarburos líquidos a condiciones de superficie de 23.192 MMm³ (145.871 MMbl), por lo que se contaba con una recuperación de hidrocarburos de 2.9 % respecto al volumen poroso de hidrocarburos a condiciones de superficie.

Durante el período de predicción por comportamiento primario (10 pozos y 13 intervalos productores) se calcularon volúmenes adicionales de aceite, ΔN_p , y gas, ΔG_p , de 18.9034 MMm³ (118.899 MMbl) y de 1558.0 MMm³ (55.019 MMMp³), respectivamente. Se determinó un volumen de hidrocarburos líquidos adicional a condiciones de superficie de 19.649 MMm³ (123.588 MMbl), lo que representa una recuperación adicional de hidrocarburos del 2.4 % respecto al volumen poroso de hidrocarburos a condiciones de superficie.

Al 31 de diciembre de 1989, el volumen de hidrocarburos líquido total (períodos de ajuste y de predicción) se estimó en 42.841 MMm³ (269.461 MMbl), siendo la recuperación del volumen de hidrocarburos igual a 5.3 % respecto al volumen poroso de hidrocarburos original medido a condiciones de superficie.

6.3.5 Proceso de predicción del comportamiento del yacimiento por inyección de nitrógeno.

Una vez que se efectuó con el simulador SIMPCO¹⁵⁰ el proceso de predicción del comportamiento primario de la región en estudio del yacimiento Akal, perteneciente al Complejo Cantarell, se realizó la predicción con la opción de inyección de gas nitrógeno.

Para este propósito, se consideraron dos pozos inyectoros de nitrógeno, con su intervalo de inyección localizado en la cima de la estructura productora de dicho yacimiento, es decir en el casquete secundario de gas.

6.3.5.1 Datos de control del simulador, generales del yacimiento y de cada celda de la malla.

Algunos datos obtenidos inicialmente y en el ajuste de historia, no se modificaron durante los procesos de predicción por comportamiento primario y por inyección de nitrógeno.

Los datos de control del simulador y generales del yacimiento se muestran en la Sección 5.5.6.1 y Tablas 5.6, 5.14, 5.16 y 5.17 del Capítulo V. Los relacionados al control del simulador que no se modificaron son: la fase presente, las etapas de separación en la batería, el número de pseudocomponentes y la tolerancia asignada al proceso iterativo. El número de la etapa de tiempo en que inicia la corrida actual y el número de corrida sí se cambiaron. Los datos generales del yacimiento que no se modificaron son: identificación del campo y del yacimiento, fecha de inicio de explotación del yacimiento, etapas de tiempo de la historia de producción, presiones y temperaturas de separación en la batería superficial, plano de referencia, presión de saturación inicial estimada, coeficientes de viscosidad, salinidad del agua del yacimiento, datos para cálculos de comportamiento de fases y datos de permeabilidades relativas (estos últimos se presentan en la Sección 6.3.2.1.2, en la Tabla 6.3.1 y en las Figuras 6.55 a 6.58, que corresponden al proceso del mejor ajuste obtenido para la historia de presión-producción).

En relación a los datos proporcionados a cada celda de la malla que no se cambiaron, se encuentran la longitud de cada celda en las direcciones X, Y, y Z (Tablas 5.9, 6.25 y 6.26, respectivamente), y el espaciamiento entre los nodos de la malla en X, Y y Z (Tablas 5.12, 6.28 y 6.29, respectivamente), la distribución de la porosidad ϕ , se presenta en la Tabla 6.32, las permeabilidades absolutas ponderadas al volumen poroso en cada celda de la malla para las direcciones X-Y y Z se muestran en las Tablas 6.37 y 6.38, respectivamente, y la distribución de la saturación de aceite y de agua, se presentan en las Tablas 6.34 y 6.35, respectivamente.

6.3.5.2 Pozos productores e inyectoros que intervienen en el período de predicción con inyección de nitrógeno.

En el período de predicción con inyección (que comprende del 1 de febrero de 1987 al 31 de diciembre de 1989) se contó con 10 pozos productores (10 intervalos abiertos a explotación), que ordenados de acuerdo a la capa que ocupan en la malla X-Y-Z son: para la capa 3, el pozo Cantarell 71-A (CAN71A); para la capa 4, los pozos Cantarell 52 (CANT52), 95 (CANT95), 76 (CANT76); para la capa 5, los pozos Cantarell 53-A (CAN53A), 31-A (CAN31A), 73-B (CANT73B) y 72 (CANT72); y finalmente, para la capa 6 los pozos Cantarell 51-A (CAN51A) y 93 (CANT93). La Tabla 5.13 del Capítulo V, muestra los intervalos productores para cada pozo en cuestión. La localización (I, J, K) y los datos generales de estos pozos, se presentan en la Tabla 6.45 (sección 6.3.4.2), que son los mismos que corresponden a la predicción del comportamiento primario.

Para el período de predicción con inyección, se consideraron dos pozos inyectoros de nitrógeno, ambos presentan su intervalo de inyección localizado en la parte superior del yacimiento (zona del casquete secundario), que corresponde a la capa 1 ($Z=1$) de la malla rectangular trazada para la simulación, y se denominan Cantarell Inyector 1 (CINY01) y Cantarell Inyector 2 (CINY02); la localización de éstos en la malla se presenta en la Figura 6.123.

Cabe mencionar que se realizaron simulaciones con los pozos inyectoros localizados en cada una de las celdas de la malla trazada barriendo las direcciones X-Y (en las capas 1 y 2 de la malla). Sin embargo, los resultados cuantitativos obtenidos se comportaron muy similares para cada caso simulado, por lo que sólo se presentan los correspondientes para los pozos inyectoros que se muestran en la figura antes mencionada. Las coordenadas (I,J,K) y los datos generales de ambos pozos inyectoros se muestran en las tarjetas DATOPOZO de la Tabla 6.49, y la explicación del formato para estas tarjetas se presenta en la Sección 5.5.6.2 del Capítulo V.

6.3.5.3 Etapas de tiempo de la predicción con inyección de nitrógeno.

La Tabla 6.46 muestra el número de etapas de tiempo y la duración en días que corresponde a cada etapa, las cuales forman parte de los datos necesarios para analizar el comportamiento del yacimiento con inyección de nitrógeno. En esta tabla se observan 60 etapas de tiempo (de la etapa 61 a la 120) con sus respectivos días de duración, que incluyen el período de inyección de tres años, comprendido de la etapa de tiempo 86 (febrero de 1987) a la 120 (diciembre de 1989), es decir, para la predicción con inyección de gas se consideraron 35 etapas de tiempo. En el Capítulo V (Sección 5.5.6.1.4) se explica con detalle el formato de estas tarjetas.

6.3.5.4 Política de explotación (gastos de aceite) por intervalo productor de los pozos para la predicción por inyección de nitrógeno.

La Tabla 6.47 que se presenta en la Sección 6.3.4.4, muestra los gastos de aceite (reales), para cada intervalo productor de los diez pozos productores. Los gastos de aceite se reportan en metros cúbicos por día a condiciones de superficie.

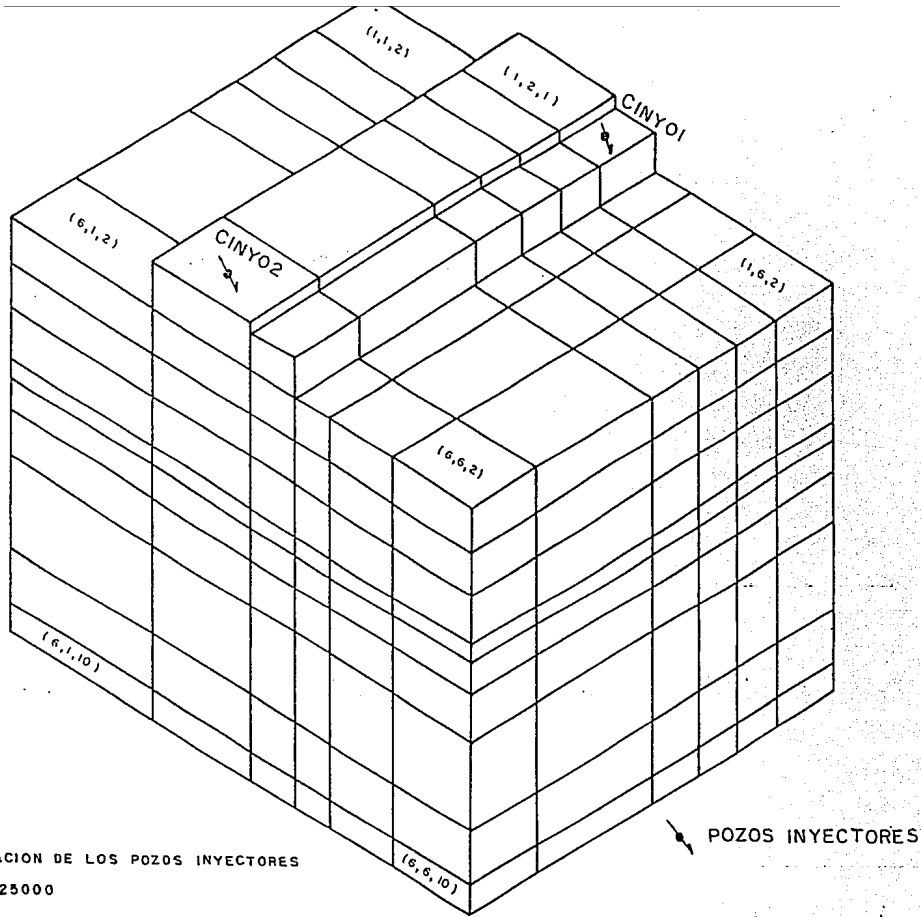


FIG. 6.123 LOCALIZACION DE LOS POZOS INYECTORES
 ESC. 1:25000

TABLA 6.49 DATOS ADICIONALES PROPORCIONADOS AL ARCHIVO DE DATOS DEL MODELO SIMPCO, NECESARIOS PARA LA PREDICCION CON INYECCION DE GAS NITROGENO.

```

C *****
C PREDICCION CON INYECCION DE GAS NITROGENO
C *****
C ** DATOS GENERALES DE POZOS INYECTORES DE NITROGENO **
C * DATOS DE POZOS *
DATOPOZO CINY01,1,3,1,87,IGA,7.62,0.00/
DATOPOZO CINY02,6,2,1,87,IGA,7.62,0.00/
C * PROGRAMA DE GASTOS DE INYECCION DE NITROGENO POR POZO *
HISPROPZ CINY01,1,3,1,87,3750.,88,7500.,89,11250.,90,15000.,91,18750./
HISPROPZ CINY01,1,3,1,92,22500.,93,26250.,94,30000.,95,30000.,96,30000./
HISPROPZ CINY01,1,3,1,97,30000.,98,30000.,99,30000.,100,30000.,101,30000./
HISPROPZ CINY01,1,3,1,102,30000.,103,30000.,104,30000.,105,30000.,106,30000./
HISPROPZ CINY01,1,3,1,107,30000.,108,30000.,109,30000.,110,30000.,111,30000./
HISPROPZ CINY01,1,3,1,112,30000.,113,30000.,114,30000.,115,30000.,116,30000./
HISPROPZ CINY01,1,3,1,117,30000.,118,30000.,119,30000.,120,30000.,121,30000./
HISPROPZ CINY02,6,2,1,87,3750.,88,7500.,89,11250.,90,15000.,91,18750./
HISPROPZ CINY02,6,2,1,92,22500.,93,26250.,94,30000.,95,30000.,96,30000./
HISPROPZ CINY02,6,2,1,97,30000.,98,30000.,99,30000.,100,30000.,101,30000./
HISPROPZ CINY02,6,2,1,102,30000.,103,30000.,104,30000.,105,30000.,106,30000./
HISPROPZ CINY02,6,2,1,107,30000.,108,30000.,109,30000.,110,30000.,111,30000./
HISPROPZ CINY02,6,2,1,112,30000.,113,30000.,114,30000.,115,30000.,116,30000./
HISPROPZ CINY02,6,2,1,117,30000.,118,30000.,119,30000.,120,30000.,121,30000./
C * TARJETA DE CONCENTRACION DEL GAS NITROGENO INYECTADO *
GASINYCN 6,1,0/

```

Por condiciones de manejo del simulador SIMPCO, el archivo de datos requiere en las tarjetas HISPROPZ las etapas de tiempo reales incrementadas en una unidad, por lo que los gastos de aceite para la predicción con inyección de nitrógeno comprenden de la etapa 87 (que pertenece en realidad a la 86) a la 121 (que pertenece a la 120). La explicación del formato de estas tarjetas se presenta en la Sección 5.5.6.2 del Capítulo V.

6.3.5.5 Concentración del gas nitrógeno en el fluido de inyección.

La última tarjeta de la tabla 6.49, denominada GASINYCN 6,1.0/, indica al modelo SIMPCO el tipo de fluido de inyección y la concentración de éste. Para este caso, el número 6 corresponde al gas nitrógeno de acuerdo al ordenamiento de componentes suministrado en el archivo de datos del simulador, y el 1.0 implica que el componente 6 se inyecta en una concentración de 100 %, es decir, puro.

6.3.5.6 Programas de gastos de inyección de nitrógeno. Volúmenes acumulados de nitrógeno inyectado a la región en estudio.

Durante el período de predicción bajo inyección de gas, se consideraron para cada uno de los pozos inyectoros tres programas de gastos de inyección de nitrógeno (que implica tres corridas de simulación). Para cada programa, al modelo SIMPCO se le proporcionaron incrementos paulatinos en los gastos (en forma escalonada) hasta llegar al gasto de inyección programado, es decir, para alcanzar cada programa (gasto total) se necesitaron siete meses después de iniciada la inyección, posteriormente se inyectó el gasto programado.

Los gastos de inyección se tomaron de la literatura para casos de laboratorio y de campos reportados. En una simulación formal los gastos se establecen comparando diversas alternativas y seleccionando la más rentable.

Lo que se acostumbra en un estudio de simulación, es que cuando se considera inyección de agua o de algún gas, hacer simulaciones en mallas burdas, en secciones transversales o mallas radiales para una cierta zona del yacimiento. Esto permite generar información necesaria para el arranque de la inyección.

Dado que esto suponía un conjunto de actividades para las cuales no se disponía del tiempo suficiente para el desarrollo de esta tesis, se optó por simular un incremento gradual del gasto de inyección hasta el programado. Las corridas realizadas y los programas de inyección que se efectuaron se describen a continuación.

Corrida 1. Se programó un gasto de inyección de $10 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. ($353 \text{ Mp}^3 / \text{D}$ a c.s.) por pozo, los incrementos paulatinos de la etapa 87 a la 94 fueron de 1.25, 2.5, 3.75, 5.00, 6.25, 7.5 y $8.75 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. por pozo, respectivamente. A partir de la etapa 95 a la 121 se inyectaron 20

Mm^3 / D a c.s. ($706 \text{ Mp}^3 / \text{D}$ a c.s.) de nitrógeno al yacimiento.

Corrida 2. Esta alternativa maneja un gasto de inyección de $20 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. ($706 \text{ Mp}^3 / \text{D}$ a c.s.) por pozo. Se programaron gastos escalonados de 2.50, 5.00, 7.50, 10.00, 12.50, 15.00 y $17.50 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. por pozo, a partir de la etapa 87 a la 93, respectivamente. Posteriormente a esta etapa y hasta la 121 se inyectaron al yacimiento un total de $40 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. ($1413 \text{ Mp}^3 / \text{D}$ a c.s.).

Corrida 3. Se programó un gasto de inyección de $30 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. ($1059 \text{ Mp}^3 / \text{D}$ a c.s.) por pozo. La Tabla 6.49 en sus tarjetas HISPROPZ muestra los incrementos paulatinos de la etapa 87 a la 93, observando que a partir de la etapa 94 y hasta la 121, se inyectó el gasto total programado.

La Figura 6.124 muestra las alternativas de inyección de nitrógeno para cada pozo inyector, observándose que para llegar a cada gasto máximo programado a c.s., se inició la inyección a partir de febrero de 1987 (etapa 87) incrementando los gastos paulatinamente cada mes, hasta alcanzar el gasto programado en septiembre del mismo año (etapa 94).

La Figura 6.125 presenta la variación con respecto al tiempo de los volúmenes inyectados acumulados de nitrógeno, durante el período de inyección (febrero de 1987 a diciembre de 1989), medidos a condiciones de yacimiento, c.y.. Los volúmenes de inyección acumulados son $19.5, 38$ y 58 MMm^3 a c.y. ($689, 1342$ y 2048 MMp^3 a c.y., respectivamente), para los gastos de inyección totales de $20, 40$ y $60 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s., respectivamente. Considerando que en la zona de estudio del yacimiento Aka1, se determinó un volumen poroso total, V_p , de 1876.463 MMm^3 a c.y., por lo tanto, para los volúmenes acumulados mencionados corresponden al 1.04, 2.03 y 3.1 % del volumen poroso total, respectivamente.

6.3.5.7 Resultados de la simulación numérica para la predicción por inyección de nitrógeno.

Como se mencionó anteriormente, el período de predicción por inyección de nitrógeno comprende 35 etapas de tiempo mensuales, habiéndose realizado tres corridas de simulación, cada una con un gasto de inyección diferente.

La Tabla 6.50, presenta algunos de los resultados que se obtuvieron con el simulador para el comportamiento de cada celda o bloque de la malla, en donde se encuentran los intervalos productores e inyectores de los pozos. Esta tabla corresponde a la etapa de tiempo 100 (31 de marzo de 1988) equivalente a un tiempo de simulación de 3013 días a partir del primero de enero de 1980, y a un tiempo de inyección de nitrógeno de 1065 días a partir de febrero de 1987, con un gasto total de inyección de nitrógeno de $20 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. ($706 \text{ Mp}^3 / \text{D}$ a c.s.), para esta etapa se cuenta con 8 pozos productores. Es necesario indicar que para los pozos inyectores, sólo se muestra el nombre del pozo (CINY01 Y CINY02), la posición del intervalo en donde se realiza la inyección de nitrógeno y el

GASTOS DE INYECCION DE NITROGENO POZOS INYECTORES 01 Y 02

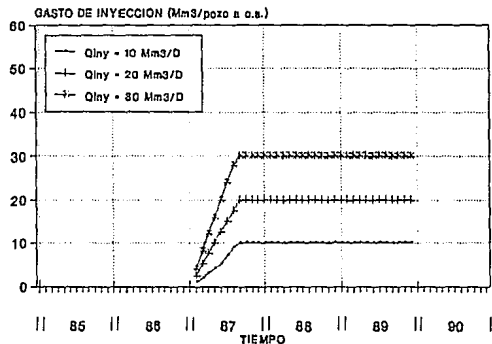


FIG. 8.124 POLITICA DE INYECCION DE NITROGENO EN POZOS

NITROGENO INYECTADO ACUMULADO TOTAL POZOS INYECTORES 01 y 02

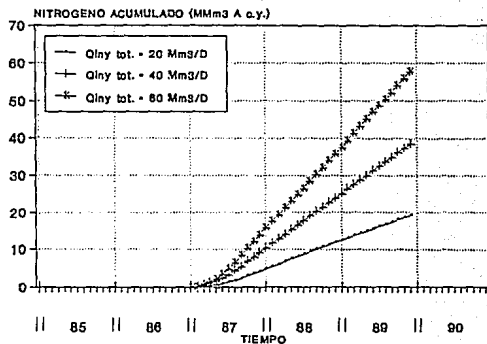


FIG. 8.125 NITROGENO TOTAL INYECTADO EN EL YACIMIENTO

TABLA 6.50 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO CON INYECCIÓN DE NITRÓGENO PARA LOS INTERVALOS PRODUCTORES E INYECTORES DE LOS POZOS, CORRESPONDIENTE A LA ETAPA DE TIEMPO 100, PARA UN GASTO DE INYECCIÓN DE 10 Mm³/D A C.S. POR POZO.

POZO	POSICION CO-				+++PRESION+++		++++ACEITE++++			++++AGUA++++				++++GAS++++									
	I	J	K	GD	DI-	(KG/CM2)	GASTO PRODUC SATU	GASTO PRODUC	FLUJD SATU	GASTO PRODUC.	REL. SATU	FLUY.	CELDA	M3/D	(10**3 CION	(M3/D	(10**3	(FRAC CION	(10**3	(10**6	ACE. CION	(M3/ (FRA	(M3/ (FRA
							C.B.	M3)	(FRA	C.B.	M3)	CION)	(FRA	M3/D	M3)	C.B.	C.)	C.B.	C.B.	M3)	C.)		
CAN71A	4	2	3	QDA	102.61	115.50-1074.	-2348.0	0.750	0.	0.	0.0000	0.101	-81.	-180.2	76.0	0.149							
CAN51A	5	3	6	QDA	123.70	153.18-945.	-764.0	0.899	0.	0.	0.0000	0.101	-74.	-59.9	78.0	0.000							
CAN53A	5	5	5	QDA	123.23	143.79-1892.	-1683.0	0.868	0.	0.	0.0000	0.101	-143.	-130.2	75.0	0.031							
CANT52	5	2	4	QDA	133.85	135.25-2381.	-1956.0	0.858	0.	0.	0.0000	0.101	-176.	-145.0	74.0	0.041							
CAN31A	6	5	5	QDA	114.67	144.94-2147.	-1587.0	0.870	0.	0.	0.0000	0.101	-163.	-123.2	76.0	0.029							
CAN73B	3	4	5	QDA	138.54	144.61-2381.	-879.0	0.866	0.	0.	0.0000	0.101	-184.	-68.1	77.0	0.033							
CINYO1	1	3	1	IGA		88.98		0.486	0.	0.	0.101	10.		3.1	0.414								
CINYO2	6	2	1	IGA		88.26		0.588	0.	0.	0.101	10.		3.1	0.312								
CANT95	1	5	4	QDA	114.38	133.27-1867.	-756.0	0.848	0.	0.	0.0000	0.101	-138.	-55.8	74.0	0.051							
CANT93	4	3	6	QDA	126.79	150.40-2478.	-542.0	0.899	0.	0.	0.0000	0.101	-194.	-42.5	78.0	0.000							

estado actual del pozo inyector (IGA: Inyector de Gas Abierto). Asimismo se muestran los resultados calculados con el modelo, teniendo para cada pozo inyector la presión de la celda o presión de inyección mínima del nitrógeno en kg/cm^2 , el gasto de inyección de gas nitrógeno en la superficie, q_{iny} , en Mm^3/D , el volumen acumulado de gas inyectado medio a c.s. en MMm^3 , y las saturaciones de fluidos (aceite, gas y agua, S_o , S_g y S_w , respectivamente) en fracc.

Durante los procesos de predicción natural y con inyección de nitrógeno, la saturación de agua en cada celda de la malla prácticamente no cambió, presentando valores aproximados al 10 % que corresponde a la saturación de agua inicial, S_{wi} . De igual manera, no se observaron cambios sustanciales en la relación gas-aceite de los fluidos producidos. A continuación se presenta en forma gráfica, los comportamientos sin y con inyección de nitrógeno que se calcularon con el modelo SIMPCO, comparando cualitativa y cuantitativamente dichos comportamientos.

6.3.5.7.1 Predicción del comportamiento sin y con inyección de gas para las celdas de los pozos inyectores.

Para las celdas en donde se localizan los pozos inyectores de nitrógeno CINY01 y CINY02, se prepararon gráficas en donde se observó que éstas presentaban comportamientos similares para cada parámetro evaluado. En ambos pozos se inyectaron los mismos gastos de nitrógeno, iniciando a la misma fecha, los intervalos de inyección para dichos pozos se localizan en la capa I de la malla (zona del casquete secundario) que presenta un espesor de 255 m (836.6 pies). El bloque en donde se localizan los intervalos inyectores de los pozos CINY01 y CINY02, presentan un volumen poroso total calculado de 4345 y 14330 Mm^3 , respectivamente.

A continuación se muestra la variación de algunos parámetros estudiados con y sin inyección de nitrógeno, en donde las profundidades y presiones calculadas están referenciadas al nivel del mar. La Tabla 6.51 presenta los resultados de la predicción sin y con inyección (después de 35 meses de inyección a diciembre de 1989) y para volúmenes acumulados de nitrógeno inyectados al yacimiento de 19.5, 38 y 58 MMm^3 .

1. Presión de inyección mínima.

Para que el nitrógeno pueda penetrar a la formación productora, por lo menos debe tener la presión que en ese momento existe en el yacimiento en la vecindad del pozo, esta es la presión de inyección mínima. De hecho la presión de inyección en la superficie dependerá entre otras cosas del gasto de inyección, de la terminación del pozo, de la profundidad del intervalo abierto, etc.

TABLA 6.51 RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES SIN Y CON INYECCION DE NITROGENO PARA LAS CELDAS DE LOS POZOS INYECTORES (CAPA 1 A 1100 mvdnm) A DICIEMBRE DE 1989.

PARAMETRO	UNIDADES	POZO CANTARELL INVECTOR 01 VOLUMEN POROSO = 4.4 MM ³				POZO CANTARELL INVECTOR 02 VOLUMEN POROSO = 14.3 MM ³				FENOMENO O AGENTE QUE PROVOCA LA DIFERENCIA (CON INYECCION)
		PRED. NATURAL	VOL. ACUM. INY (MM ³)			PRED. NATURAL	VOL. ACUM. INY. (MM ³)			
			19.5	38.0	58.0		19.5	38.0	58.0	
PRESION DE SATURACION	kg/cm ²	150.00	550.00	700.00	750.00	150.00	300.00	520.00	550.00	CAMBIO EN LA CONCENTRACION DE NITROGENO
DIFERENCIA	--	400.00	550.00	600.00	--	230.00	370.00	400.00		
CONC. DE NITROGENO	molg/m ³	15	1400	1704	1833	14	510	662	745	AUMENTO EN LA CONCENTRACION DE NITROGENO POR LA INYECCION
DIFERENCIA	--	1385	1689	1810	--	496	648	730		
CONC. DE METANO	molg/m ³	1433	210	33	19	1362	520	257	157	VAPORIZA AL METANO EN SOLUCION CON LA FASE LIQUIDA
DIFERENCIA	--	-1223	-1440	-1414	--	-842	-1105	-1205		
VISCOSIDAD DEL ACEITE	cp	0.582	16.2	18.18	10.69	0.845	10.5	11.01	11.24	REDUCE LOS COMPONENTES LIGEROS E INTERMEDIOS EN EL ACEITE
DIFERENCIA	--	7.618	9.598	10.108	--	1.655	2.165	2.395		
DENSIDAD DEL ACEITE	gr/cm ³	0.735	0.770	0.778	0.783	0.735	0.746	0.749	0.751	VAPORIZACION COMP. LIGEROS E INTERMEDIOS EN FASE LIQUIDA
DIFERENCIA	--	0.035	0.043	0.048	--	0.011	0.014	0.016		
VISCOSIDAD DEL GAS	cp	0.024	0.015	0.010	0.007	0.021	0.019	0.018	0.017	BAJA LA VISCOSIDAD DEL GAS DEBIDO A LA VAPORIZACION
DIFERENCIA	--	-0.009	-0.014	-0.017	--	-0.002	-0.003	-0.004		
DENSIDAD DEL GAS	gr/cm ³	0.068	0.093	0.090	0.102	0.066	0.070	0.084	0.088	LOS COMP. VAPORIZADOS PASAN A FASE GAS Y AUMENTO DE PRESION
DIFERENCIA	--	0.025	0.030	0.034	--	0.012	0.018	0.022		
SATURACION DE ACEITE	frac.	0.674	0.380	0.314	0.272	0.650	0.440	0.381	0.352	DESPLAZAMIENTO INNISCIBLE Y MEJORA EN EL DRENE GRAVITACIONAL
DIFERENCIA	--	-0.294	-0.360	-0.402	--	-0.218	-0.277	-0.306		
MOLES DE ACEITE	molg/m ³	2647	950	467	290	2557	1500	1238	1109	MEJORA EN DRENE GRAVITACIONAL
DIFERENCIA	--	-1697	-2180	-2349	--	-1057	-1319	-1448		
SATURACION DE GAS	gr/cm ³	0.226	0.520	0.586	0.628	0.241	0.500	0.552	0.565	VAPORIZACION DE COMPONENTES LIGEROS E INTERMEDIOS
DIFERENCIA	--	0.294	0.360	0.402	--	0.259	0.311	0.324		
MOLES DE GAS	frac.	681	2100	2268	2393	693	1350	1528	1606	MEJORA EN DRENE GRAVITACIONAL
DIFERENCIA	--	1419	1587	1712	--	657	835	913		

La comparación del comportamiento respecto al tiempo, para la presión mínima de inyección en la celda para los tres gastos de inyección programados se presenta en las Figuras 6.126 y 6.127 para el CINY01 y el CINY02, respectivamente. En ambas figuras se observa que para el gasto de inyección mayor se necesita una presión de inyección también mayor y viceversa.

2. Presión de saturación.

Las Figuras 6.128 y 6.129 muestran la variación de la presión de burbuja (provocada por la inyección del gas inerte) para las celdas de los pozos CINY01 y CINY02, respectivamente. A menor gasto de inyección, la variación de esta presión es menor, siendo de todas maneras significativa. Para ambos casos, se observa que esta presión aumenta notablemente respecto al tiempo de inyección, resultando este aumento mayor en la celda perteneciente al CINY01 (menor volumen poroso). Para un tiempo de 35 meses de iniciada la inyección y para un gasto de inyección de $30 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. ($1059 \text{ Mp}^3 / \text{D}$ a c.s.) de nitrógeno, se calcularon respecto a la presión de saturación de 150 kg/cm^2 (2204.4 lb/pg^2), incrementos en esta presión del 500 y 367 % para el CINY01 y CINY02, respectivamente (Tabla 6.51).

3. Concentración de nitrógeno.

Las Figuras 6.130 y 6.131 presentan el comportamiento de la concentración de nitrógeno respecto al tiempo, sin y con inyección de gas para las celdas de los pozos CINY01 y CINY02, respectivamente. Se observa que durante el período de predicción natural, la concentración de nitrógeno en la celda de los pozos CINY01 y CINY02 se mantuvo constante e igual a 15 y 14 molg/m^3 , respectivamente. La concentración de nitrógeno en las celdas, aumenta considerablemente (tanto en la fase líquida como en las gas) cuando se inyecta nitrógeno, removiendo los componentes ligeros e intermedios de la fase líquida, teniéndose que a mayor gasto de inyección existe un incremento mayor en la concentración de nitrógeno y viceversa (Tabla 6.51). Para diciembre de 1989 se calcularon para las celdas de los pozos CINY01 y CINY02, concentraciones de nitrógeno de 1833 y 745 molg/m^3 , respectivamente, a un gasto de inyección de $30 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. ($1059 \text{ Mp}^3 / \text{D}$ a c.s.).

4. Concentración de metano.

El nitrógeno inyectado desaloja de la fase líquida a los componentes ligeros e intermedios (de metano a hexano) mediante el proceso de vaporización, pasando éstos a la fase vapor. En base a lo anterior, se explican las predicciones que se muestran en las Figuras 6.132 y 6.133, en donde se observa que por agotamiento natural, la concentración de metano disminuye ligeramente, acentuándose ésta en forma significativa al inyectar gas nitrógeno, teniéndose que a menor gasto de inyección se calculó una menor vaporización de metano y viceversa, el nitrógeno sustituye en cierta proporción al metano, tanto en la fase líquida como en la vapor, es decir, el aumento en la concentración de nitrógeno se refleja en una disminución del metano (Sección 6.2.3 y Tabla 6.51). Por ejemplo, para el

PRESIONES DE INYECCION MINIMAS DE N2
CANTARELL INYECTOR 01 (I,J,K = 1,3,1)

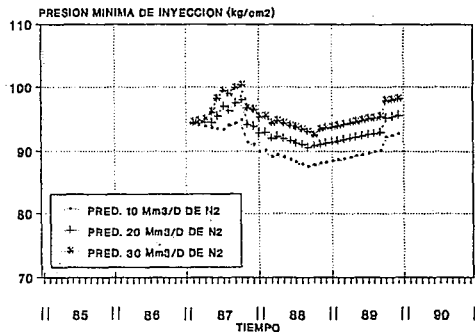


FIG. 6.128 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES DE INYECC. CANTARELL INY. 01

PRESIONES DE INYECCION MINIMAS DE N2
CANTARELL INYECTOR 02 (I,J,K = 6,2,1)

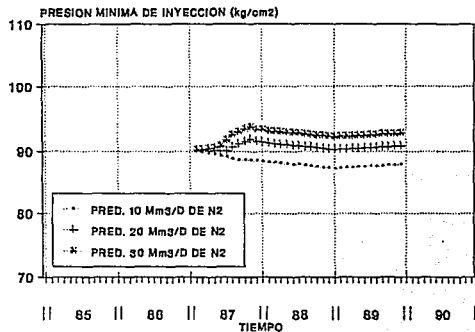


FIG. 6.127 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES DE INYECC. CANTARELL INY. 02

PRED. DE PRESION DE SATURACION
CANTARELL INYECTOR 01 (I,J,K = 1,3,1)

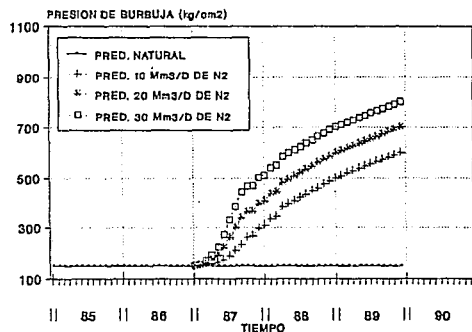


FIG. 6.128 COMPORTAMIENTO DE PRESION DE BURBUJA CON N2. CANT. INY. 01

PRED. DE PRESION DE SATURACION
CANTARELL INYECTOR 02 (I,J,K = 6,2,1)

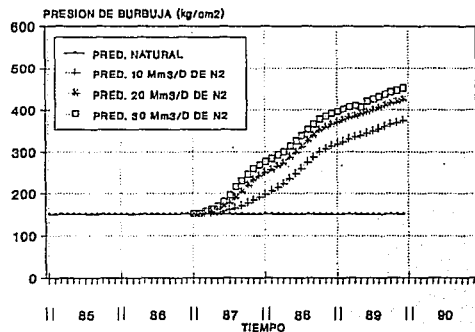


FIG. 6.129 COMPORTAMIENTO DE PRESION DE BURBUJA CON N2 CANT. INY. 02

PREDICION CONCENTRACION DE NITROGENO
CANTARELL INYECTOR 01 (I,J,K = 1,3,1)

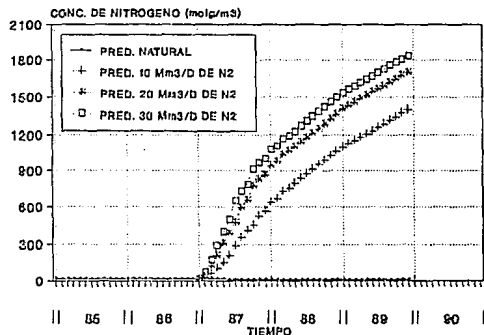


FIG. 8.138 COMPORTAMIENTO DEL NITROGENO
CANTARELL INYECTOR 01

PREDICION CONCENTRACION DE NITROGENO
CANTARELL INYECTOR 02 (I,J,K = 6,2,1)

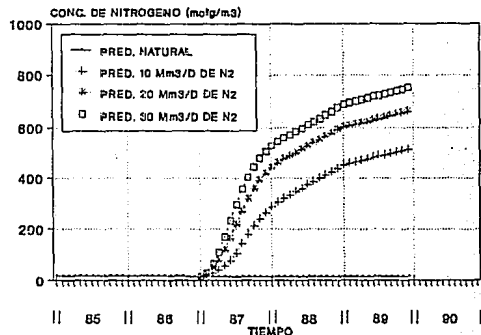


FIG. 8.131 COMPORTAMIENTO DEL NITROGENO
CANTARELL INYECTOR 02

PREDICION CONCENTRACION DE METANO
CANTARELL INYECTOR 01 (I,J,K = 1,3,1)

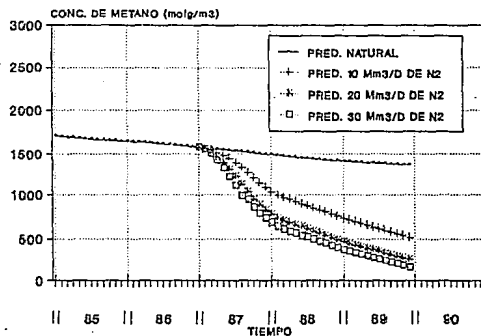


FIG. 8.132 COMPORTAMIENTO DEL METANO
CANTARELL INYECTOR 01

PREDICION CONCENTRACION DE METANO
CANTARELL INYECTOR 02 (I,J,K = 1,3,1)

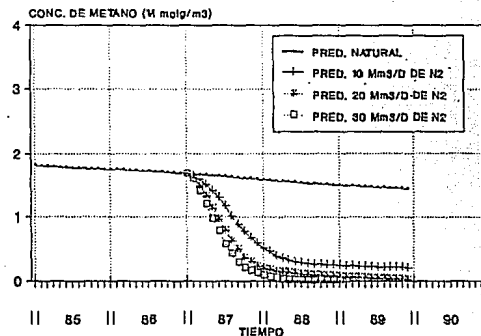


FIG. 8.133 COMPORTAMIENTO DEL METANO
CANTARELL INYECTOR 02

bloque del CINY01 (Figura 6.132) y del CINY02 (Figura 6.133) se calcularon para diciembre de 1989 y para un gasto de inyección de $30 \text{ Mm}^3/\text{D}$ a c.s. ($1059 \text{ Mp}^3/\text{D}$ a c.s.) concentraciones de metano respecto al comportamiento sin inyección (1433 molg/m^3 para el CINY01 y 1362 molg/m^3 para el CINY02) menores en 1414 y 1205 molg/m^3 , respectivamente, notando para la celda ocupada por el CINY01 (menor volumen poroso) una mayor vaporización de metano, respecto a la celda del CINY01 (mayor volumen poroso).

5. Saturación y moles de aceite.

El comportamiento de la saturación de aceite, respecto al tiempo, sin y con inyección de gas, para los pozos inyectoros CINY01 y CINY02 se presentan en las Figuras 6.134 y 6.135, respectivamente. En ambas figuras se observa que por predicción natural, este parámetro disminuye paulatinamente conforme avanza la explotación del yacimiento. Asimismo, debido a la inyección de gas se observan disminuciones significantes de la saturación de aceite para las celdas de la capa 1, teniendo que a mayor gasto de inyección, se obtienen decrementos mayores en dicha saturación y viceversa (Tabla 6.51). Para las celdas de los pozos inyectoros se calcularon decrementos en la saturación de aceite respecto a la calculada por predicción natural de 0.674 a 0.272 ($\Delta S_o = 0.402$) para el CINY01 y de 0.658 a 0.352 ($\Delta S_o = 0.306$) para el CINY02, ésto para un gasto de inyección de $30 \text{ Mm}^3/\text{D}$ a c.s. ($1059 \text{ Mp}^3/\text{D}$ a c.s.), para 35 meses después de iniciada la inyección.

El comportamiento de los moles de aceite (en función de las saturaciones de aceite, S_o) sin y con inyección de nitrógeno, para las celdas de los pozos inyectoros CINY01 y CINY02 se presentan en las Figuras 6.136 y 6.137, respectivamente. En ambas figuras, se observa que por predicción natural, este parámetro disminuye lentamente, debido a la extracción de hidrocarburos del yacimiento. Como consecuencia del proceso de inyección en el casquete secundario del yacimiento (capa 1 de la malla), se observa una disminución significativa en los moles de aceite, notando que a gastos de inyección mayores su disminución es mayor y viceversa (Tabla 6.51).

Los comportamientos con inyección para las saturaciones y moles de aceite, se explican debido a que la energía adicional proporcionada al yacimiento por medio de la inyección de nitrógeno, provoca un desplazamiento inmisible del aceite por el nitrógeno y mejoramiento en las condiciones de segregación gravitacional del yacimiento, originando que parte del aceite residual atrapado, fluya de las capas superiores (capas 1 y 2) hacia las capas inferiores.

6. Saturación y moles de gas.

Las predicciones por comportamiento natural y con inyección de nitrógeno respecto al tiempo de inyección, para las celdas de los pozos CINY01 y CINY02, se muestran en las Figuras 6.138 y 6.139, respectivamente. De igual forma, comportamientos similares sin y con inyección de nitrógeno para los moles de gas, se presentan en las Figuras 6.140 y 6.141, para las celdas

PREDICCIÓN SATURACION DE ACEITE
CANTARELL INYECTOR 01 (I,J,K=1,3,1)

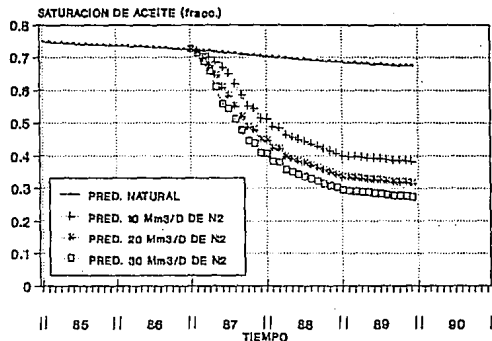


FIG. 8.134 COMPORTAMIENTO DE LA S_o
CANTARELL INYECTOR 01

PREDICCIÓN SATURACION DE ACEITE
CANTARELL INYECTOR 02 (I,J,K=6,2,1)

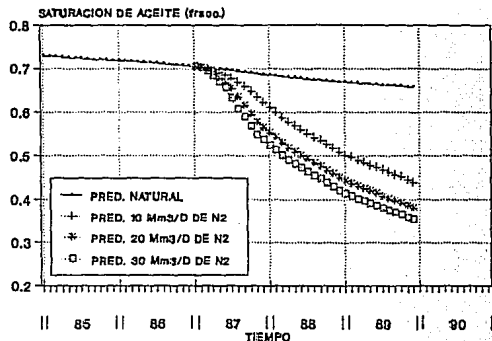


FIG. 8.135 COMPORTAMIENTO DE LA S_o
CANTARELL INYECTOR 02

PREDICCIÓN DE MOLES DE ACEITE
CANTARELL INYECTOR 01 (I,J,K = 1,3,1)

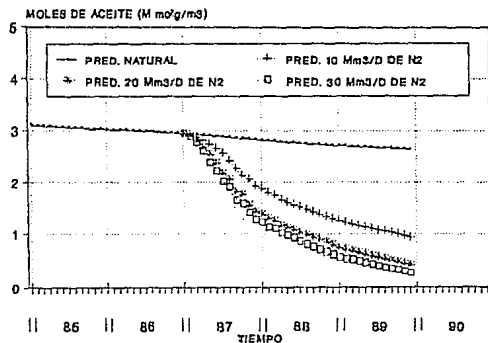


FIG. 8.136 COMPORTAMIENTO DE MOLES DE
ACEITE CANTARELL INYECTOR 01

PREDICCIÓN DE MOLES DE ACEITE
CANTARELL INYECTOR 02 (I,J,K = 6,2,1)

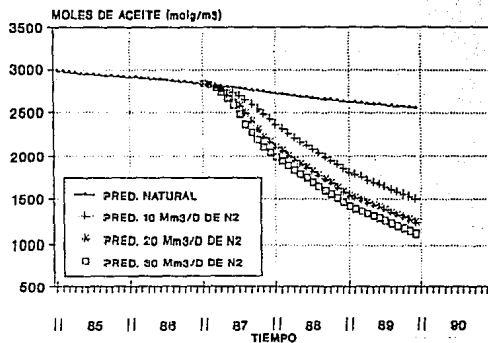


FIG. 8.137 COMPORTAMIENTO DE MOLES DE
ACEITE CANTARELL INYECTOR 02

PREDICCIÓN SATURACION DE GAS
CANTARELL INYECTOR 01 (I,J,K=1,3,1)

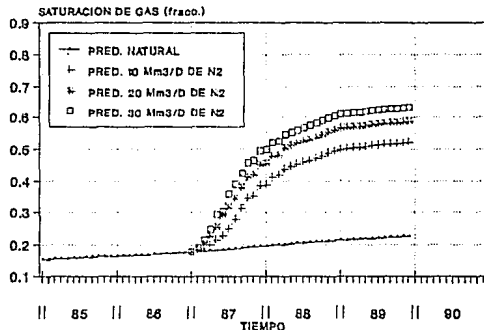


FIG. 8.138 COMPORTAMIENTO DE LA Sg
CANTARELL INYECTOR 01

PREDICCIÓN SATURACION DE GAS
CANTARELL INYECTOR 02 (I,J,K=6,2,1)

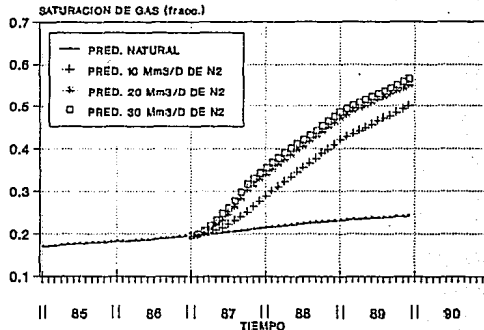


FIG. 8.139 COMPORTAMIENTO DE LA Sg
CANTARELL INYECTOR 02

PREDICCIÓN DE MOLES DE GAS
CANTARELL INYECTOR 01 (I,J,K = 1,3,1)

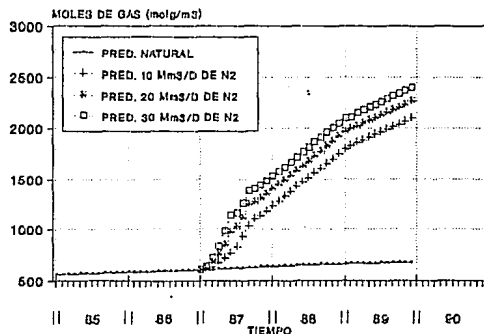


FIG. 8.140 COMPORTAMIENTO DE MOLES DE
GAS CANTARELL INYECTOR 01

PREDICCIÓN DE MOLES DE GAS
CANTARELL INYECTOR 02 (I,J,K = 6,2,1)

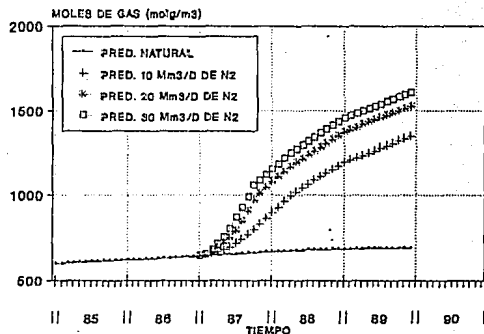


FIG. 8.141 COMPORTAMIENTO DE MOLES DE
GAS CANTARELL INYECTOR 02

de los pozos antes mencionados, respectivamente. Para las cuatro figuras anteriores, se observa que por predicción natural, la saturación y moles de gas se incrementan paulatinamente, debido a la migración del gas de los bloques inferiores hacia estas celdas (mecanismo de drene gravitacional). Conforme se inicia y transcurre la inyección de nitrógeno en los bloques de la capa 1, se observa un incremento significativo en la saturación y moles de gas, siendo este incremento mayor para gastos de inyección mayores y viceversa (Tabla 6.51). Estos incrementos se deben por una parte a la migración del gas de las partes inferiores del yacimiento hacia las capas superiores, y por otro lado al efecto de vaporización de los componentes ligeros e intermedios de la fase líquida en la celda, causada por la inyección de nitrógeno.

7. Viscosidad del aceite.

Las Figuras 6.142 y 6.143 muestran el comportamiento de la viscosidad del aceite respecto al tiempo, para los bloques pertenecientes a los pozos CINY01 y CINY02, respectivamente. Se observa en ambas figuras que por predicción natural la viscosidad del aceite aumenta, debido a la disminución de la presión de la celda conforme transcurre el tiempo de explotación. Con el proceso de inyección, dicha viscosidad se incrementa significativamente, teniendo que a mayor gasto inyectado se calcula un incremento mayor de la viscosidad del aceite, μ_o , y viceversa (Tabla 6.51). Esto último se explica debido a que el nitrógeno inyectado entra en contacto con la fase líquida, reduciendo en forma importante los componentes ligeros e intermedios, dejando un aceite más pesado, provocando el incremento en la viscosidad de éste. A diciembre de 1989, para la celda del pozo CONY01 (Figura 6.142) se calcularon viscosidades de aceite con inyección, respecto al comportamiento por agotamiento natural (8.582 cp) de 16.2, 18.18 y 18.69 cp, lo que representa un aumento del 89, 112 y 118 %, en forma respectiva. Asimismo, para la misma fecha y para la celda del CINY01 (Figura 6.143), se determinaron incrementos en la viscosidad del aceite de 19 % (10.5 cp), 24.5 % (11.01 cp) y 27 % (11.124 cp), respecto a la calculada por predicción natural (8.845 cp), para los mismos gastos de inyección.

8. Densidad del aceite.

Las predicciones de la densidad del aceite, ρ_o , sin y con inyección de nitrógeno para las celdas de los pozos inyectoros CINY01 y CINY02, se presentan en las Figuras 6.144 y 6.145, respectivamente. El comportamiento de las curvas mostradas es similar al de la viscosidad del aceite (Figuras 6.142 y 6.143), es decir, por predicción natural la densidad del aceite aumenta ligeramente (debido al depresionamiento del yacimiento), y con inyección este aumento es significativo, teniendo que a mayor gasto de inyección se presenta un incremento mayor de este parámetro y viceversa (Tabla 6.51); estos comportamientos se explican debido al fenómeno de vaporización de los componentes ligeros e intermedios de la fase líquida por el nitrógeno. Por ejemplo, para diciembre de

PREDICCIÓN VISCOSIDAD DEL ACEITE
CANTARELL INYECTOR 01 ($\mu, K = 1,3,1$)

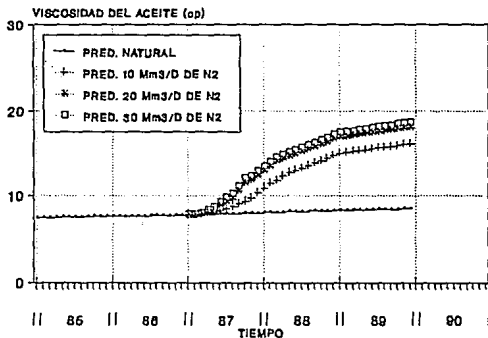


FIG. 6.142 COMP. DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE CANTARELL INYECTOR 01

PREDICCIÓN VISCOSIDAD DEL ACEITE
CANTARELL INYECTOR 02 ($\mu, K = 6,2,1$)

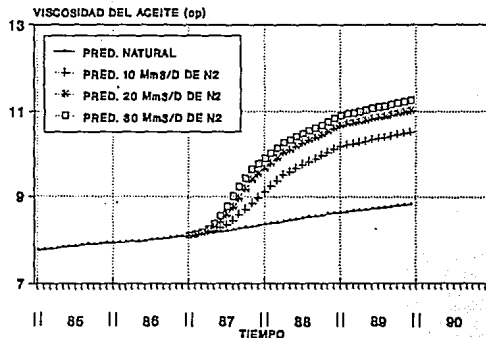


FIG. 6.143 COMP. DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE CANTARELL INYECTOR 02

PREDICCIÓN DENSIDAD DEL ACEITE
CANTARELL INYECTOR 01 ($\mu, K = 1,3,1$)

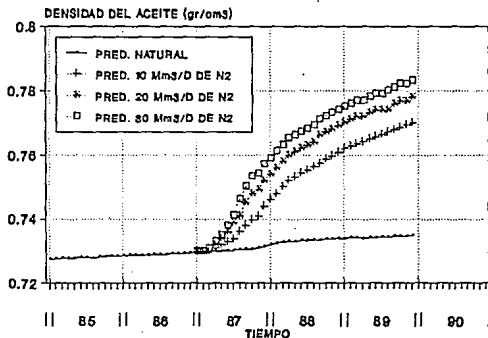


FIG. 6.144 COMP. DE LA DENSIDAD DEL ACEITE CANTARELL INYECTOR 01

PREDICCIÓN DENSIDAD DEL ACEITE
CANTARELL INYECTOR 02 ($\mu, K = 6,2,1$)

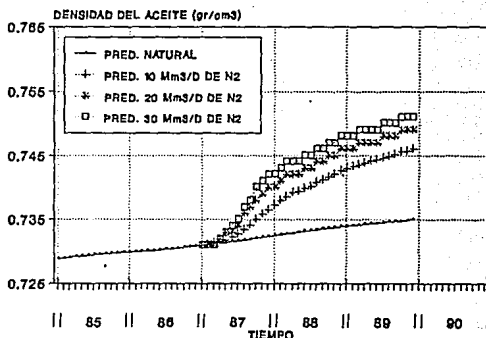


FIG. 6.145 COMP. DE LA DENSIDAD DEL ACEITE CANTARELL INYECTOR 02

1989 se calculó una densidad por predicción natural de 0.735 gr/cm^3 para ambas celdas de los pozos productores en estudio. Para esta misma fecha y con un volumen acumulado de nitrógeno inyectado de 58 MMm^3 a c.y. (2048 MMp^3 a c.y.), se calcularon densidades de aceite superiores al 6.5 y 2.2 %, para las celdas del CINY01 y CINY02, respectivamente.

9. Viscosidad del gas.

El comportamiento de la viscosidad del gas, μ_g , sin y con inyección de nitrógeno, para las celdas de los pozos inyectores CINY01 y CINY01 se presentan en las Figuras 6.146 y 6.147, respectivamente. Se observa que por predicción natural la viscosidad del gas baja, debido a la disminución de la presión de la celda conforme transcurre el tiempo de explotación. Sin embargo, la viscosidad disminuye en forma significativa con la inyección de nitrógeno, teniéndose que a un gasto de inyección mayor se calcula una disminución mayor de la viscosidad del gas y viceversa (Tabla 6.51). Este comportamiento, se explica debido a que el gas en solución que se vaporiza del líquido pasa a formar parte de la fase gas, lo que provoca que esta fase sea de menor viscosidad. Para diciembre de 1989 y para un gasto de inyección de nitrógeno de $30 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. ($1059 \text{ Mp}^3 / \text{D}$ a c.s.), se determinaron viscosidades del gas respecto a la predicción natural (0.024 cp para el CINY01 y 0.021 para el CINY02) menores al 70 % (0.007 cp) y 19 % (0.017 cp) para las celdas de los pozos inyectores 1 y 2, respectivamente.

10. Densidad del gas.

Las Figuras 6.148 y 6.149 presentan las curvas de predicción de la densidad del gas, ρ_g , respecto al tiempo, sin y con inyección para los bloques de los pozos CINY01 y CINY02, respectivamente. En ambas figuras, se observa que por predicción natural este parámetro disminuye, debido a la caída de presión de la celda causada por la producción del yacimiento, calculando para diciembre de 1989, densidades de 0.068 y 0.066 gr/cm^3 para los pozos CINY01 y CINY02, respectivamente. Sin embargo, con la inyección de nitrógeno, la densidad del gas aumenta en forma significativa, teniendo que para gastos de inyección mayores, el incremento en este parámetro es mayor y viceversa; este comportamiento se explica en base a que los componentes vaporizados del líquido, pasan a formar parte de la fase gaseosa, provocando un incremento en la presión de las celdas superiores y en la densidad de esta fase. Después de 35 meses de iniciada la inyección, para un gasto de $30 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ a c.s. ($1059 \text{ Mp}^3 / \text{D}$ a c.s.) se calcularon incrementos en la densidad del gas, respecto al calculado por predicción natural (0.068 gr/cm^3 para CINY01 y 0.066 gr/cm^3 para CINY02) del 50 y 33 %, para las celdas de los pozos inyectores 1 y 2, respectivamente (Tabla 6.51).

PREDICCIÓN VISCOSIDAD DEL GAS
CANTARELL INYECTOR 01 (I,J,K = 1,3,1)

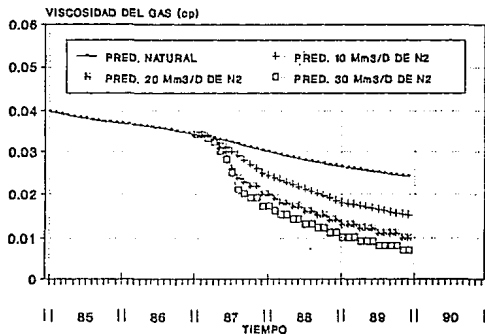


FIG. 8.148 COMP. DE LA VISCOSIDAD DEL GAS CANTARELL INYECTOR 01

PREDICCIÓN VISCOSIDAD DEL GAS
CANTARELL INYECTOR 02 (I,J,K = 8,2,1)

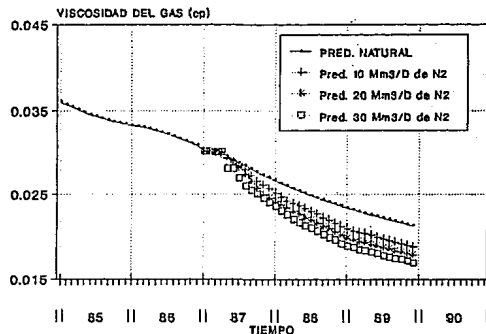


FIG. 8.147 COMP. DE LA VISCOSIDAD DEL GAS CANTARELL INYECTOR 02

PREDICCIÓN DENSIDAD DEL GAS
CANTARELL INYECTOR 01 (I,J,K = 1,3,1)

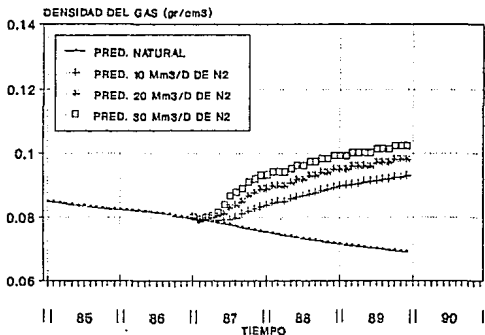


FIG. 8.148 COMP. DE LA DENSIDAD DEL GAS CANTARELL INYECTOR 01

PREDICCIÓN DENSIDAD DEL GAS
CANTARELL INYECTOR 02 (I,J,K = 8,2,1)

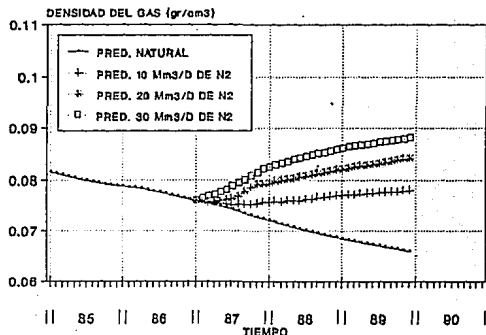


FIG. 8.149 COMP. DE LA DENSIDAD DEL GAS CANTARELL INYECTOR 02

6.3.5.7.2 Predicción del comportamiento sin y con inyección de nitrógeno para las celdas de los pozos productores.

Para cada uno de los diez pozos productores que intervienen en la predicción con inyección de gas, se construyeron una serie de gráficas, observándose que las predicciones para cada parámetro evaluado se comportaban con tendencias bastantes semejantes, por lo que, se decidió presentar sólo los resultados para el pozo representativo de la capa 3 y un pozo de la capa 5. Los criterios de selección de las capas y pozos se explican a continuación.

La capa 3 se seleccionó debido a que es en donde se localiza el pozo productor estructuralmente más alto, siendo éste el CAN71A, el cual presenta datos de producción desde julio de 1981. La capa 4, mostró un comportamiento similar al de la capa 3 con menos variación en los parámetros. La capa 5 representa datos que se pueden comparar de manera significativa con la capa 3. Para esta capa, se seleccionó al pozo CANS3A, pudiendo ser también seleccionados los pozos CAN31A y CAN73B, aunque éstos contaban con menos historia de producción que el primero. Sin embargo, el comportamiento de los parámetros en los tres pozos anteriores fue muy similar. El CANT72 no se seleccionó debido a que inició su producción en marzo de 1989. Para la capa 6, los efectos por inyección de nitrógeno para el período de tiempo considerado fueron semejantes al comportamiento natural, es decir, en algunos de los parámetros evaluados *"casi no se sintieron los efectos de la inyección"*.

Las capas 3 y 5 de la malla, se localizan a una profundidad de 1555 m (5100 pnbm) y 1990 m (6529 pnbm), respectivamente, presentando espesores de 205 m (672.6 pies) para la capa 3 y de 80 m (262.4 pies) para la capa 4. Las profundidades de cada capa y la localización del intervalo productor de los pozos se muestran en la Figura 5.7 del Capítulo V.

A continuación se presenta la variación de cada parámetro estudiado sin y con inyección de gas, las profundidades y presiones están referidas al nivel del mar. Asimismo, la Tabla 6.52 muestra los resultados de la predicción calculados con el modelo, sin y con inyección de nitrógeno (después de 35 meses de inyección) y para volúmenes acumulados de nitrógeno inyectados al yacimiento de 19.5, 38 y 58 MMm³ a c.y..

1. Presión de saturación.

La variación de la presión de burbuja de la celda con el tiempo, debido a la inyección de nitrógeno para los pozos productores CAN71A y CANS3A se presentan en las Figuras 6.150 y 6.151, respectivamente. Se observa para ambos casos, que esta presión aumenta significativamente conforme transcurre el tiempo de inyección. Para el CAN71A (Figura 6.150) se nota que para un gasto de inyección mayor, el incremento en esta presión es mayor y viceversa; por ejemplo, para un gasto de inyección de 60 Mm³/D (2119 Mp³/D) y después de 35 meses de iniciada la inyección, se calculó una presión de saturación de 205 kg/cm² (3013 lb/pg²), siendo 37 % mayor que la

TABLA 6.52 RESULTADOS DE LAS PREDICIONES SIN Y CON INYECCION DE NITROGENO PARA LAS CELDAS DE LOS POZOS PRODUCTORES A DICIEMBRE DE 1989.

		CAPA 3 (CIMA A 1555 mubnm) POZO CANTARELL 71-A				CAPA 5 (CIMA A 1990 mubnm) POZO CANTARELL 53-A				FENOMENO O AGENTE QUE PROVOCA LA DIFERENCIA (CON INYECCION)
PARAMETRO	UNIDADES	PRED. NATURAL	VOL. ACUM. INY. (MM ³)			PRED. NATURAL	VOL. ACUM. INY. (MM ³)			
			19.5	38.0	58.8		19.5	38.0	58.0	
PRESION DE SATURACION	kg/cm ²	150.00	182.00	198.00	205.00	150.00	171.00	171.18	171.33	INCREMENTO EN LA CONCENTRACION DE NITROGENO
DIFERENCIA		--	32	48	55	--	21	21.18	21.33	
PRESION	kg/cm ²	103.84	108.84	112.84	115.84	136.26	139.26	141.26	143.23	AUMENTO DE LA PRESION DEL YACIMIENTO
DIFERENCIA		--	5	9	12	--	3	5	7	
PRESION DE FONDO FLUJ	kg/cm ²	98.69	101.69	104.69	107.69	119.17	120.17	121.17	122.17	INCREMENTO DE LA PRESION DEL YACIMIENTO
DIFERENCIA		--	3	6	9	--	1	2	3	
SATURACION DE ACEITE	fraco.	0.711	0.714	0.718	0.722	0.839	0.840	0.841	0.842	DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE EN CAPAS SUPERIORES Y MEJORA EN EL MECANISMO DE DRENE GRAVITACIONAL
DIFERENCIA		--	0.003	0.007	0.011	--	0.001	0.002	0.003	
MOLES DE ACEITE	molg/m ³	3124.7	3206.7	3209.2	3211.7	3796.0	3888.6	3896.6	3904.0	
DIFERENCIA		--	82.0	87.5	87	--	91.7	99.7	108	
SATURACION DE GAS	fraco.	0.189	0.186	0.182	0.178	0.061	0.060	0.059	0.058	
DIFERENCIA		--	-0.003	-0.007	-0.011	--	-0.001	-0.002	-0.003	
MOLES DE GAS	molg/m ³	712	696	690	685	316	306	303	300	
DIFERENCIA		--	-16	-22	-27	--	-10	-13	-16	
CONC. DE NITROGENO	molg/m ³	20.5	21.0	22.0	23.0	29.1	29.3	29.5	29.7	INCREMENTO EN LA CONCENTRACION DE NITROGENO
DIFERENCIA		--	0.5	1.5	2.5	--	0.2	0.4	0.6	
CONC. DE METANO	molg/m ³	1827	1930	1937	1940	2446	2529	2532	2534	VAPORIZACION DE METANO POR NITROGENO
DIFERENCIA		--	103	110	113	--	83	86	88	
USCOSIDAD DEL ACEITE	cp	7.263	7.243	7.213	7.173	6.261	6.251	6.236	6.216	INCREMENTO DE LA PRESION DEL YACIMIENTO
DIFERENCIA		--	-0.020	-0.050	-0.090	--	-0.010	-0.025	-0.045	
DENSIDAD DEL ACEITE	gr/cm ³	0.727	0.725	0.722	0.721	0.716	0.715	0.714	0.713	AUMENTO EN LA PRESION DEL YACIMIENTO
DIFERENCIA		--	-0.002	-0.005	-0.004	--	-0.001	-0.002	-0.003	
USCOSIDAD DEL GAS	cp	0.045	0.049	0.053	0.055	0.075	0.077	0.080	0.082	INCREMENTO EN LA PRESION DEL YACIMIENTO
DIFERENCIA		--	0.004	0.008	0.010	--	0.002	0.005	0.007	
DENSIDAD DEL GAS	gr/cm ³	0.090	0.092	0.093	0.094	0.120	0.121	0.122	0.123	AUMENTO DE LA PRESION DEL YACIMIENTO
DIFERENCIA		--	0.002	0.003	0.004	--	0.001	0.002	0.003	

presión de burbuja de 150 kg/cm^2 (2204 lb/pg^2). Para el caso del CAN53A (Figura 6.151) se observa que para cualquier gasto de inyección, el incremento en la presión de saturación es, aproximadamente la misma, es decir, por ejemplo para gastos de inyección de 20, 40 y $60 \text{ Mm}^3/\text{D}$ a c.s. (706, 1413 y $2119 \text{ Mp}^3/\text{D}$, a c.s., respectivamente) para diciembre de 1989, se calcularon presiones de saturación de 171.00, 171.18 y 171.33 kg/cm^2 , respectivamente, que son mayores a la presión de burbuja sin inyección (150 kg/cm^2).

2. Presión en la celda.

Las Figuras 6.152 y 6.153 presentan el comportamiento de la presión sin y con inyección en la celda del intervalo productor, en donde se encuentran los pozos CAN71A y CAN53A, respectivamente. Por predicción natural, se aprecia una caída de presión similar en ambos pozos, sin embargo, después de iniciada la inyección (febrero de 1987) en el casquete secundario del yacimiento, se observa una tendencia al mantenimiento de presión para las celdas de ambos pozos, notando que para gastos de inyección mayores el incremento en la presión es mayor y viceversa (Tabla 6.52). Por ejemplo, para un gasto de inyección de $60 \text{ Mm}^3/\text{D}$ a c.s. ($2119 \text{ Mp}^3/\text{D}$ a c.s.) y considerando un tiempo de inyección de 35 meses, para las celdas de los pozos CAN71A y CAN53A se calcularon en base a la predicción natural, incrementos de presión por arriba de los 12 y 7 kg/cm^2 , respectivamente.

3. Presión de fondo fluyendo.

De igual manera, el incremento de presión en las celdas del yacimiento, se manifiesta también en la presión de fondo fluyendo de los pozos productores, es decir, por ejemplo, para diciembre de 1987 en el CAN71A (Figura 6.154) se calcularon respecto a la presión de fondo fluyendo, p_{ff} , de 98.69 kg/cm^2 (sin inyección), incrementos en este parámetro de 3 kg/cm^2 (101.69 kg/cm^2), 6 kg/cm^2 (104.69 kg/cm^2) y 9 kg/cm^2 (107.69 kg/cm^2) para volúmenes acumulados inyectados de 19.5, 38 y 58 MMm^3 a c.y., respectivamente. En diciembre de 1989, para el CAN53A (Figura 6.155) se calcularon presiones de fondo fluyendo de 120.17, 121.17 y 122.17 kg/cm^2 , que corresponden al 1.04, 2.03 y 3.1 % del volumen poroso inyectado a c.y., respectivamente. Lo anterior, representa incrementos en este parámetro de 1, 2 y 3 kg/cm^2 , respecto a los mismos volúmenes inyectados acumulados y en base a la presión de fondo fluyendo calculada por agotamiento natural, la cuál resultó de 119.17 kg/cm^2 . Las presiones en la celda y fondo fluyendo de los pozos antes mencionados, por predicción sin y con inyección se presentan en la Tabla 6.52.

4. Saturación y moles de aceite.

Las Figuras 6.156 y 6.157 muestran el comportamiento de la saturación de aceite, S_o , respecto al tiempo, sin y con inyección de nitrógeno, para los pozos CAN71A y CAN53A, respectivamente. En ambas figuras, se observa que por agotamiento natural, la saturación de aceite tiende a disminuir en forma paulatina conforme se explota el yacimiento; sin embargo, debido a la

PRED. DE PRESION DE SATURACION
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

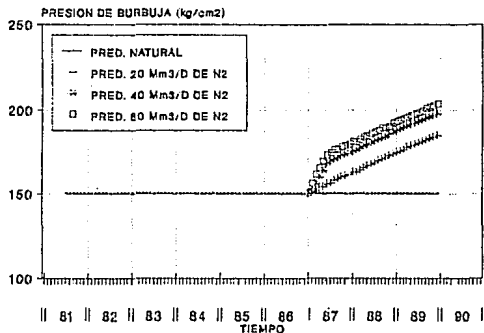


FIG. B.150 COMP. DE PRESION DE BURBUJA
CON NITROGENO CANTARELL 71-A

PRED. DE PRESION DE SATURACION
CANTARELL 53-A (I,J,K=5,5,5)

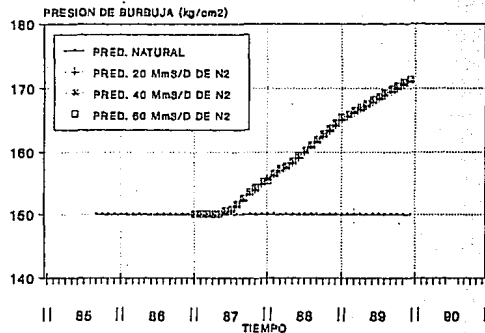


FIG. B.151 COMPORTAMIENTO DE PRESION DE
BURBUJA CON N2 CANTARELL 53-A

PREDICCIÓN DE PRESION CON INYECCION
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

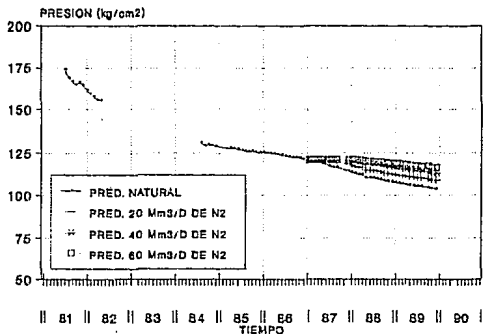


FIG. B.152 COMPORTAMIENTO DE PRESION CON
INYECCION CANTARELL 71-A

PREDICCIÓN DE PRESION CON INYECCION
CANTARELL 53-A (I,J,K=5,5,5)

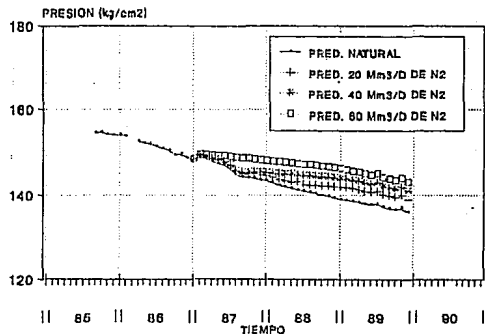


FIG. B.153 COMPORTAMIENTO DE PRESION CON
NITROGENO CANTARELL 53-A

PREDICCIÓN DE PRESION DE FONDO FLUYENDO
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

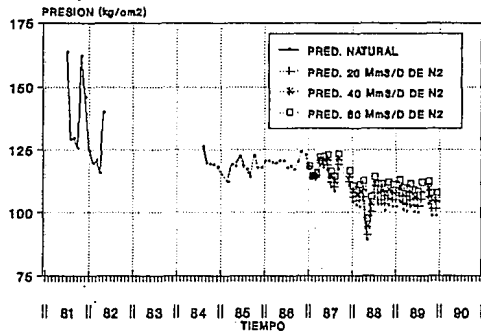


FIG. 6.154 COMPORTAMIENTO DE PRESION DE FONDO FLUYENDO CANTARELL 71A

PRED. DE PRESION DE FONDO FLUYENDO
CANTARELL 53-A (I,J,K=5,5,5)

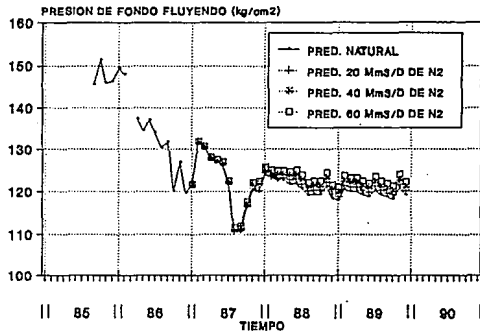


FIG. 6.155 COMPORTAMIENTO DE PRESION DE FONDO FLUYENDO CANTARELL 53A

PREDICCIÓN SATURACION DE ACEITE
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

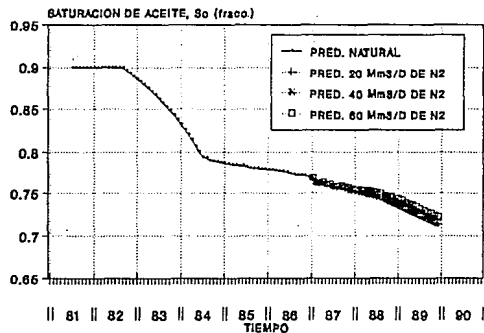


FIG. 6.156 COMPORTAMIENTO DE LA S_o CON N₂ CANTARELL 71-A

PREDICCIÓN SATURACION DE ACEITE
CANTARELL 53-A (I,J,K=5,5,5)

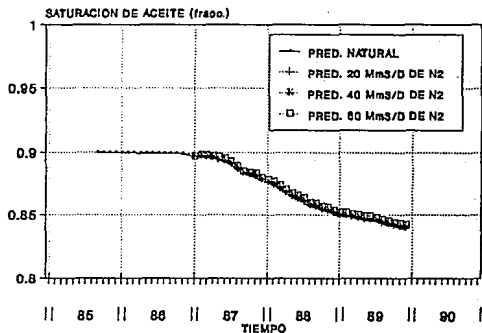


FIG. 6.157 COMPORTAMIENTO DE LA S_o CANTARELL 53-A (I,J,K=5,5,5)

inyección de nitrógeno en la zona del casquete secundario, se observan incrementos significativos de este parámetro en las celdas de los pozos productores, teniéndose que a mayor volumen poroso inyectado o mayor gasto de inyección se obtiene un incremento mayor en dicha saturación y viceversa. Para las celdas productoras del CAN71A y CAN53A se calcularon incrementos en la saturación de aceite respecto al agotamiento natural del orden de 0.011 y 0.003, respectivamente, para un gasto de inyección de $60 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ ($2119 \text{ Mp}^3 / \text{D}$) y después de 35 meses de iniciada la inyección.

Las saturaciones de aceite expresadas en moles de aceite sin y con inyección de gas, se muestran en las Figuras 6.158 y 6.159 para los pozos CAN71A y CAN53A, respectivamente. Se observa que por agotamiento natural, las moles de aceite disminuyen debido a la extracción de hidrocarburos del yacimiento. Sin embargo, como consecuencia de la inyección de nitrógeno en la cima de la estructura, se notan aumentos significativos en las moles de aceite en las celdas inferiores a las del casquete, por lo que, a mayor gasto de inyección se desplaza mayor número de moles de aceite y viceversa. En la Tabla 6.52 se presentan las saturaciones y moles de aceite, calculadas para la capa 3 y 5 de la malla, sin y con inyección de nitrógeno a diciembre de 1989.

5. Saturaciones y moles de gas.

Las predicciones por agotamiento natural y con inyección de nitrógeno para la saturación de gas respecto al tiempo de explotación e inyección, para los pozos productores CAN71A y CAN53A se presentan en las Figuras 6.160 y 6.161, respectivamente. De igual manera, los comportamientos sin y con inyección para las moles de gas, se muestran en las Figuras 6.162 y 6.163 para los pozos anteriormente mencionados.

En las figuras anteriores, se observa que por agotamiento natural, la saturación y moles de gas tienden a aumentar en forma paulatina en las celdas inferiores del casquete, esto debido a la disminución en la saturación y moles de aceite, respectivamente. Conforme transcurre la inyección de gas en la capa superior de la estructura, se observa un desplazamiento del aceite entrampado en esta capa hacia las capas inferiores, provocando en estas últimas capas un incremento significativo en la saturación de aceite y por ende, en el contenido molar de aceite (Figuras 6.158 y 6.159), lo que implica una disminución significativa en la saturación y moles de gas (parte del gas liberado es nuevamente disuelto en el aceite por la energía adicional inyectada al yacimiento). La Tabla 6.52 muestra las saturaciones y moles de gas calculados sin y con inyección para las celdas en donde se localizan los pozos productores, ésto a diciembre de 1989.

6. Concentración de nitrógeno.

Las Figuras 6.164 y 6.165 muestran el comportamiento de la concentración de nitrógeno respecto al tiempo sin y con inyección de gas para las celdas de los pozos CAN71A y CAN53A, respectivamente. En ambas figuras se nota que la concentración de nitrógeno

PREDICCIÓN DE MOLES DE ACEITE
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

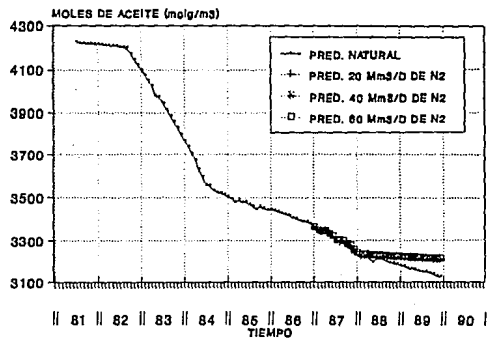


FIG. 8.158 COMPORTAMIENTO DE MOLES DE ACEITE CANTARELL 71-A

PREDICCIÓN DE MOLES DE ACEITE
CANTARELL 63-A (I,J,K = 5,5,5)

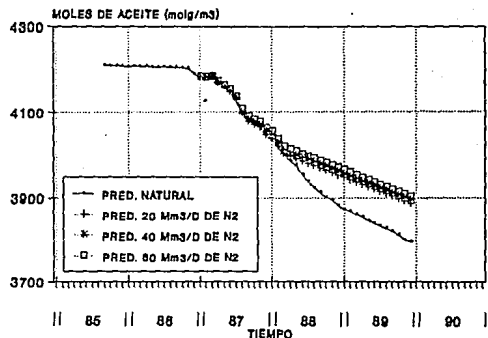


FIG. 8.159 COMPORTAMIENTO DE MOLES DE ACEITE CANTARELL 63-A

PREDICCIÓN SATURACION DE GAS
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

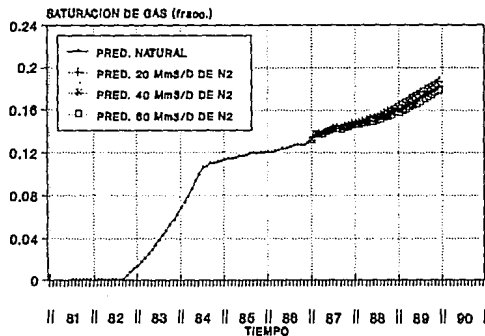


FIG. 8.160 COMPORTAMIENTO DE LA 8p CON N2 CANTARELL 71-A

PREDICCIÓN SATURACION DE GAS
CANTARELL 63-A (I,J,K=5,5,5)

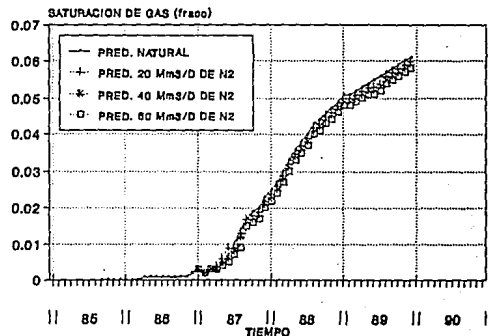


Fig. 8.161 COMPORTAMIENTO DE LA 8p CANTARELL 63-A

PREDICCIÓN DE MOLES DE GAS
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

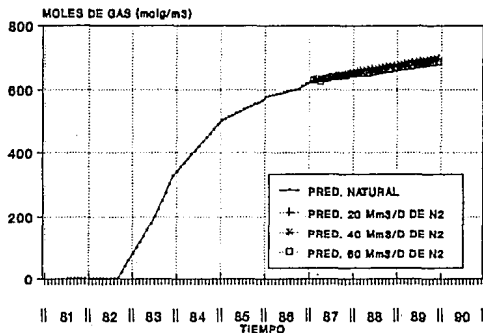


FIG. 6.162 COMPORTAMIENTO DE MOLES DE GAS CON N2 CANTARELL 71-A

PREDICCIÓN DE MOLES DE GAS
CANTARELL 63-A (I,J,K=5,5,5)

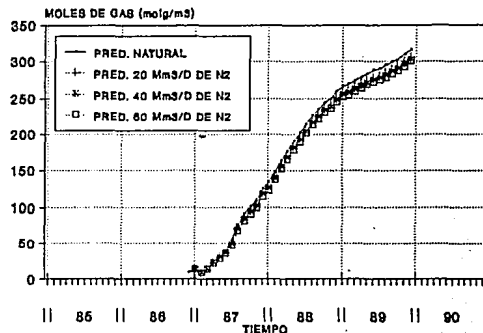


FIG. 6.163 COMPORTAMIENTO DE MOLES DE GAS CANTARELL 63-A

PREDICCIÓN CONCENTRACION DE NITROGENO
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

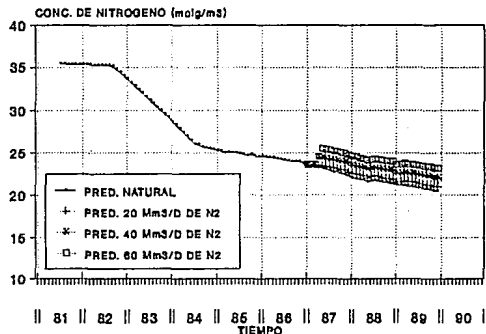


FIG.6.164 COMPORTAMIENTO DEL NITROGENO CANTARELL 71-A

PREDICCIÓN CONCENTRACION DE NITROGENO
CANTARELL 63-A (I,J,K=5,5,5)

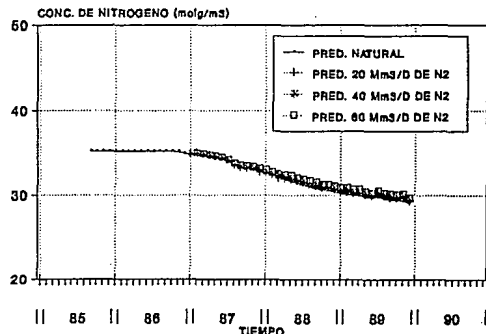


FIG. 6.165 COMPORTAMIENTO DEL NITROGENO CANTARELL 63-A

tiende a disminuir conforme se explota el yacimiento por comportamiento natural. Con el proceso de inyección, este parámetro se incrementa ligeramente (tanto en las fases líquida como vapor), siendo este aumento mayor para la celda del CAN71A, asimismo, se observa que un gasto de inyección mayor existe un incremento en la concentración también mayor, y viceversa (Tabla 6.52). Después de 35 meses de inyección y para un volumen acumulado inyectado de 58 MMm³ de gas nitrógeno a c.y. (2048 MMp³ a c.y.), se calcularon incrementos en la concentración de nitrógeno respecto a la predicción natural (20.5 molg/m³ para el CAN71A y 29.1 molg/m³ para el CAN53A) de 2.5 y 0.6 molg/m³, para las celdas de los pozos productores CAN71A y CAN53A, respectivamente.

7. Concentración de metano.

Las predicciones de la concentración de metano sin y con inyección de nitrógeno, tanto en la fase líquida como en la vapor, para las celdas de los pozos CAN71A y CAN53A se presentan en las Figuras 6.166 y 6.167, respectivamente. En ambas figuras, se observa que por agotamiento natural, la concentración de metano disminuye sensiblemente. Para la celda del CAN71A, y para los tres gastos de inyección, durante el primer año, se calcularon prácticamente valores semejantes a los obtenidos sin inyección, posteriormente la concentración de metano se mantuvo constante con una tendencia a aumentar, lo cual se debe a la inyección de nitrógeno que provoca un desplazamiento inmisible de hidrocarburos de las capas superiores a las inferiores. Para la celda del CAN53A (que se localiza a una profundidad mayor) se calcularon concentraciones de metano con inyección, con tendencia similar a la del comportamiento natural, pero con valores superiores (Tabla 6.52).

8. Viscosidad del aceite.

Las Figuras 6.168 y 6.169 presentan el comportamiento sin y con inyección de la viscosidad del aceite, μ_o , con el tiempo, para las celdas pertenecientes a los pozos CAN71A y CAN53A, respectivamente. En dichas figuras, se observa que por predicción natural la viscosidad del aceite aumenta, esto se debe a la disminución de la presión de la celda conforme transcurre el tiempo de explotación. Sin embargo, con el proceso de inyección esta viscosidad también aumenta, pero con valores calculados por debajo del comportamiento primario. A mayor gasto inyectado se calculan viscosidades menores y viceversa (Tabla 6.52), esto último se explica debido a que el nitrógeno inyectado en la capa 1, provoca un incremento en la presión del yacimiento, siendo este incremento mayor para gastos de inyección altos y viceversa (Tabla 6.52). Después de 35 meses de iniciada la inyección para un volumen acumulado de nitrógeno inyectado de 58 MMm³ a c.y. (2048 MMp³ a c.y.), se calcularon para las celdas de los pozos productores CAN71A y CAN53A, viscosidades de aceite, μ_o , de 7.173 y 6.216 cp, respectivamente, teniendo para esta misma fecha para condiciones de predicción natural, viscosidades calculadas de 7.263 cp para el CAN71A y de 6.261 cp para el CAN53A.

PREDICCIÓN CONCENTRACION DE METANO
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

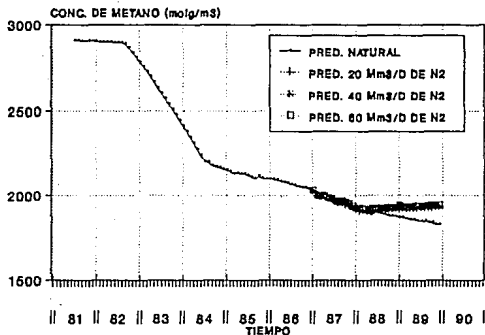


FIG. 6.166 COMPORTAMIENTO DEL METANO
CANTARELL 71-A

PREDICCIÓN CONCENTRACION DE METANO
CANTARELL 63-A (I,J,K=5,5,5)

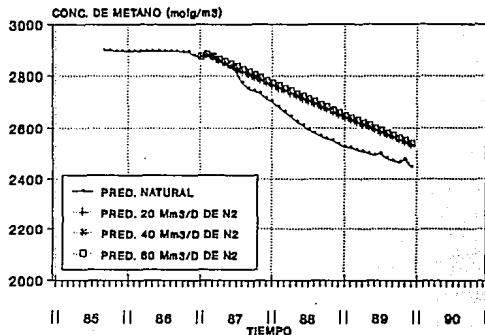


FIG. 6.167 COMPORTAMIENTO DEL METANO
CON N2 CANTARELL 63-A

PREDICCIÓN VISCOSIDAD DEL ACEITE
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

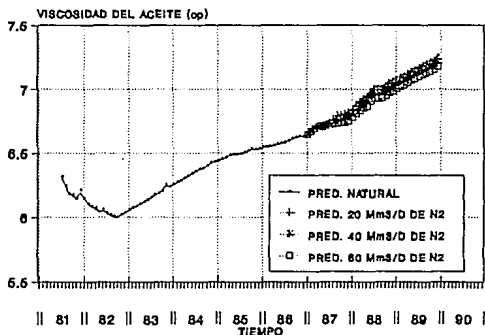


FIG. 6.168 COMP. DE LA VISCOSIDAD DEL
ACEITE CANTARELL 71-A

PREDICCIÓN VISCOSIDAD DEL ACEITE
CANTARELL 63-A (I,J,K=5,5,5)

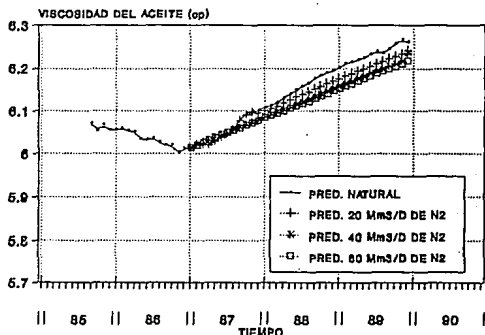


FIG. 6.169 COMP. DE LA VISCOSIDAD DEL
ACEITE CANTARELL 63-A

9.- Densidad del aceite.

Las predicciones de la densidad de aceite, ρ_o , sin y con inyección de nitrógeno para las celdas de los pozos productores CANT71A y CAN53A, se muestran en las Figuras 6.170 y 6.171, respectivamente. El comportamiento de las curvas mostradas es similar a las de la viscosidad del aceite (Figuras 6.168 y 6.169, respectivamente), es decir, por comportamiento primario la densidad del aceite se incrementa con respecto al tiempo de explotación (por depresionamiento del yacimiento). Con la inyección de nitrógeno la densidad del aceite también aumenta, obteniendo valores por debajo de la calculada por predicción natural, observando que a mayor gasto de inyección se calcularon densidades menores y viceversa (Tabla 6.52), esto se explica debido al incremento en la presión del yacimiento. Por ejemplo, para diciembre de 1989 y para 58 MMm³ a c.y. (2048 MMp³ a c.y.) de nitrógeno acumulado inyectado al yacimiento, se calcularon para las celdas de los pozos CAN71A y CAN53A, densidades del aceite menores al 1 y 0.5 % de las calculadas sin inyección (0.727 gr/cm³ para el CAN71A y 0.716 gr/cm³ para el CAN53A), respectivamente.

10. Viscosidad del gas.

El comportamiento de la viscosidad del gas, μ_g , por predicción natural y con inyección de nitrógeno, respecto al tiempo, para los pozos productores CAN71A y CAN53A se muestra en las Figuras 6.172 y 6.173, respectivamente. Se observa que por predicción natural la viscosidad del gas disminuye, debido a la caída de presión de la celda conforme transcurre la explotación del yacimiento. Con el proceso de inyección la disminución de la viscosidad del gas es menor respecto al comportamiento primario. Para un gasto de inyección mayor, este parámetro disminuye más lentamente que para gastos de inyección menores. Por ejemplo, para la celda del CAN71A, a diciembre de 1989 y para gastos de inyección de 60 Mm³/D a c.s. (2119 Mp³/D a c.s.) y 20 Mm³ a c.s. (706 Mp³ a c.s.), se calcularon viscosidades del gas de 0.055 y 0.049 cp, respectivamente, obteniendo para esta misma fecha 0.045 cp por predicción natural. Comportamientos similares se presentan para la celda del CAN53A, los cuales se deben al incremento de presión provocada por la inyección del nitrógeno al yacimiento. La Tabla 6.52 muestra los resultados calculados sin y con inyección a diciembre de 1989.

11. Densidad del gas.

Las Figuras 6.174 y 6.175 muestran las curvas de predicción de la densidad del gas con el tiempo, sin y con inyección para los bloques de los pozos CAN71A y CAN53A, respectivamente. En dichas figuras, se observa que por comportamiento primario este parámetro disminuye conforme se explota el yacimiento, en consecuencia del depresionamiento de éste, calculando a diciembre de 1989 densidades del gas de 0.090 y 0.120 gr/cm³, para las celdas del CAN71A y

PREDICCIÓN DENSIDAD DEL ACEITE
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

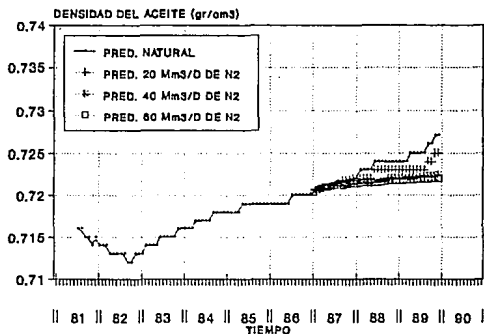


FIG. 8.170 COMP. DE LA DENSIDAD DEL ACEITE CANTARELL 71-A

PREDICCIÓN DENSIDAD DEL ACEITE
CANTARELL 63-A (I,J,K = 6,5,6)

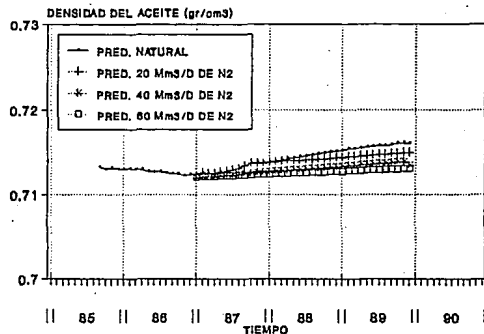


FIG. 8.171 COMP. DE LA DENSIDAD DEL ACEITE CANTARELL 63-A

PREDICCIÓN VISCOSIDAD DEL GAS
CANTARELL 71-A (I,J,K=4,2,3)

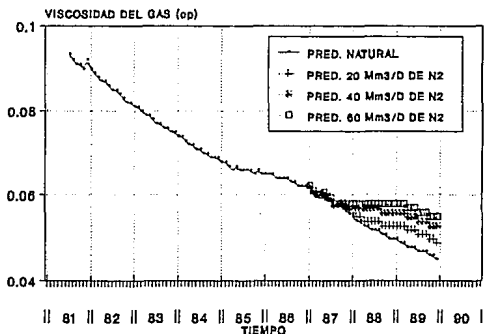


FIG. 8.172 COMP. DE LA VISCOSIDAD DEL GAS CANTARELL 71-A

PREDICCIÓN VISCOSIDAD DEL GAS
CANTARELL 63-A (I,J,K = 6,5,6)

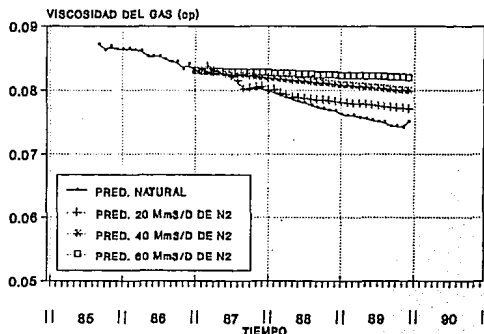


FIG. 8.173 COMP. DE LA VISCOSIDAD DEL GAS CANTARELL 63-A

CAN53A, respectivamente. Con la inyección de nitrógeno, se incrementa la presión del yacimiento, provocando que la densidad del gas, presente una disminución menor a la observada por agotamiento natural. Así, para gastos de inyección mayores, la disminución en este parámetro es menor acentuada y viceversa (Tabla 6.52). Para un volumen acumulado de nitrógeno inyectado al yacimiento de 58 MMm^3 a c.y. (2048 MMp^3 a c.y.) se calcularon a diciembre de 1989, incrementos de 0.004 y 0.003 cp (respecto al comportamiento primario) para las celdas de los pozos CAN71A y CAN53A, respectivamente.

6.3.5.7.3 Efectos provocados por la inyección de nitrógeno en la región de estudio.

1. Efecto de Vaporización.

El contacto del nitrógeno inyectado con el aceite negro de la región en estudio, provoca una reducción significativa de los componentes ligeros e intermedios de este aceite, de tal manera que el efecto es una disminución del factor de volumen, B_o , de la relación de solubilidad, R_{sd} , y un incremento en la viscosidad del aceite, μ_o (Figuras 6.142 y 6.143) y en la densidad del aceite, ρ_o (Figuras 6.144 y 6.145).

Este efecto se presenta en las Figuras 6.132 y 6.133, en donde se observa que el nitrógeno sustituye sustancialmente al metano en la mezcla de fluidos (tanto en la fase líquida como en la gas).

2. Desplazamiento Inmiscible-Mejoramiento en las condiciones de Segregación Gravitacional.

En los contactos entre el aceite negro del yacimiento y el nitrógeno inyectado, simulados con el modelo SIMPCO¹⁵⁰, siempre se encontró la presencia de las fases líquidas y vapor, por lo cual no se presentó la miscibilidad. Las Figuras 6.176 y 6.177 presentan el comportamiento sin y con inyección, de las saturaciones de aceite y de gas, respectivamente, con la profundidad (capas de la malla en dirección Z), correspondientes a diciembre de 1989. En la cima de la estructura (capa 1), se observa un desplazamiento inmiscible (influenciado por el mecanismo de segregación gravitacional), teniendo por predicción sin inyección una saturación de aceite de 65.8 %, y con inyección una baja en dicha saturación hasta 61, 58 y 55 %, para gastos de inyección de 20, 40 y 60 Mm^3/D a c.s. ($706, 1413$ y $2119 \text{ Mp}^3/\text{D}$ a c.s.) de nitrógeno, respectivamente. De igual manera, debido a la inyección, para esta misma capa 1, la saturación de gas se incrementó respecto a la calculada sin inyección (del 24.2 %) a 29, 32 y 35 %, respecto a los mismos gastos de inyección antes mencionados. A partir de la capa 2 y hasta la 6, se nota un incremento en la saturación de aceite y un decremento en la saturación de gas, esto debido a que la energía adicional proporcionada por la inyección de nitrógeno, empuja el aceite residual (entrampado) de la capa 1 hacia las capas inferiores mediante un desplazamiento no miscible y

**PREDICCIÓN DENSIDAD DEL GAS
CANTARELL 71-A (LJK-4,2,3)**

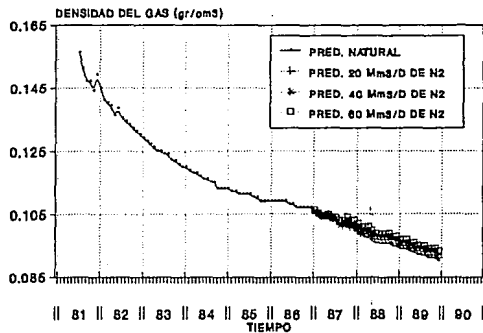


FIG. 6.174 COMP. DE LA DENSIDAD DEL GAS CANTARELL 71-A

**PREDICCIÓN DENSIDAD DEL GAS
CANTARELL 63-A (LJK - 5,5,5)**

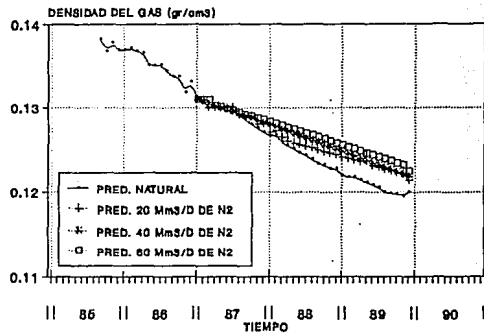


FIG. 6.175 COMP. DE LA DENSIDAD DEL GAS CANTARELL 63-A

**SATURACION DE ACEITE CONTRA PROFUNDIDAD
DESPUES DE 36 MESES DE INYECCION**

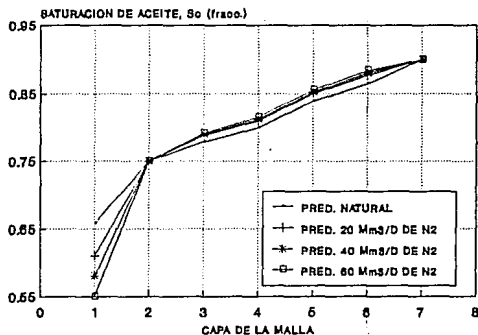


FIG. 6.176 COMP. S₀ CONTRA PROFUNDIDAD DESPUES DE 36 MESES DE INY.

**SATURACION DE GAS CONTRA PROFUNDIDAD
DESPUES DE 36 MESES DE INYECCION**

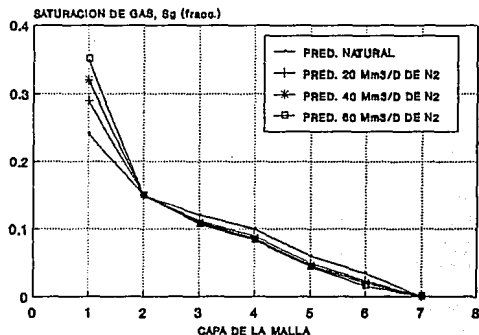


FIG. 6.177 COMP. S_g CONTRA PROFUNDIDAD DESPUES DE 36 MESES DE INY.

aprovechando las características favorables de la formación para que opere en forma efectiva el mecanismo de drene gravitacional. Asimismo, a partir de la capa 2, se nota un decremento en la saturación de gas, esto debido al incremento en la presión del yacimiento (provocando que parte del gas liberado se disuelva en la fase líquida) y al mecanismo de drene gravitacional (parte del gas liberado fluye en contraflujo hacia las partes superiores de la estructura). En las Figuras 6.134 a la 6.141 se presenta la variación de las saturaciones y moles de aceite y de gas, provocadas por este desplazamiento inmisible basado en la inyección de nitrógeno, el cuál resulta en un mejoramiento en la segregación gravitacional.

3. Incremento en la presión del yacimiento.

Las Figuras 6.178 y 6.179 muestran claramente la tendencia al mantenimiento de presión del yacimiento, que se genera por la inyección de nitrógeno. La primera figura corresponde al comportamiento de la presión ponderada respecto al volumen poroso y al tiempo, para la capa 1 de la malla (se encuentra en esta capa parte del casquete secundario). Se observa que por comportamiento natural (sin inyección), durante el período de enero de 1987 a diciembre de 1989, el modelo SIMPCO calculó una caída de presión de 12.35 kg/cm^2 , sin embargo, con inyección de nitrógeno para este mismo período de tiempo se calcularon caídas de presión menores, de 8.35, 4.35 y 2.35 kg/cm^2 , para gastos de inyección totales de 20, 40 y $60 \text{ Mm}^3/\text{D}$ a c.s., respectivamente, concluyendo que para condiciones de inyección, se tiende a mantener la presión del yacimiento. La segunda figura corresponde al comportamiento de la presión respecto a la profundidad, expresándose esta última en capas de la malla (dirección Z). Como se observa por comportamiento natural, la presión aumenta con la profundidad desde un valor de 97.75 kg/cm^2 para la celda 1 a 180.69 kg/cm^2 para la celda 7. Con inyección de nitrógeno, el comportamiento anterior muestra un incremento significativo, teniendo para un tiempo de inyección de 35 meses, un aumento en la presión con valores calculados para la capa 1 de 104.75, 110.75 y 112.75 kg/cm^2 para gastos totales de inyección de 20, 40 y $60 \text{ Mm}^3/\text{D}$ a c.s., respectivamente. Conforme aumenta la profundidad los incrementos de presión con inyección disminuyen (debido a los gastos bajos de inyección de nitrógeno y poco tiempo de inyección), calculando para la capa 7 presiones de 181.69, 183.69 y 185.69 kg/cm^2 , para gastos de inyección de 20, 40 y $60 \text{ Mm}^3/\text{D}$ a c.s., respectivamente, y para la misma fecha. En las Figuras 6.152 a 6.155 y de la 6.168 a la 6.175 se muestra la variación de parámetros tales como, presión de la celda, presión de fondo fluyendo y viscosidades y densidades del aceite y del gas, provocados por el incremento de la presión del yacimiento.

COMPORTAMIENTO DE LA PRESION VS TIEMPO CASQUETE SECUNDARIO (CIMA DE CANTARELL)

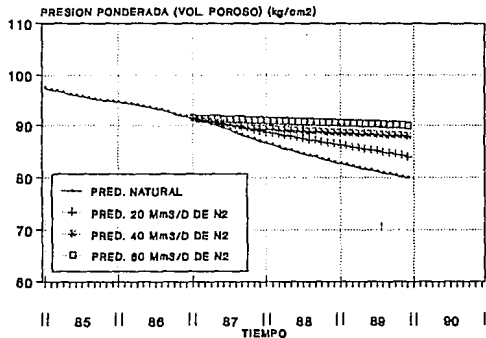


FIG. 8.178 COMPORTAMIENTO DE PRESION CON
EL TIEMPO (CAPA Z-1)

PRESION CONTRA PROFUNDIDAD DESPUES DE 36 MESES DE INECCION

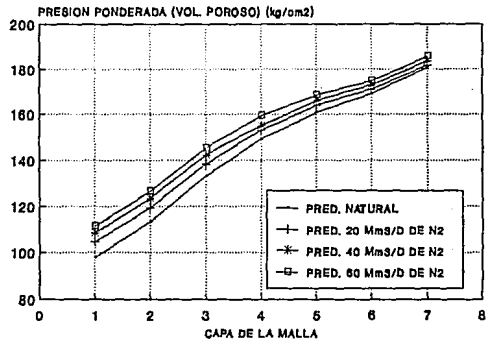


FIG. 8.179 COMP. PRESION CONTRA PROF.
DESPUES DE 36 MESES DE INY.

CONCLUSIONES

1. RESPECTO A LOS OBJETIVOS DEL TRABAJO.

De los objetivos principales que se plantearon al principio de este trabajo se concluye que:

1.1. Se recopiló y revisó una serie de estudios experimentales y de aplicaciones de campo que se relacionan con la inyección de nitrógeno en la recuperación mejorada de hidrocarburos.

1.2 Se llegó a conocer la ocurrencia en la naturaleza, las propiedades fisicoquímicas, los usos y la obtención del nitrógeno, discutiendo las aplicaciones potenciales de este gas inerte en el mejoramiento de la recuperación de aceite y gas natural.

1.3 Con el modelo IMPEVETE, se simularon y reprodujeron las pruebas Presión-Volumen-Temperatura reportadas por el laboratorio (presión de saturación, volumen relativo total, relación de solubilidad, viscosidad del aceite, etc.) para el fluido del tipo de aceite negro del yacimiento Akal, perteneciente al complejo Cantarell, determinando el comportamiento de dicho fluido sin y con inyección de nitrógeno. Dicho modelo se comportó satisfactoriamente, tanto para el ajuste del comportamiento de los fluidos iniciales, como en el manejo de mezclas de éstos con concentraciones de nitrógeno altas.

1.4 Con el modelo numérico composicional para yacimientos homogéneos SIMPCO, se realizó un estudio de simulación regional aplicado a la zona del casquete secundario del yacimiento Akal, en donde se analizó el comportamiento en la composición de los fluidos de este yacimiento provocado por la inyección de nitrógeno durante un tiempo determinado. Se estudiaron cualitativa y cuantitativamente los efectos de vaporización de los componentes ligeros e intermedios de los hidrocarburos del sistema, de mantenimiento de presión del yacimiento y el desplazamiento no miscible (inmiscible) hacia los pozos productores del aceite entrampado en la parte superior de la estructura productora, lo anterior al aprovechar y mejorar el mecanismo de segregación gravitacional provocado por la inyección de gas. Se observó que el simulador SIMPCO se comportó aceptablemente durante el ajuste de la historia de presión-producción, así como en el proceso de predicción sin y con inyección de nitrógeno.

2. RESPECTO AL NITROGENO.

2.1 El gas natural se ha empleado con mucho éxito como fluido de inyección para la recuperación mejorada de aceite, sin embargo, éste resulta ser un hidrocarburo muy valioso como energético, limpio y poco contaminante, siendo además materia prima para la industria petroquímica. En la actualidad el gas natural presenta una disponibilidad muy limitada y un incremento constante en su precio, provocando que su inyección a los yacimientos no resulte atractiva desde un punto de vista económico. El nitrógeno que es muy abundante, fácil de obtener, económico y considerando que la energía necesaria para comprimir un pie cúbico de gas natural es equivalente a la utilizada para ocho pies cúbicos de nitrógeno,

hacen que éste último pueda sustituir al gas natural como fluido de inyección en los yacimientos.

2.2 Respecto a otros gases inertes el nitrógeno presenta las ventajas siguientes: 1. se encuentra disponible en cualquier lugar del planeta, es técnica (fácil procesamiento) y económicamente factible de obtenerse prácticamente puro (99.999 % de nitrógeno y trazas de otros gases inertes), a partir de la separación criogénica por licuefacción y destilación fraccionada del aire atmosférico y mediante el procesamiento de los productos de la combustión del gas natural, 2. presenta propiedades físicas favorables no manifestando fenómenos adversos de comportamiento de fase, por ejemplo, su densidad es menor de dos o más veces que la del aceite y a condiciones de yacimiento es mucho menor que la del bióxido de carbono, favoreciendo con ésto su empleo cuando los efectos gravitacionales contribuyen a incrementar la operación de desplazamiento en forma favorable; la solubilidad del nitrógeno en el aceite es similar a la del aire atmosférico en el aceite; el factor de compresibilidad del nitrógeno siempre es menor respecto al gas natural y al bióxido de carbono, por lo que el nitrógeno es un gas menos compresible que el metano implicando que la cantidad de nitrógeno requerido para desplazar gas natural a condiciones de yacimiento será menor que la cantidad de gas producido, 3. su empleo se acepta desde un punto de vista ambiental (es de gran limpieza y no es contaminante), ya que cuando se produce y libera a la atmósfera no contribuye al **efecto invernadero** y, 4. presenta al menos seis aplicaciones potenciales como fluido de inyección en la recuperación mejorada de aceite y gas natural, siendo éstas, a. mantenimiento de presión mediante un desplazamiento inmisible y mejoramiento en el mecanismo de segregación gravitacional, b. fluido de empuje para desplazamiento de baches miscibles de bióxido de carbono y gases licuados del petróleo, LPG, c. reemplazamiento del gas natural empleado en la inyección cíclica en yacimientos de gas y condensado, en donde además de liberar el gas atrapado que se encuentra en la parte superior del yacimiento, provoca un mantenimiento de presión y reduce la condensación retrógrada, d. cuando se realiza dentro de una capa de gas, la inyección de nitrógeno es un medio efectivo para mantenimiento de presión del yacimiento y contribuye a desplazar o empujar el gas natural, permitiendo que éste se explote y comercialice, e. desarrollar un desplazamiento del tipo miscible con los fluidos del yacimiento, a través de un proceso de transferencia de masa de contacto múltiple a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento y, f. producir o recuperar el aceite atrapado en estructuras superiores a las zonas disparadas de los pozos productores de hidrocarburos, es decir, al inyectar nitrógeno en un casquete de gas, provoca un avance del contacto gas-aceite y en consecuencia un proceso de desplazamiento del aceite hacia los pozos productores del yacimiento (esto puede realizarse tanto en procesos inmiscibles o miscibles).

2.3 Los procesos de recuperación mejorada por inyección de nitrógeno factibles de llevar a cabo en algunos yacimientos de México, permitirían: 1. incrementar las reservas significativamente y a un bajo costo y, 2. producir las reservas de gas más rápido que mediante el agotamiento natural.

2.4 Por cuanto se refiere al suministro de nitrógeno (fuente de producción apropiada) para emplearse

como fluido de inyección en un proceso de recuperación mejorada, aplicado a algunos yacimientos de la República Mexicana, éste se puede obtener a partir de la compra y operación de las plantas criogénicas y del tipo NGL/NRU por parte de Petróleos Mexicanos, arrendamiento y operación de las plantas por parte de Petróleos Mexicanos o contratación del servicio de abastecimiento de este gas por medio de una empresa particular. La selección de una de las tres opciones debería ser función directa de un análisis económico, que involucre el costo real del nitrógeno.

2.5 La tecnología actual a nivel internacional que se emplea en tierra para separación del aire (etapas de proceso, equipo y componentes básicos), prácticamente se puede aplicar de igual forma en regiones marinas con toda seguridad y a un costo razonable.

2.6 Los principales parámetros que afectan el costo de la fuente de producción de nitrógeno son: el costo de la energía necesaria para producir y comprimir el gas (mitad del costo del proyecto), el costo de la planta criogénica y el costo del equipo de compresión.

3. RESPECTO AL YACIMIENTO AKAL.

En lo que respecta al yacimiento Akal del complejo Cantarell se concluye que:

3.1 Presenta las características o condiciones favorables que muestran los yacimientos en los cuales actúa en forma importante el mecanismo de segregación gravitacional, es decir, contiene un aceite de viscosidad intermedia en un sistema de alta conductividad de las fracturas (varios darcies), debido al fracturamiento natural del campo, así como grandes espesores de la formación productora que combinados con un relieve estructural alto provocan que los gradientes de presión gravitacionales sean mayores que los gradientes de presión horizontales causados por la producción de fluidos. Además, se tiene una baja relación gas-aceite de los fluidos en los pozos terminados en la parte estructuralmente más baja de la formación.

3.2 Independientemente de la profundidad o ubicación de los pozos productores, el depresionamiento del campo es uniforme. Esto se explica debido a que el gas móvil liberado del aceite, emigra casi inmediatamente después que es liberado hacia la cima de la formación, contribuyendo así a conservar la energía del yacimiento, dado que se forma un casquete secundario de gas que al paso del tiempo ayuda a que disminuya la caída de presión (amortiguamiento) mediante la acción favorable del mecanismo de producción de drenaje gravitacional (sin duda favorecida por la transmisibilidad alta de la formación en las direcciones horizontal y vertical), ocasionando un incremento en el volumen de la capa de gas y el avance del contacto gas-aceite.

4. RESPECTO A LOS ESTUDIOS DE SIMULACIÓN.

La inyección de nitrógeno en el casquete secundario del yacimiento Akal, mejoraría las condiciones de explotación del yacimiento, provocado por los efectos benéficos siguientes:

1. *Efecto de vaporización.* Este fenómeno es favorable, debido a que al entrar en contacto el nitrógeno inyectado con el aceite negro, se produce una transferencia importante de los componentes ligeros e intermedios del líquido al vapor (mayor del 16 %) y, el efecto es una disminución del factor de volumen del aceite y de la relación de solubilidad (el aceite sufre un encogimiento). Asimismo, se presenta un incremento en la viscosidad y densidad del aceite, es decir, el aumento en la concentración de nitrógeno sustituye al metano en la mezcla de fluidos.

2. *Efecto de incremento de la presión del yacimiento.* Se observa una tendencia al mantenimiento de presión del yacimiento, calculando para un período de 3 años y a un gasto de $60 \text{ Mm}^3 / \text{D}$ una caída de presión de 2.4 kg/cm^2 respecto al agotamiento natural (12 kg/cm^2), ésto favorece la recuperación de los hidrocarburos del yacimiento.

3. *Desplazamiento inmiscible-mejoramiento en las condiciones de drene gravitacional.* En los contactos entre el aceite negro del yacimiento y el nitrógeno inyectado, siempre se encontró la presencia de las fases líquidas y vapor, por lo cual no se presentó la miscibilidad. -La energía adicional proporcionada al yacimiento, empuja al aceite atrapado de las capas superiores hacia las inferiores mediante un desplazamiento no miscible, aprovechando las características favorables de la formación para que opere en forma efectiva el mecanismo de drene o segregación gravitacional. -Aún para gastos de inyección reducidos la saturación de aceite en las capas superiores se reduce en forma muy importante, disminuyendo en un máximo de 40 %.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un proyecto de inversión aplicado al yacimiento Akal del campo Cantarell, en el que se consideren los dos factores que afectan en mayor grado la rentabilidad de un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos en la que se emplea nitrógeno como agente de inyección, es decir, el precio de los hidrocarburos y la recuperación adicional a obtener por este proceso, así como el monto de la inversión requerida para los sistemas de obtención del nitrógeno y su posterior separación de los fluidos producidos.
2. Es imprescindible y conveniente estudiar con mayor interés y detalle y sin pérdida de tiempo, la factibilidad de llevar a cabo en los yacimientos de México que presentan condiciones favorables para la segregación gravitacional y/o aceite volátil o semivolátil, proyectos de recuperación mejorada mediante el empleo de nitrógeno, sólo o mezclado con otros gases como fluidos de inyección, debido a que el nitrógeno es muy abundante y presenta ventajas técnicas y económicas, ya que en función de la presión, cantidades y del lugar (localización de la planta), el costo para obtener este gas inerte a partir de procesos criogénicos puede ser de un cuarto a un medio respecto al gas natural, asimismo el costo de un barril de aceite recuperado con inyección de nitrógeno es inferior al 15 % del correspondiente al recuperado por inyección de bióxido de carbono.
3. Aunque actualmente existe demasiada atención en los procesos de desplazamientos miscibles e inmiscibles, ésta se enfoca principalmente a la inyección de bióxido de carbono, y para el futuro no se debe de descuidar en estos procesos el empleo de gases hidrocarburos, gas de combustión y nitrógeno como fluido de inyección.
4. Es necesario tomar en cuenta que la aplicación de nitrógeno como fluido de inyección en la recuperación mejorada de aceite, exige la disponibilidad de información adicional a la convencional, de herramientas especiales tanto analíticas como de laboratorio, de la participación de especialistas en diferentes disciplinas de la ingeniería y del seguimiento continuo de la evaluación del proceso.

NOMENCLATURA

- a : Parámetro del componente, depende de la presión, temperatura y composición. Definida por la ecuación 5.12 y 5.13.
- A : Parámetro de la fase, depende de la presión, temperatura y composición. Definida por las expresiones 5.10 y 5.11.
- A2,.....A5 : Coeficientes calculados con el simulador IMPEVETE del ajuste de la correlación de Lohrenz a datos de viscosidad.
- a_p : Parámetro de atracción (medida de la fuerza de atracción intermolecular, constante de la ecuación de Van der Waals). Se define por la ecuación 5.27.
- A_p : Constante definida por la ecuación 5.29.
- °API : Grados API para la densidad relativa del aceite.
- Ar : Argón.
- b : Parámetro del componente, depende de la presión, temperatura y composición. Se define por la ecuación 5.16 y 5.17.
- B : Parámetro de la fase, depende de la presión, temperatura y composición. Se define mediante las ecuaciones 5.14 y 5.15.
- B_g : Factor de volumen del gas, lt/lt, m³/m³ (BG).
- B_o : Factor de volumen del aceite, lt/lt, m³/m³.
- B_{ob} : Factor de volumen del aceite medido a la presión de saturación, lt/lt.
- B_{oi} : Factor de volumen de aceite a condiciones iniciales (m³/m³)
- b_p : Parámetro independiente de la temperatura (relacionada con el tamaño de las esferas de Van der Waals). Se define por la expresión 5.36.
- Bp : Constante definida por la expresión 5.30.
- B_{if} : Factor de volumen de la fase mixta, lt/lt (BTD = V_r B_{ob}).
- c : Compresibilidad del fluido a condiciones de yacimiento (kg/cm²)⁻¹, (lb/pg²)⁻¹.
- C,D,E,F,I,J,N,O : Nombre asignado a las plataformas de producción en Akal.
- C6+A : Seudocomponente A de la mezcla (C₆H₁₄, C₇H₁₆, C₈H₁₈, C₉H₂₀, C₁₀H₂₂ y C₁₁H₂₄).
- C6+B : Seudocomponente B de la mezcla (C₁₂H₂₆, C₁₃H₂₈, C₁₄H₃₀, C₁₅H₃₂, C₁₆H₃₄, C₁₇H₃₆ y C₁₈H₃₈).
- C6+C : Seudocomponente C de la mezcla (C₁₉H₄₀⁺).
- Ca : Calcio.
- c_g : Compresibilidad del gas ($\frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp}$), (kg/cm² abs)⁻¹.

C_{g-o}	: Contacto gas-aceite, mvbnm, mvmr, pvbnm, pvbmr.
CH_4	: Metano puro (META).
C_2H_6	: Etano puro (ETAN).
$C_2H_6^+$: Etano e hidrocarburos más pesados.
$C_3H_8^+$: Propano y más pesados.
C_3H_8	: Propano puro (PROP).
C_6H_{14}	: Hexano puro.
$C_6H_{14}^+$: Hexano e hidrocarburos más pesados.
$C_7H_{16}^+$: Heptano e hidrocarburos más pesados.
C_8H_{18}	: Octano.
C_9H_{20}	: Nonano.
$C_{11}H_{24}$: Undecano.
$C_{13}H_{28}$: Tridecano.
$C_{15}H_{32}$: Pentadecano.
$C_{16}H_{34}$: Hexadecano.
$C_{17}H_{36}$: Heptadecano.
$C_{18}H_{38}$: Octadecano.
$C_{19}H_{40}^+$: Nonadecano y más pesado.
C_{ij}	: Parámetro de interacción del componente i con el componente j .
CNL	: Registro de neutrón compensado.
CO	: Monóxido de carbono.
CO ₂	: Bióxido de carbono o anhídrido carbónico (CO ₂).
DE	: Desviación Estándar.
d_j	: Distancia a partir de la zona j , m.
d_{j1}	: Distancia drenada de la zona de producción j a la zona de producción j_1 , m.
E_i	: Error calculado, %.
Eprom	: Error Promedio, %.
E_v	: Eficiencia de barrido vertical, fracc.
f_{il}	: Fugacidad del componente i en la fase líquida, KPa.
f_{iv}	: Fugacidad del componente i en la fase vapor, KPa.
f_w	: Flujo fraccional de agua, Mm ³ .
G_p	: Producción acumulada de gas, MMm ³ , MMMp ³ .
H	: Profundidad del contacto gas-aceite, mvbnm, pvbnm.
H ₂	: Hidrógeno.

He	: Helio.
H ₂ O	: Agua (H ₂ O).
H ₂ S	: Acido sulfhídrico (H ₂ S).
I,J,K	: Coordenadas del nodo de la malla en un sistema de tres dimensiones.
iC ₄ H ₁₀	: Iso-butano.
iC ₅ H ₁₂	: Iso-pentano.
IMPEVETE	: Simulador de Comportamiento de Fases de Mezclas de Hidrocarburos y Gases Contaminantes.
JAY/LEC	: Campos de aceite Jay/Little Escambia Creek.
k	: Constante que depende del factor acéntrico de Pitzer y se define por la ecuación 5.41.
K	: Constante de equilibrio (y_i/x_i).
k	: Permeabilidad absoluta ponderada al Vp, md.
k _{fb}	: Permeabilidad absoluta en la fractura, md.
k _{ma}	: Permeabilidad absoluta en la matriz, md.
KNO ₃	: Nitrato de potasio.
k _r	: Permeabilidad relativa de la fase.
k _{rg}	: Permeabilidad relativa al gas.
k _{ro}	: Permeabilidad relativa al aceite.
k _v	: Permeabilidad absoluta en dirección vertical, md.
k _{rw}	: Permeabilidad relativa al agua.
k _x	: Permeabilidad absoluta en la dirección X, md.
k _x h	: Conductividad de la formación en la dirección X, md-p.
k _y	: Permeabilidad absoluta en la dirección Y, md.
k _y h	: Conductividad de la formación en la dirección Y, md-p.
k _z	: Permeabilidad absoluta en la dirección Z, md.
k _z h	: Conductividad de la formación en la dirección Z, md-p.
L	: Fracción mole de la fase líquida, moles de líquido por unidad de volumen poroso, mol/m ³ .
Li	: Litio.
LPG	: Gas licuado del petróleo.
M	: Relación de movilidades.
Mg	: Magnesio.
MMP	: Presión mínima de miscibilidad, kg/cm ² abs, lb/pg ² abs (PMM).
n	: Número de componentes en el fluido del sistema.
N ₂	: Gas inerte Nitrógeno (dinitrógeno, N ₂).

NaNO_3	: Nitrato de sodio o nitrato de Chile.
nC_4H_{10}	: Butano normal (incluye nC_4H_{10} y iC_4H_{10}), (N-C4).
nC_5H_{12}	: Pentano normal (incluye nC_5H_{12} y iC_5H_{12}), (N-C5).
nC_7H_{16}	: Heptano normal.
$\text{nC}_{10}\text{H}_{22}$: Decano normal.
$\text{nC}_{12}\text{H}_{26}$: Dodecano normal.
$\text{nC}_{14}\text{H}_{30}$: Tetradecano normal.
NGL	: Líquido del gas natural (Natural Gas Liquid).
NH_3	: Amoníaco.
NH_4	: Amonio.
NH_4^+	: Ión amonio.
NH_4NO_2	: Nitrito de amonio.
NMIP	: Nivel medio del intervalo productor, m, p.
NO	: Oxido nítrico.
NO_2^-	: Nitrito.
NO_3^-	: Nitrato.
N_p	: Producción acumulada de aceite, m^3 , Mm^3 , MMm^3 .
NRU	: Unidades de eliminación de nitrógeno contaminante de la mezcla de gas compuesto por metano-nitrógeno (Nitrogen Rejection Unit).
O_2	: Oxígeno.
p	: Presión, kg/cm^2 , kg/cm^2 abs, lb/pg^2 , lb/pg^2 abs.
p_b	: Presión en el punto de burbuja, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
PC	: Presión crítica, kg/cm^2 .
p_{ente}	: Presión calculada, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
p_{ff}	: Presión de fondo fluyendo, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
p_r	: Presión en el punto de rocío, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
p_{real}	: Presión real, kg/cm^2 .
prof.	: Profundidad del yacimiento, m, p.
p_s	: Presión de saturación, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
p_{sup}	: Presión superficial, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
P.MOLE	: Peso molecular, gr/molg . (PM).
PT	: Profundidad total de los pozos, m , p .
PVT	: Presión-Volumen-Temperatura.
p_y	: Presión del yacimiento, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
q	: Gasto de inyección o producción, q es negativo para producción, positivo para inyección, m^3/D , bl/D .

Q_{ey}	: Gasto volumétrico de flujo o gasto de producción a c.y., m^3 / D , bl/D.
Q_g	: Gasto de gas, Mm^3 / D , MMp^3 / D .
Q_{iny}	: Gasto de inyección de gas nitrógeno, Mm^3 / D a c.s.
Q_o	: Gasto de aceite, m^3 / D , bl/D.
$Q_{ol\ cy}$: Gasto de producción de aceite en la zona 1 , m^3 / D a c.y.
$Q_{ol\ ey}$: Gasto de producción de aceite de la zona 1 , m^3 / D a c.y.
Q_t	: Gasto total de producción, m^3 / D .
Q_w	: Gasto de agua, m^3 / D .
R	: Constante universal de los gases, $(kg/cm^2\ lt)/(molg\ ^\circ K)$, $(lb/pg^2\ abs\ p^3)/(lb-mol\ ^\circ R)$, (PV/znT) .
RGA	: Relación gas-aceite, m^3 / m^3 , p^3 / bl .
RHX	: Intercambiador de calor con corrientes en contrasentido (Reversing Heat Exchanger).
R_{sb}	: Relación gas disuelto-aceite medido a la presión de burbuja, m^3 / m^3 .
R_{sd}	: Relación de solubilidad del gas en el aceite, m^3 / m^3 , lt/lt .
R_{si}	: Relación de solubilidad a condiciones iniciales (m^3 / m^3).
S	: Saturación de la fase, fracc.
S_c	: Factor de pseudodaño por convergencia del flujo hacia el intervalo abierto a producción.
S_{e+p}	: Factor de pseudodaño causado por el efecto combinado de la convergencia de los fluidos hacia el intervalo abierto a producción y por el flujo a través de las perforaciones.
S_g	: Saturación de gas, fracc.
SG	: Densidad relativa del gas, adim.
S_r	: Saturación de fluidos, fracc.
SH	: Factor de encogimiento del aceite, $(1/B_o)$.
S_{iog}	: Saturación inmóvil del aceite en un sistema gas-aceite, fracc.
S_{iow}	: Saturación inmóvil del aceite en un sistema agua-aceite, fracc.
SIMPCO	: Simulador Numérico Composicional de Yacimientos Petroleros.
S_o	: Saturación de aceite, fracc.
S_{or}	: Saturación de aceite residual, fracc.
S_p	: Factor de pseudodaño por el flujo a través de las perforaciones.
S_{gi}	: Saturación inmóvil de gas en un sistema gas-aceite, fracc.
S_w	: Saturación de agua, fracc.
S_{wi}	: Saturación inmóvil de agua en un sistema agua-aceite, fracc.

t	: Tiempo, D, meses.
T	: Temperatura absoluta del sistema, °R, °K.
TC	: Temperatura crítica, °K.
TDT	: Registro de tiempo de decaimiento de los neutrones termales.
T _r	: Temperatura reducida.
T _y	: Temperatura del yacimiento, °C , °K.
u _i	: Exponente en la ecuación 5.6. Parámetro para la fugacidad del componente en la fase líquida (definida por la expresión 5.8).
v	: Volumen molar.
V	: Fracción mole de la fase vapor, moles de vapor por unidad de volumen poroso, mol/m ³ .
V _b	: Volumen base para el cálculo (= 1 m ³), m ³ .
VC	: Volumen crítico, lt/molg.
V _g	: Volumen de gas, lt.
VGPROD	: Volumen de gas producido medido a condiciones base, lt.
VGVC	: Volumen de gas producido en cada etapa de presión medido a condiciones de la etapa, necesarios para mantener el vapor base (= 1000 lt).
V _j	: Volumen drenado por la zona j , m ³ matriz y poros.
V _o	: Volumen de aceite, lt.
V _{ob}	: Volumen de aceite a la presión de burbuja, lt.
Vop	: Volumen de líquido en porcentaje (sep. diferencial), lt/lt.
V _{or}	: Volumen relativo de aceite, lt (V _{oi} /V _{ob}).
V _{rt}	: Volumen relativo total, lt (V _r , VRT).
V _i	: Volumen de drene total, m ³ matriz y poros.
VP _{N2}	: Volúmenes porosos de nitrógeno inyectado, fracc.
V _R	: Volúmenes de roca, m ³ .
V _{rt}	: Volumen relativo total, lt/lt.
W	: Fracción mol de la fase agua, moles de agua por unidad de volumen poroso, mol/m ³ .
w _i	: Exponente en la ecuación 5.7. Parámetro para la fugacidad del componente en la fase vapor (definida por la expresión 5.9).
W _p	: Producción acumulada de agua, Mm ³ .
X	: Dirección X en el eje de coordenadas de la malla.
x _i	: Fracción mol del componente i en la fase líquida, mol i /mol líquido.
y _i	: Fracción mol del componente i en la fase vapor, mol i /mol vapor.
Y	: Dirección Y en el eje de coordenadas en la malla.

- Z : Dirección Z en el eje de coordenadas de la malla.
- z : Factor de compresibilidad de la fase, adim.
- z_g : Factor de compresibilidad del gas, adim (ZG).
- z_i : Fracción mol del componente i en el fluido inyectado o producido, mol i /mol fluido.
- z_o : Factor de compresibilidad del líquido, adim (ZO).

Letras Griegas.

- $\alpha(T_r, \omega)$: Función adimensional de la temperatura reducida y del factor acéntrico de Pitzer, siendo igual a la unidad a la temperatura crítica. Se evalúa con la igualdad 5.40.
- α_{ij} : Parámetro del componente que depende de la presión y de la temperatura, y se define mediante la ecuación 5.19. Independiente de la composición, las derivadas respecto a (x_j) y (y_j) son cero.
- β_i : Parámetro del componente i , depende de la presión y de la temperatura. Se define por la igualdad 5.18. Las derivadas de este parámetro respecto a (x_j) y (y_j) son cero.
- γ_{H_2O} : Densidad relativa del agua pura (= 1).
- γ_o : Densidad relativa o densidad del aceite (agua = 1), $141.5 / (^\circ\text{API} + 131.5)$.
- λ : Movilidad del fluido.
- ρ : Densidad de la fase, mol/m³.
- ρ_g : Densidad del gas, gr/cm³ (ROG).
- ρ_o : Densidad del aceite saturado, gr/cm³, lb/p³ (ROO).
- ρ_{or} : Densidad del aceite residual, gr/cm³.
- ρ_{sj} : Densidad del pseudocomponente j , gr/cm³.
- δ_{ij} : Coeficiente de interacción binaria o función tipo delta de Kronecker (determinado empíricamente). $\delta_{ij} = 0$ para $i = j$ y $\delta_{ij} = 1$ para $i \neq j$. Independiente de la composición, las derivadas respecto a (x_j) y (y_j) son cero.
- ΔG_p : Producción acumulada adicional de gas con respecto a la producción acumulada de gas que se obtuvo hasta el período de ajuste, MMp³.
- ΔN_p : Producción acumulada adicional de aceite con respecto a la producción acumulada de aceite que se obtuvo hasta el período de ajuste, MMm³, MMbl.
- Δp : Diferencia de presión, kg/cm².

$\Delta N_p / \Delta p$: Incremento del volumen producido de aceite por cada kilogramo por centímetro cuadrado de presión, $m^3 / kg/cm^2$.
ϕ	: Porosidad total, fracc.
ϕ_e	: Error de la ecuación del método de Newton-Rapshon de mínimas variables ($f_{iL} - f_{iv}$; $l > i > n$).
ϕ_h	: Capacidad almacenadora de la formación, pies.
$\Omega a, \Omega b$: Parámetros del componente i (ó j), son función de la temperatura reducida y del factor acéntrico de Pitzer para un componente.
μ	: Viscosidad de la fase, cp.
μ_g	: Viscosidad del gas, cp.
μ_{N_2}	: Viscosidad del nitrógeno.
μ_o	: Viscosidad del aceite, cp.
μ_{ob}	: Viscosidad del aceite medido a la presión de burbuja, cp.
ω	: Factor acéntrico de Pitzer.

Subíndices.

abs	: Absolutas.
atm	: Atmosférica.
b	: Medido a la presión de burbuja.
bse	: Base o de referencia.
cy	: Condiciones de yacimiento.
egscl	: Equivalente de gas seco convertido a líquido.
ei	: Encogimiento por impurezas.
el	: Encogimiento por licuables.
exp	: Logarítmica base 10.
f	: Fluidos.
fb	: Fracturas.
ff	: Fondo fluyendo.
g	: Gas.
h	: Horizontal.
i	: Condiciones iniciales.
ig	: Inmóvil de gas.
iL	: Componente i en la fase líquida.
iny	: Inyección.
iog	: Inmóvil del aceite en un sistema gas-aceite.

low	: Inmóvil del aceite en un sistema agua-aceite.
iv	: Componente i en la fase vapor.
iv	: Inmóvil de agua.
j	: Zona productora j en el yacimiento (Plataforma de producción E).
J	: Zona productora J en el yacimiento (Plataformas de producción C, D, F, I, J, N y O).
L	: Fase líquida.
ma	: Matriz.
man	: Manométrica.
o	: Aceite.
ob	: Aceite medido a la presión de burbuja.
or	: Aceite residual.
p	: Acumulada.
pt	: Poroso total.
r	: Relativo.
R	: Roca.
rg	: Relativo al gas.
ro	: Relativo al aceite.
rv	: Relativo al agua.
s	: Seudocomponentes.
sd	: Solubilidad.
sj	: Seudocomponente j .
sup	: Superficial.
t	: Total.
v	: Vertical
V	: Fase vapor.
w	: Agua.
y	: Yacimiento.
2...30	: Número de moléculas en el elemento o compuesto químico.

Superíndices.

o	: Grados (referente a temperatura).
2	: Elevado al cuadrado
3	: Elevado al cubo.
12	: Elevado a la potencia doceava.

Abreviaciones.

abs	: Absolutas.
AG, DESC.	: Agujero descubierto.
bl	: Barriles (= bls).
BP	: Formación geológica Brecha del Paleoceno.
°C	: Grados Centígrados.
c	: Cúbicos.
cm	: Centímetros.
cm ³	: Centímetros cúbicos (= cc).
cm ²	: Centímetros cuadrados.
conc.	: Concentración.
cp	: Centipoises.
c.s.	: Condiciones estándar o de superficie.
c.y.	: Condiciones de yacimiento.
D	: Días.
°F	: Grados Fahrenheit.
fracc.	: Fracción.
GK	: Grados Kelvin. (GRADOS K).
gr	: Gramos.
gr/cm ³	: Gramos por centímetro cúbico (GR/CC).
hr	: Horas.
JK	: Formación geológica Jurásico Kimmeridgiano.
°K	: Grados Kelvin.
kg	: Kilogramos.
kg/cm ²	: Kilogramos por cada centímetro cuadrado (manométricos).
kg/cm ² abs	: Kilogramos por cada centímetro cuadrado (absolutos).
km	: Kilómetros.
Km ²	: Kilómetros cuadrados.
KPa	: Miles de Pascales.
lb	: Libras.
lb/pg ²	: Libras por cada pulgada cuadrada.
lb/pg ² abs	: Libras por cada pulgada cuadrada (absolutos).
ln t	: Logaritmo natural del tiempo.
lt	: Litros (lts, LT).
lt/lt	: Litros por cada litro (LT/LT).
lt/molg	: Litros por mol gramo (lt/gr-mol).
m	: Metros.

m^3	: Metros cúbicos (MT3).
m^3 /D	: Metros cúbicos por día.
m^3 /m^3	: Metros cúbicos por cada metro cúbico.
md	: Milidarcies.
md-p	: Milidarcies por pie.
mdbnm	: Metros direccionales bajo el nivel del mar.
mg	: Miligramos.
min	: Minutos.
Mm	: Miles de metros (10^3 m).
Mm^3	: Miles de metros cúbicos ($10^3 m^3$).
Mpc	: Miles de pies cúbicos.
MMbl	: Millones de barriles.
MMm^3	: Millones de metros cúbicos ($10^6 m^3$).
MMPC	: Millones de pies cúbicos (MMp^3).
MMPCD	: Millones de pies cúbicos por día (MMp^3 /D , $MMpcd$).
$MMMp^3$: Miles de millones de pies cúbicos.
$moig/m^3$: Moles gramos por cada metro cúbico.
mvmr	: Metros verticales bajo mesa rotaria.
mvmnm	: Metros verticales bajo el nivel del mar.
NNW	: Nor-noroeste.
OBT.	: Intervalo obturado.
p^3	: Pies cúbicos.
p^3 /bl	: Pies cúbicos por cada barril.
pg	: Pulgadas.
pg^2	: Pulgadas cuadradas.
ppm	: Partes por millón (mg/lt).
pvmnm	: Pies verticales bajo el nivel del mar.
pvmr	: Pies verticales bajo mesa rotaria.
KI	: Formación geológica Cretácico Inferior.
KM	: Formación geológica Cretácico Medio.
KS	: Formación geológica Cretácico Superior.
%	: Por ciento.

Factores de conversión empleados.

Densidad

$$1 \text{ gr/cm}^3 = 62.428 \text{ lb/p}^3$$

$$1 \text{ gr/cm}^3 = 350.51 \text{ lb/bl}$$

$$1 \text{ gr/cm}^3 = 8.3455 \text{ lb/gal}$$

$$1 \text{ lb/p}^3 = 0.0160184 \text{ gr/cm}^3$$

Longitud.

$$1 \text{ m} = 3.2808 \text{ pies}$$

$$1 \text{ pg} = 2.54 \text{ cm}$$

Volumen.

$$1 \text{ lb-mol} = 379.48 \text{ p}^3 \text{ a c.s.}$$

$$1 \text{ m}^3 = 6.2898 \text{ bl}$$

$$1 \text{ m}^3 = 35.314 \text{ p}^3$$

$$1 \text{ p}^3 = 0.178108 \text{ bl}$$

$$1 \text{ bl} = 5.61458 \text{ p}^3$$

Presión.

$$1 \text{ atm} = 14.696006 \text{ lb/pg}^3 \text{ abs}$$

$$1 \text{ atm} = 1.033 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$$

$$1 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs} = 14.696 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$$

Ecuaciones de conversión empleadas.

$$^{\circ}\text{C} = (1/1.8) (^{\circ}\text{F} - 32)$$

$$^{\circ}\text{F} = 1.8 (^{\circ}\text{C}) + 32$$

$$^{\circ}\text{K} = ^{\circ}\text{C} + 273.16$$

$$^{\circ}\text{R} = ^{\circ}\text{F} + 459.7$$

$$P_{\text{abs}} = P_{\text{man}} + P_{\text{atm}}$$

BIBLIOGRAFIA

1. **Clancy, J.P., Kroll, D.E. y Gilchrist, R.E.** : "How Nitrogen is Produced and used for Enhanced Recovery", World Oil (oct. 1981) 233-244.
2. **Asharif, H.M.** : "Experimental Investigation of Oil Miscible Displacement by Nitrogen", tesis doctoral, Universidad de Michigan, E.U.A. (1984) 142 p.
3. **García G, F.J., Ortíz D., A. y Canizal S., J.L.** : Evaluación Preliminar de Fuentes Disponibles de Agentes de Inyección Factibles de Utilizarse para Mejorar la Recuperación de Hidrocarburos en México, IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación, Gerencia de Tecnología de Yacimientos, División de Yacimientos, Proyecto CBO-2235 (mar. 1991).
4. **Garaicochea P., F., Rodríguez N., R. y Rivera R., J.** : " Recuperación Mejorada de Aceite por Inyección de Nitrógeno", Ingeniería Petrolera (sep. 1982) 16-23.
5. **Alcocer, A.C.** : "A Laboratory Study with a Light Crude Oil to Determine the Effect of High-Pressure Nitrogen Injection on Enhanced Oil Recovery", tesis doctoral, Universidad de Oklahoma, E.U.A. (1982) 329 p.
6. **Ahmed, T.H.** : "An Experimental Study of Crude Oil Recovery by High Pressure Nitrogen Injections", tesis doctoral, Universidad de Oklahoma, E.U.A. (1980).
7. **Chowdhry, M.A.** : "Study of Oil Vaporization and Miscible Displacement during High Pressure Injection of Various Gases", tesis de Maestría en Ciencias, Universidad de Oklahoma, E.U.A. (1978).
8. **Yarborough, L. y Smith, L.R.** : "Solvent and Driving Gas Compositions for Miscible Slug Displacement", Soc. Pet. Eng. Jour. (sep. 1970) 298-310.
9. **Van Pollen, H.K. y Asociados, Inc.** : Fundamentals of Enhanced Oil Recovery, Pennwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma (1980) 114-131 y 146-151.
10. **Power, H.H.** : "Relative Propulsive Efficiencies of Air and Natural Gas in Pressure Drive Operations", Pet. Trans. AIME Vol. 82 (1929).
11. **Koch, H.H., Jr. y Hutchinson, C.A., Jr.** : "Miscible Displacements of Reservoir Oil using Flue Gas", Pet. Trans. AIME Vol. 13 (1958) 7-10.
12. **Attrra, H.D.** : "Non Equilibrium Gas Displacement Calculations", Soc. Pet. Eng. Jour. (sep. 1961) 130-136.
13. **McNeese, C.R.** : "The High Pressure Gas Process and the use of Flue Gas", artículo presentado en el "144th ACS Spring Meeting", celebrado en Los Angeles, California, mar. 31-abr. 4 de 1963.
14. **Lantz, B.R.** : "Rigorous Calculation of Miscible Displacement using Immiscible Reservoir Simulator", Soc. Pet. Eng. Jour. (jun. 1970) 192-202.
15. **Hardy, J.H. y Robertson, N.** : "Miscible Displacement by High Pressure Gas at Block 31", Pet. Eng. (nov. 1975) 24-28.

16. **Rodríguez N., R. y Rivera R., J.** : "Procesos Miscibles : Una Respuesta Idónea para el Incremento de la Recuperación de Hidrocarburos", Revista del IMP Vol. VIII, No. 1 (ene. 1976).
17. **Rushing, M.D., Thomasson, B., Reynolds, B. y Crawford, P.B.** : "High Pressure Nitrogen or Air may be used for Miscible Displacement in Deep, Hot Oil Reservoirs", artículo SPE-6445 presentado en el "Deep Drilling and Production Symposium of the SPE of AIME", celebrado en Amarillo, Texas, abr. 17-19 de 1977.
18. **Rushing, M.D., Thomasson, B., Reynolds, B. y Crawford, P.B.** : "High Pressure Air Injection", Pet. Eng. (nov. 1976) 52-56.
19. **Rushing, M.D., Thomasson, B., Reynolds, B. y Crawford, P.B.** : "Miscible Displacement with Nitrogen", Pet. Eng. (nov. 1977) 26-30.
20. **Peterson, A.V.** : "Optimal Recovery Experiments with N₂ and CO₂ ", Pet. Eng. Int. (nov. 1978).
21. **Moses, P.L. y Wilson, K.** : "Phase Equilibrium Considerations in using Nitrogen for Improved Recovery from Retrograde Condensate Reservoirs", Jour. Pet. Tech. (feb. 1981) 256-262.
22. **Rushing, M.D., Thomasson, B.C., Reynolds, B. y Crawford, P.B.**: "Nitrogen may be used for Miscible Displacement in Oil Reservoirs", Jour. Pet. Tech. (dic. 1978) 1715-1716.
23. **Calvin, J.W. y Vogel, J.L.** : "An Evaluation of Nitrogen Injection as a Method of Increasing Gas Cap Reserves and Accelerating Depletion Ryckman Creek Field, Uinta County, Wyoming", artículo SPE-8384, presentado en el "54th Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME", celebrado en las Vegas, Nevada, sep. 23-26 de 1979.
24. **Vogel, J.L. y Yarborough, L.** : "The Effect of Nitrogen on the Phase Behavior and Physical Properties of Reservoir Fluids", artículo SPE-8815, presentado en el "Firts Joint SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery" celebrado en Tulsa, Oklahoma, abr. 20-23 de 1980.
25. **Batycky, J.P., Mirkin, M.I., Jackson, C.H. y Besserer, G.J.** : "Miscible and Immiscible Displacement Studies on Carbonate Reservoir Cores", Jour. Can. Pet. (ene-mar 1981), 104-111.
26. **Carlisle, L.E. y Crawford, P.B.** : "Oil Recovery by Nitrogen Driven Propane Slugs", Pet. Eng. Int. (dic. 1981) 86-94.
27. **Donahue, C.W. y Buchanan, R.D.**: "Economic Evaluation of Cycling Gas-Condensate Reservoirs", Jour. Pet. Tech. (feb. 1981) 263-270.
28. **Eckles, W.W., Prihoda, C. y Holden, W.W.** : "Unique Enhanced Oil and Gas Recovery for very High-Pressure Wilcox Sands uses Cryogenic Nitrogen and Methane Mixture", Jour. Pet. Tech. (jun. 1981) 971-984.
29. **Christian, L.D., Shirer, J. A., Kimbel, E.L. y Blackwell, R.J.** : "Planning a Tertiary Oil Recovery Project for Jay/Little Escambia Creek Fields Unit", Jour. Pet. Tech. Vol. 35, No. 8 (ago. 1981) 1535-1544.

30. **Crawford, P.B.** : "Increasing Recovery using Nitrogen", The American Oil and Gas Reporter (oct. 1981) 11-14.
31. **Haag, J.W.**: "Analysis and Design of a Deep Reservoir High Volume Nitrogen Injection Project in the R-1 Sand, Lake Barre Field", artículo SPE-10159 presentado en el "56th Annual Fall Meeting of the SPE", celebrado en San Antonio, Texas, oct. 5-7 de 1981.
32. **Chevron, USA Inc.** : " N_2 Project Will Recover 68 % of Hydrocarbons in Place", World Oil (nov. 1981) 217-220.
33. **Hause, R.W.** : "Where Chemical EOR Stands to Day", Pet. Eng. (nov. 1981).
34. **Stone, H. L. y Crump, J.C.** : "The Effect of Gas Composition upon Oil Recovery by Gas Drive", Trans. AIME, Vol. 207 (1956).
35. **Carlisle, L., Montes, M. Jr., Reeves, S. y Crawford, P.B** : " N_2 Driven LPG achieves Miscibility at High Temperature", Pet. Eng. Int. (nov. 1982) 70-82.
36. **Clancy, J.P. y Gilchrist, R.E.** : "Nitrogen Injection Applications Emerge in the Rockies", artículo SPE-11848 presentado en la "1983 SPE Rocky Mountain Regional Meeting", celebrado en Salt Lake City, Utah, may. 22-25 de 1983.
37. **Clancy, J.P., Gilchrist, R.E., Cheng, L. y Bywater, D.R.** : "Analysis of Nitrogen Injection Projects to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria", artículo SPE-11902, presentado en "Offshore Europe 83", celebrado en Aberdeen, Escocia, sep. 6-9 de 1983, 9p. Jour. Pet. Tech. (jun. 1983) 1097-1104.
38. **Koines, J.** : "Possible EOR Methods in the North Sea", reporte abierto PRCT-19/83, Rogaland Research Institute (1983).
39. **Striefel, M.A., Ahmed, T.H., Cady, G.V.** : "Condensate Recovery by Cycling with Air and other Non-Hydrocarbon Gases", artículo SPE-13229 presentado en el "50th Annual Technical Conference and Exhibition", celebrado en Houston, Texas, sep. 16-19 de 1984.
40. **Peng, D. y Robinson, D.B.** : "A New Two-Constant Equation of State", Ind. Eng. Chem., Fundam. Vol. 15, No. 1 (1976) 59-64.
41. **Mayne, C.J. y Pendleton, R.W.** : "Fordoché: An Enhanced Oil Recovery Project utilizing High-Pressure Methane and Nitrogen Injection", artículo SPE-14058 presentado en el "SPE 1986 International Meeting on Petroleum Engineering", celebrado en Beijing, China, mar. 17-20 de 1986, 131-143.
42. **Hagort, J., Brinkhorst, J. W. y van der Kleyn, P.H.** : "Development of an Offshore Gas-Condensate Reservoir by Nitrogen Injection vis-à-vis Pressure Depletion", Jour. Pet. Tech. (abr. 1988) 463-469.
43. **Hanssen, J.E.** : "Nitrogen as a Low-Cost Replacement for Natural Gas Reinjection Offshore", artículo SPE-17709, presentado en el "SPE Gas Technology Symposium", celebrado en Dallas, Texas, jun. 13-15 de 1988.

44. **Ypma, J.G.J.** : "Compositional Effects in Gravity Dominated Nitrogen Displacements", SPE Reservoir Eng. (ago. 1988) 867-874.
45. **Hagoort, J.** : "Oil Recovery by Gravity Drainage", Soc. Pet. Eng. Jour. (jun. 1980) 139-150.
46. **Gardner, J. W., Orr, F.M. Jr. y Patel, P.D.** : "The Effect of Phase Behavior on CO₂ Flood Displacement Efficiency", Jour. Pet. Tech. (nov. 1981) 2067-2081.
47. **Gardner, J.W. e Ypma, J.G.J.** : "An Investigation of Phase Behavior/Macroscopic Bypassing Interaction in CO₂ Flooding", Soc. Pet. Eng. Jour. (oct. 1984) 508-520.
48. **Dumoré, J.H., Hagoort, J. y Risseeuw, A.S.** : "An Analytical Model for One-Dimensional, Three-Component Condensing and Vaporizing Gas Drives", Soc. Pet. Eng. Jour. (abr. 1984) 169-179.
49. **Lantz, R.B.** : "Quantitative Evaluation of Numerical Diffusion (Truncation Error)", Soc. Pet. Eng. Jour. (sep. 1971) 315-320
50. **Stalkup, F.I.** : Miscible Displacement, Monografía SPE, Vol. 8, Dallas, Texas (1983).
51. **Harvey, A.H.** : "A Comparison of Nitrogen and Methane Injection for Attic Oil Recovery", artículo SPE-18603 (abr. 1989).
52. **Stalkup, F.I.** : "Miscible Flooding with Hydrocarbons, Flue Gas, and Nitrogen", artículo NMT 890027, presentado en el "Centennial Symposium Petroleum Technology into Second Century at New Mexico Tech.", celebrado en Socorro, NM, oct. 16-19 de 1989, 253-261.
53. **Boersma, D.H. y Hagoort, J.** : "Displacement Characteristics of Nitrogen Flooding vs. Methane Flooding in Volatile Oil Reservoirs", artículo SPE-20187 presentado en el "SPE/DOE Seventh Symposium on Enhanced Oil Recovery" celebrado en Tulsa, Oklahoma, abr. 22-25 de 1990, 155-162.
54. **Thomas, L.K., Dixon, T.H., Pierson, R.G. y Hermansen, H.** : "Ekofisk Nitrogen Injection", SPE Formation Evaluation (jun. 1991) 151-160.
55. **Carlslaw, H.S. y Jaeger, J.C.** : Conduction of Heat in Solids, segunda edición, Oxford, Press, London, 234.
56. **Thomas, L.K., Dixon, T.H. y Pierson, R.G.** : "Fractured Reservoir Simulation", Soc. Pet. Eng. Jour. (feb. 1983) 42-54.
57. **Shahsavari, D. y Dabbous, M.K.** : "Monitoring and Evaluation of an Immiscible Gas Injection Pilot in a Massive Carbonate Reservoir with a Strong Water Drive", artículo SPE-21356 presentado en el "SPE Middle East Oil Show", celebrado en Bahrain, nov. 16-19 de 1991, 199-206.
58. **Thiebot, B.M. y Sakthikumar, S.S.** : "Cycling Fractured Reservoirs Containing Volatile Oil: Laboratory Investigation of the Performance of Lean Gas or Nitrogen Injection", artículo SPE 21427, presentado en el "SPE Middle East Oil Show", celebrado en Bahrain, nov. 16-19 de 1991.

59. **López C., F.F. y Urquieta S., E.** : Estudios de Simulación del Comportamiento de Fase de Mezclas de Fluidos de Yacimientos con Nitrógeno, IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación, Gerencia de Tecnología de Yacimientos, División de Yacimientos, Proyecto CBO-2050 (dic. 1991) 34 p.
60. **López C., F.F. y Urquieta S., E.** : Simulador Composicional de Comportamiento de Fase (IMPEVETE). Manual del Usuario, IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación, Gerencia de Tecnología de Yacimientos, División de Yacimientos (sept. 1989).
61. **Core Laboratories, Inc.** : Estudio de los Fluidos del Pozo Cárdenas 101 (mar. 1981).
62. **Core Laboratories, Inc.** : Reservoir Fluid Study. Cantarell No.8 Well. Cantarell Field Mexico, RFL-81012, Dallas, Texas (jun. 1981) 17 p.
63. **Perry, H.J.** : Chemical Engineer's Handbook, Mc. Graw-Hill Book Company, Inc. U.S.A., tercera edición Vol. I (1966).
64. **Gwinn, P.R., Norton, B.P. y Goetz, W.P.** : The New Encyclopaedia Britannica, Encyclopaedia Britannica, Inc. Vol. 8 (1989) 727-729.
65. **Encyclopedia of Physical Science and Technology**, Academic Press, Inc., San Diego, California, Vols. 5 y 7 (1987) 257-258, 603-604.
66. **Handbook of Chemistry and Physics**, CRC Press., Inc. Edición 70 (1989).
67. **Goebel, D.E., Coveney, M.R. Jr., Angino, E.E., Zeller, J.E. y Dreschhoff, G.** : "Geology, Composition, Isotopes of Naturally Occurring H_2/N_2 Gas from Wells near Junction City, Kansas", Oil and Gas Journal (may. 7, 1984) 215-222.
68. **Angino, E.E., Coveney, M.R. Jr., Goebel, D.E., Zeller, J.E. y Dreschhoff, G.** : "Hydrogen and Nitrogen-Origin, Distribution, and Abundance, a Followup", Oil and Gas Journal (dic. 3, 1984) 142-146.
69. **Sawyer, N.C. y McCarty, L.P.** : Chemistry for Sanitary Engineers, Mc. Graw-Hill Book Company, Inc. U.S.A., segunda edición, Tokyo (1967) 419-422.
70. **Wilson, K.** : "Enhanced-Recovery Inert Gas Processes Compared", Oil and Gas Journal (jul. 31, 1978) 162-172.
71. **Nomogramas de la Air Products and Chemicals, Inc.**, Petroleum Recovery Systems, Allentown, Pennsylvania (sep. 1977).
72. **Rupp, K.A. y colaboradores** : "Design and Implementation of a Miscible Water Alternating-Gas Flood at Prudhoe Bay", artículo SPE-13272 presentado en el "59th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE", celebrado en Houston, Texas, sep. 16-19 de 1984.
73. **Horner, W.N. y Danielson, A.H.** : "Carbon Dioxide from Flue Gas", artículo presentado en "Alberta Oil Sands Technology and Research", celebrado en Calgary, Alberta, may. 30-31, 1983.
74. **Firoozabadi, A. y Aziz, K.** : "Analysis and Correlation of Nitrogen and Lean-Gas Miscibility Pressure", SPE Reservoir Eng. (nov. 1986).

75. **Caraway, G.E. y Lowery, L.L.** : "Generating Flue Gas for Injection Releases Sales Gas", Oil and Gas Journal (jul. 28, 1975).
76. **Barstow, W.F.** : "Engine Exhaust Boosts Oil Recovery", Oil and Gas Journal (mar. 26, 1973).
77. **Brown, A., Harrison, J.T. y Wilkins, R.** : "Transgranular Stress Corrosion Cracking of Ferric Steels", Corrosion Science, Vol. 10 (1970).
78. **Caraway, G.E. y Lowery, L.L.** : "Flue Gas Generation Problems, Solutions and Costs-Block 31 Field", artículo SPE-2631 (sep. 1969).
79. **Kowaka, H. y Nagata, S.** : "Transgranular Stress Corrosion Cracking of Mild Steels and Low Alloy Steels in the H₂ O/CO/CO₂ Systems", Corrosion-NACE (dic. 1968).
80. **Bowman, R.W., Dunlop, A.K. y Trampler, J.P.** : "CO/CO₂ Cracking in Inert Gas-Miscible Flooding", Materials Performance (abr. 1977).
81. **Niparts, E.A., O'Haire, J.W. y Pike, R.A.** : "Design Considerations for Cryogenic Nitrogen Producing Plants for use in Offshore Applications", artículo presentado en el "1988 Summer National Meeting of AIChE", celebrado en Denver, Colorado, ago. 21 de 1988.
82. **Pike, R.A. y Young, S.M.** : "The Application of Compressors in the Production and Injection of Nitrogen", artículo presentado en la "Conference on Gas Turbines and Compressors Offshore Norwegian Society of Chartered Engineers", celebrado en Gol, Noruega, oct. 7 de 1985.
83. **Pahade, R.F. y Ziemer, J.H.** : "Large Nitrogen Plants for EOR", artículo presentado en la "1988 Spring National Meeting of AIChE" celebrado en Nueva Orleans, Louisiana, mar. 9 de 1988, 13p.
84. **Rothrock, R. y Crawford, P.B.** : "Nitrogen Floods needs Specialized Equipment", Pet. Eng. Int. (ago. 22, 1977).
85. **Emmons, F.R., Hudspeth, L.D., Clancy, J.P., Zornes, D.R. y Philcox, J.E.** : "Nitrogen Management at the East Binger Unit using an Integrated Cryogenic Process", artículo SPE-15591 presentado en el "61th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE", celebrado en Nueva Orleans, Louisiana, oct. 5-8 de 1986.
86. **Chevny, H.** : "Split Column Multiple Condenser Reboiler High Pressure Nitrogen Process", patente No. 4,448,595 E.U. (may. 15 de 1984).
87. **Olszewski, W.J.** : "Dual Column High Pressure Nitrogen Process", patente No. 4,439,220 E.U. (mar. 27, 1984).
88. **Wilson, K.B.** : "Nitrogen use in EOR requires attention to Potential Hazards", Oil and Gas Journal (oct. 1982).
89. **Jopline, J.L. y Jopline, J.F.** : "Cryogenic Nitrogen Plants ready for Offshore", Pet. Eng. Int. (may. 1978).
90. **Young, M.S. y Maloney, J.J.** : "Enhanced Reservoir value through Nitrogen Rejection", artículo presentado en "Laurence Reid Gas Conditioning Conference", celebrado en Laurence Reid, mar. 6-8, 1989.

91. **Saunders, J.B., Pahade, R.F. y Detnicki, W.V.** : "Cryogenic Nitrogen Rejection", artículo ASME presentado en la "Tenth Annual Energy-Sources Technology Conference and Exhibition", celebrado en Dallas, Texas, feb. 15-18 de 1987.
92. **Wuensche, R.** : "Nitrogen Removal from Gas offers alternative to LNG", Oil and Gas Journal (sep. 11, 1978) 67-69.
93. **Price, B.C., Chou, K. y Brinker, D.E.** : "N₂ Rejection Unit will Improve NGL Recovery, Save Fuels", Oil and Gas Journal (abr. 13, 1981) 99-102.
94. **Alvarez, M.R., Hilton, M.F. y Vines, H.L.** : "Dome's NRU is Successfully Treating Gas from an EOR Project", Technology Oil and Gas Journal (ago. 20, 1984) 95-99.
95. **Looney, K.S., Price, B.C. y Wilson, C.A.** : "NRU is Onstream Successfully at Block 31", Technology Oil and Gas Journal (dic. 17, 1984) 103-108.
96. **Duckett, M., Banks, R. y Limb, D.** : "Using Nitrogen to Enhanced Oil and Gas Recovery", World Oil (jul. 1983) 125-130.
97. **Philcox, J.E., Grader, R.J. y Gilchrist, R.E.** : "Cryogenic Nitrogen or Carbon Dioxide Rejection", artículo SPE-17291 presentado en el "SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference", celebrado en Midland, Texas, mar. 10-11 de 1988.
98. **Arriola T., A.** : Notas sobre Recuperación Secundaria y Mejorada del Petróleo, UNAM-DEPFI, México, D.F. (mar. 1991).
99. **Smith, C.R.** : Improved Oil Recovery Unit II, notas de curso impartido en Denver, Colorado, nov. 14-18 de 1988.
100. **Samaniego V., F.** : Mecanismo de Segregación Gravitacional y su Efectividad en el Yacimiento Akal, Petróleos Mexicanos, Gerencia de Planeación de Exploración, México, D.F. (nov. 1980).
101. **Slack, W.W. y Ehlich, R.** : "Inmiscible Displacement of Oil by Simultaneous Injection of Water and Nitrogen", artículo SPE/DOE 9807 presentado en el "2nd Enhanced Oil Recovery Symposium", celebrado en Tulsa, Oklahoma, abr. 5-8 de 1981.
102. **Leary, J.P., Murray, T.H., Guillary, T., Grieve, G., Reece, M.C., Nugent, M., Perkins, T. y Crawford, P.B.** : "Nitrogen-Driven CO₂ Slugs reduce costs", Pet. Eng. Int. (may. 1979).
103. **Crawford, P.B.** : "Nitrogen use in Enhanced Recovery could solve Oil Producers Problems", reportes de la American Oil and Gas (jul. 1978).
104. **Craft, B.C. y Hawkins, M.F. Jr.** : Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.Y. (1968).
105. **Clancy, J.P.** : "Miscible Displacement of Reservoir Oil using Flue Gas", Trans. AIME (1958).
106. **Combs, G.D. y Knezek, R.B.** : "Gas Injection for Upstructure Drainage", Jour. Pet. Tech. (mar. 1971) 361-372.
107. **Godbold, F.S.** : "Inert Gas helps Recover Attic Oil", Oil and Gas Jour. (abr. 19, 1965).

108. **Bloomquist y colaboradores:** "Miscible Gas Enhanced Oil Recovery Economics and Effects of the Wind Fall Profit Tax", artículo SPE 10274, presentado em el "56th Annual Fall Meeting of the SPE", celebrado en San Antonio, Tex., oct. 5-7 de 1981.
109. **Schlumberger WEC México :** Evaluación de Formaciones en México, Ediciones Galilée, París, Francia (sep. 1984).
110. **Angeles A., F.J. :** "Estudio Estratigráfico Sedimentológico del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche". Ingeniería Petrolera (ene. 1988) 45-54.
111. **Zenteno B., M.A. :** Exploración y Explotación Petrolera en México y en el Mundo, Petróleos Mexicanos, Subdirección de Producción Primaria (nov. 1983) 33p.
112. **Jiménez B., O. y Godina R., A. :** Campo Cantarell. Evaluación del Avance del Contacto Gas-Aceite. Petróleos Mexicanos. Zona Marina. Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, Cd. del Carmen, Camp. (feb. 1990) 24p.
113. **Rosillo A., J. y Escalante S., M. :** Estudio del Area Cantarell. Evaluación de la Formación (Primer Reporte). Actualización de la Interpretación Geológica. Proyecto D-5028, IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación. Gerencia de Tecnología de Explotación. División de Evaluación de Formaciones. Departamento de Geología de Explotación (ene. 1988).
114. **Rosillo A., J. y Escalante S., M. :** Actualización del Estudio Geológico del Complejo Cantarell. Proyecto D-5101. Trabajos diversos para la Gerencia de Ingeniería de Yacimientos, IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación, Gerencia de Tecnología de Yacimientos, División de Evaluación de Formaciones (sep. 1988).
115. **Pérez M., G. y Ramos R., H. :** "Solución a un problema de Campo. Pozo Cantarell No. 51", Ingeniería Petrolera (abr. 1991).
116. **Core Laboratories, Inc. :** Special Core Analysis Study. Cantarell No. 2075 Cantarell Field. Mexico, SCAL-309-80552 (jul. 7, de 1981).
117. **Core Laboratories, Inc. :** Mineral Content Determinations. Cantarell 94-A Well. Cantarell Field México, SCAL-308-80577 (ene. 27, de 1981).
118. **Petróleos Mexicanos :** Determinaciones Petrofísicas. Pozo Cantarell No. 91, Formación J. Sup. Kimmeridgiano. Gerencia Zona Marina. Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos. Laboratorio de Ingeniería de Yacimientos. Cd. del Carmen, Camp. (may. 1987) 10p.
119. **Rodríguez G., J.A. :** Análisis Petrofísico. Pozo Cantarell 6. Informe. Proyecto D-2301, IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación. División de Yacimientos (dic. 1983) 17p.
120. **Petróleos Mexicanos :** Determinaciones Petrofísicas. Pozo Cantarell No. 2058 Formación Brecha del Paleoceno a Cretácico Medio. Gerencia Zona Marina. Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos. Laboratorio de Ingeniería de Yacimientos. Cd. del Carmen, Camp. (ago. 1987) 22p.
121. **Petróleos Mexicanos :** Análisis PVT de Muestra de Fondo. Pozo Cantarell 1-A. F-344. Departamento de Ingeniería de Yacimientos. Laboratorio, Poza Rica de Hgo., Ver. (nov. 1979) 15p.

122. **Monter O., J., Pérez A., H., y Méndez L., T.** : Pozo Cantarell 1027. Análisis PVT y Separación en Etapas. Proyecto CBB- 2300. IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación. Gerencia de Tecnología de Yacimientos. División de Yacimientos. Departamento de Caracterización de Sistema Roca-Fluido (dic. 1989) 35p.
123. **Petróleos Mexicanos** : Análisis PVT de Muestra de Fondo. Pozo Cantarell No. 71. Formación Brechas del Paleoceno. F-352. Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Sección Laboratorio, Poza Rica de Hgo., Ver. (ago. 1980).
124. **Petróleos Mexicanos**: Campo Akal. Complejo Cantarell. Estudio de Comportamiento sin y con Inyección de Agua. Subdirección de Producción Primaria. México, D.F. (mar. 1983).
125. **Petróleos Mexicanos** : Comportamiento de la Presión de los Campos Marinos de Campeche, Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Cd. del Carmen, Camp. (jun. 1981) 113p.
126. **Lee, W.J. y colaboradores** : "A Mathematical Model of the Hawkins Woodbine Reservoirs", Jour. Pet. Tech. (dic. 1977) 1545-1549.
127. **Cook, R.E.** : "Analysis of Gravity Segregation Performance during Natural Depletion", Soc. Pet. Eng. Jour. (sep. 1962) 261-274.
128. **King, R.L., Stiles, J.H., Jr. y Wagooner, S.M.** : "A Reservoir Study of the Hawkins Woodbine Field", artículo SPE-2972 presentado en el "45th Annual Fall Meeting of SPE", celebrado en Houston, Texas, oct. 4-7 de 1970.
129. **Joslin, W.J.** : "Applying the Frontal Advance Equation to Vertical Segregation Reservoirs", Jour. Pet. Tech. (ene. 1961) 87-94.
130. **Garaicochea P., F. y Acuña R., A.F.** : "Espaciamiento Óptimo de Pozos en Yacimientos con Segregación de Gas Liberado", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. X, No. 2 (abr. 1978) 31-41.
131. **Cole, F.W.** : Reservoir Engineering Manual, Gulf Publishing Co., Houston, Texas (1969).
132. **Pirson, S.J.** : Elements of Oil Reservoir Engineering, Segunda Edición, McGraw-Hill, New York (1958).
133. **Sandrea, R. y Nielsen, R.F.** : Dynamics of Petroleum Reservoirs under Gas Injection, Gulf Publishing Co., Houston, Texas (1974) 1-3.
134. **Klotz, J.A.** : "The Gravity Drainage Mechanism", Jour. Pet. Tech. (abr. 1953) 19-21.
135. **Dykstra, H.** : "The Prediction of Oil Recovery by Gravity Drainage", Jour. Pet. Tech. (may. 1978) 818-830.
136. **Breitenbach, E.A.** : "A Computer Simulation of Gravity Drainage in Oil Reservoirs", artículo SPE-895 presentado en el "39th Annual Fall Meeting of SPE", celebrado en Houston, Texas, oct. 11-14 de 1964.
137. **Luján S., R. y Samaniego V., F.** : "Saturación Residual de aceite: Análisis y Aplicaciones", artículo presentado en el "XXXI Congreso Nacional de la AIQM", celebrado en Cd. del Carmen, Camp., may. 12-16 de 1993.

138. **Najurieta, H., Vargas, M., de Swaan, A. y Bronnec, R.** : "Formación, Evolución y Monitoreo del Casquete de Gas en Yacimientos Fracturados", Ingeniería Petrolera (abr. 1992).
139. **de Swaan, A.** : "Development of the Critical Gas Saturation", Jour. Pet. Tech. (may. 1981), 907, Revista del Instituto Mexicano del Petróleo (ene. 85) 15p.
140. **Jiménez B, O.** : Campo Cantarell. Determinación de la Profundidad del Contacto Agua-Aceite en la Porción Sur del Campo y Estudio de Conificación de Agua, Petróleos Mexicanos, Zona Marina, Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, División Evaluación del Comportamiento Primario, Cd. del Carmen, Camp. (ene. 1988) 17p.
141. **Samaniego V, F.** : "Estudio de la Productividad del Pozo Akal 1A", Ingeniería Petrolera (jun. 1980) 13-17.
142. **Petróleos Mexicanos** : Mantenimiento de Presión por Inyección de Agua al Complejo Cantarell, Golfo de Campeche, Estudio Preliminar, Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, Zona Sur (oct. 1979).
143. **Petróleos Mexicanos** : Predicción del Comportamiento Primario del Complejo Cantarell, Reportes no publicados, Gerencia de Explotación de Yacimientos (1979).
144. **Core Laboratories, Inc.** : Akal Structure. Cantarell Area-Bay of Campeche. Offshore Mexico. Preliminary Findings Geological and Reservoir Engineering Investigation. Dallas, Texas (oct. 5 de 1979).
145. **Odeh, A.S.** : "Reservoir Simulation ... what is it?", Jour. Pet. Tech. (nov. 1969).
146. **Staggs, H.M. y Herbeck, E.F.** : "Reservoir Simulation-an Engineering Overview", Jour. Pet. Tech. (dic. 1971).
147. **Coats, K.H.** : "Reservoir Simulation : State of the Art", Jour. Pet. Tech. (ago. 1982).
148. **Nghiem, L.X., Fog, D.K. y Aziz, K.** : "Compositional Modeling with an Equation of State", Soc. Pet. Eng. Jour. (dic. 1981).
149. **Fussell, L.T. y Fussell, D.D.** : "An Iterative Technique for Compositional Reservoir Models", Soc. Pet. Eng. Jour. (ago. 1979) 211-220.
150. **López C., F.F.** : Simulador Numérico Composicional de Yacimientos Petroleros (SIMPICO). Manual del usuario, versión 1.2, IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación, División de Yacimientos (dic. 1991).
151. **Fussell, D.D. y Yanosik, J.L.** : "An Iterative Sequence for Phase-Equilibria Calculations Incorporating the Redlich-Kwong Equation of State", Soc. Pet. Eng. Jour. (jun. 1978) 173-182.
152. **Stone, H.L.** : "Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Oil Data", Jour. Can. Pet. Tech., Vol. 12, No. 4, 53-61.
153. **American Petroleum Institute** : Technical Data Book, Vol. I, 1983.
154. **Odeh, A.S.** : "Unsteady-State Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", Soc. Pet. Eng. J. (mar. 1965) 60-66.

155. **Kazemi, H.** : "Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution", Soc. Pet. Eng. J., (dic. 1969) 451-462.
156. **Kazemi, H., Seth, M.S. y Thomas, G.W.** : "The Interpretation of Interference Tests in Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution", Society of Petroleum Engineers Journal, (dic. 1969) 463-472.
157. **Rofail, N.** : "Analysis of Pumping Test in Fractured Rocks", Proc., Dubrovnik Symposium on "Hydrology of Fractured Rocks" (1965) pg. 81.
158. **Gringarten A.C. y Witherspoon, P.A.** : "A Method of Analyzing Pump Test Data From Fractured Aquifers", Proceedings, "Symposium on Percolation Through Fissured Rock" (1972), Stuttgart, 10p.
159. **Parsons, R.W.** : "Permeability of Idealized Fractured Rock", Soc. Pet. Eng. J. (1966) 237,126.
160. **Kiraly, L.** : "Groundwater Flow in Heterogeneous Anisotropic Fractured Media: A Simple Two Dimensional Electric Analog", J. of Hidrology (feb. 1971) 12, No. 3, pg. 225.
161. **Petróleos Mexicanos** : Relación de Curvas de Decremento e Incremento con Amerada. Actualización a diciembre de 1990. Región Marina, Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, Cd. del Carmen, Camp. (ene. 1991).
162. **Petróleos Mexicanos** : Historia de Producción. Campo Cantarell. Actualización a diciembre de 1990. Zona Marina. Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, Cd. del Carmen, Camp. (ene. 1991).
163. **Petróleos Mexicanos** : Consecutivo de Presiones Estáticas e Intervalos Probados. Campo Cantarell. Actualización a marzo de 1991. Zona Marina, Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos. División de Evaluación del Comportamiento de Pozos, Cd. del Carmen, Camp. (mar. 1991).
164. **Matthews, C.S., Brons, F. y Hazebroek, P.** : "A Method for determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir", artículo presentado en el "Petroleum Branch Fall Meeting", celebrado en Dallas, Texas, oct. 19-21 de 1953, 51-60. Trans., AIME, Vol. 201 (1954) 182-191.
165. **Petróleos Mexicanos** : Estadística Geológica. Campo Cantarell. Zona Marina. Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos (may. 25 de 1988).
166. **Lohrenz, J., Bray, B.G. y Clark, C.R.** : "Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from their Compositions", Jour. Pet. Tech. (oct. 1964) 1171-1176; Trans. AIME Vol. 231.
167. **Arévalo V., J.A.** : Declinación Natural de la Producción de Aceite. Petróleos Mexicanos, Distrito Cuenca del Papaloapan, Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Veracruz, Ver. (dic. 1987) 72p.
168. **Riestra D., D.** : Curso Introductorio de Probabilidad y Estadística, Instituto de Ingeniería, Universidad Veracruzana, Veracruz, Ver. (oct. 1987).

169. **Petróleos Mexicanos** : Lineamientos para el Cálculo de las Reservas, Subdirección de Producción Primaria, Coordinación Ejecutiva de Desarrollo de Campos, Gerencia de Ingeniería de Yacimientos, México, D.F. (jun. 1987) 77p.

APENDICE. BIBLIOGRAFIA RECOMENDADA RELACIONADA CON LA INYECCION DE NITROGENO.

1. **Abel, W., Jackson, R.F. y Wattenbarger, R.A.** : "Simulation of a Partial Pressure Maintenance Gas Cycling Project with a Compositional Model, Carson Creek Field, Alberta", Jour. Pet. Tech. (ene. 1970) 38-46.
2. **Ader, J.C. y Stein, M.H.** : "Slaughter Estate Unit Tertiary Miscible Gas Pilot Reservoir Description", Jour. Pet. Tech. (may. 1984).
3. **Adler, A.B. y Crawford, P.B.** : "Nitrogen Injection into Water-Driven Natural Gas or Condensate Reservoirs Increases Recovery", artículo SPE-12046 presentado en el "58th Annual Technical Conference and Exhibition", celebrado en San Francisco, California, oct. 5-8 de 1983.
4. **Ahmed, T., Chrichlow, H. y Menzie, D.** : "Preliminary Experimental Results of High Pressure Nitrogen Injection for EOR Systems", artículo SPE-10273 presentado en el "56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME", celebrado en San Antonio, Texas, oct. 5-7 de 1981. Soc. Pet. Eng. Jour., Vol. 23, No. 2 (abr. 1983) 339-348.
5. **Akers, W.W., Attwell, L.L. y Robinson, J.A.** : Volumetric and Phase Behavior of Nitrogen-Hydrocarbon Systems, n-Butane-Nitrogen System, I. y E. Chem. Vol. 46 No. (dic. 1954).
6. **Akers, W.W., Kehn, D.M. y Hilcore, G.H.** : "Volumetric and Phase Behavior of Nitrogen-Hydrocarbon Systems; Nitrogen-n-Heptane System", I. and. E. Chem., Vol. 46, No. 12 (dic. 1954).
7. **Alcocer, C.F. y Menzie, D.E.** : "Enhanced Oil Recovery by Nitrogen Injection : The Effect of Increased Temperature and the Amount of Gas in Solution", artículo SPE/DOE-12709 presentado en el "SPE/DOE Fourth Symposium on Enhanced Oil Recovery", celebrado en Tulsa, Oklahoma, abr. 15-18 de 1984, 383-395.
8. **Allan, R.** : "Inert Gases for Enhanced Oil Recovery", 349445/167593, Production Operators, Inc.
9. **"Amoco Uses N₂ to Cut Ryckman's Costs"**, Enhanced Recovery Week (abr. 25, 1983).
10. **Anada y Watts** : "State of the Art review of Nitrogen and Flue Gas Flooding in EOR", reporte No. MC/08333-2 por Science.
11. **Angus, S., de Reuck, K.M. y Armstrong, B.** Nitrogen-International Thermodynamic Tables of the Fluid State, Vol. 6, Pergamon Press, Oxford (1979).
12. **Arthur, K.B., Rioche, M.A., Saktikumar, S.** : "The Use of a 3-D Compositional Numerical Reservoir Model in the Design of a Miscible Gas Injection Project", artículo SPE-11484 (1983).
13. **Aud, W.D., Fischer, D., Haas, R.A., Gerding, M. y Crawford, P.B.**: "Response of an Ellenburger Crude to CO₂ Slugs Pushed by Nitrogen", Pet. Eng. Int. (nov. 1980) 42-48.
14. **Azarnooch, A. y McKetta, J.J.** : "Vapor-Liquid Equilibria in the CH₄, n-C₁₀, N₂ System", Jour. of Chem. and Eng. Data (oct. 1963).
15. **Azarnooch, A. y McKetta, J.J.** : "Nitrogen-n-Decane in the Two-Phase Region", Jour. Chem. Eng. Data, Vol. 8 (oct. 1963) 494p.

16. **Babson, E.C.** : "A Review of Gas Injection Projects in California", artículo SPE 18769 presentado en el "SPE California Regional Meeting", celebrado en Bakersfield, California, 1989.
17. **Bahrulolom, I.M. y Orr, F.M. Jr.** : "Solubility and Extraction in Multiple-Contact Miscible Displacements : Comparasion of N₂ and CO₂ Flow Visualization Experiments", artículo SPE-15079, presentado en el "56th California Regional Meeting of the SPE", celebrado en Oakland, California, abr. 2-4, 1986, 363-370.
18. **Bailey, N.A., Fishlock, T.P. y Puckett, D.A.**: "Experimental Studies of Oil Recovery by Gas Displacement", artículo presentado en el "3rd European Improved Oil Recovery Meeting", celebrado en Roma (1985) 67-77.
19. **Barstow, W.F.** : "Inert Gas Systems for Secondary Recovery", artículo ASME 76-Pet-86 presentado en "Joint Petroleum Mechanical Engineering Conference", celebrado en Cd. de México, sep. 1976.
20. **Barstow, W.F.** : "Inert Gas Producing Systems", artículo presentado en "Gas Conditioning Conference", 1977.
21. **Barstow, W.F. y Hendricks, H.** : "Engine Exhaust Inert Gas System for Secondary Oil Recovery", artículo ASME 75-DPG-3 (abr. 1975).
22. **Barstow, W.F. y Watt, G.W.** : "Fifteen Years of Progress in Catalytic Treating of Exhaust Gas", artículo SPE 5347 (abr. 1975).
23. **Benham, A.L., Dowden, W.E. y Kunzman, W.J.** : "Miscible Fluid Displacement-Prediction of Miscibility", Pet. Trans. AIME, Vol. 219 (1960).
24. **Bleakley, W.B.** : "Miscible Flood Hikes Block 31's Oil Output", Oil and Gas Journal (oct. 27, 1969) 67p.
25. **Bleakley, W.B.** : "Nitrogen from Air Aids Condensate Recovery", Pet. Eng. Int. (jul. 1983).
26. **Bullock, G.W., Konecki, M.L. y Wood, T.B.** : "EOR Gas Processing : An Integral Operational Approach", artículo SPE-17754 presentado en el "SPE Gas Technology Symposium", Dallas, Texas, jun. 13-15 de 1988.
27. **Brigham, W.E. y Dew, J.N.** : "Miscible-Flood Design", Oil and Gas Journal, Vol. 58, No. 29 (jul. 18, 1960).
28. **Broekers y van Dorp**: "Miscible Gas Drive in Unit 1 of the Staffjord reservoir, Brent Field", artículo SPE-15876 presentado en EUROPEC, London 1986.
29. **Brown, L.W. y Aberle, J.L.** : "Flexible, Integrated NGL Recovery/Nitrogen Rejection Systems", artículo presentado en el "Gas Processors Association 62nd Annual Conference", San Francisco, California, mar. 15 de 1983.
30. **Carlson, L.O.**: "Performance of Hawkins Field Unit Under Gas Drive Pressure Maintenance Operations and Development of an Enhanced Oil Recovery Project", artículo SPE/DOE 17324, presentado en el "SPE/DOE Sixth Symposium on EOR", celebrado en Tulsa, Oklahoma, 1988.

31. **Carroll, H.B. y Linville, B.** : "EOR : What Those New Reserves Will Cost", *Pet. Eng. Int.* (nov. 1986).
32. **Chambers, F.T.** : "Tertiary Oil Recovery Combination Water-Gas Miscible Flood-Hibberd Pool", *Prod. Monthly* (ene. 1968).
33. **Chowdhry, M. A.** : "Study of Oil Vaporization an Miscible Displacement During High Pressure Injection of Various Gases", tesis de Maestria en Ciencias, Universidad de Oklahoma (1978).
34. **Chung, F.T.H., Llave, F.M. Louvier, R. W. y Hudgins, D.A.** : "Phase Behavior and Minimum Miscibility Pressures for Nitrogen Miscible Displacement", artículo presentado en la "AIChE Spring National Mtg.", celebrado en Houston, mar. 29. 1987.
35. **Clancy, J.P., Gilchrist, R.E., Kroll, D.E. y MacGregor, A.** : "Improved Oil and Gas Recovery Using Nitrogen-Laboratory Analysis Cases and Economics", artículo presentado en el "Proceedings 3rd European Symposium on Improved Oil Recovery", celebrado en Roma, 1985, 255-264.
36. **Clancy, J.P. y colaboradores** : "Nitrogen for the Enhanced Recovery of Oil and Gas", artículo SPE-9912 presentado en "Spring Meeting", celebrado en Bakersfield, 1981.
37. **Clancy, J.P., Stewart, G., Thompson, A., Todd, A.C. y Varotsis, N.** : "Optimised Compositional Models for Simulation of EOR Processes", 67-74.
38. **Clancy, J.P., Philcox, J.E., Watt, J. y Gilchrist, R.E.** : "Cases and Economics for Improved Oil and Gas Recovery Using Nitrogen", artículo No. 85-36-2 presentado en el "36th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM Held Jointly with the Canadian Society of Petroleum Geologists", Edmonton, jun. 2-5 de 1985.
39. **Clark, N. J., Shearin, H.M. , Schultz, W.P., Garms, K. y Moore, J.L.** : "Miscible Drive-Its Theory and Application", *Jour. Pet. Tech.* (jun. 1958).
40. **Cook, A.B. y colaboradores** : "The Role of Vaporization in High Percentage Oil Recovery by Pressure Maintenance", *Jour. Pet. Tech.* (feb. 1967), 245-250.
41. **Cook, A.B. y colaboradores** : "Realistic K Values of C_7^+ Hydrocarbons for Calculating Oil Vaporization During Gas Cycling at High Pressures", *Jour. Pet. Tech.* (jul. 1969) 901-915.
42. **Crawford, P.B.** : "West Texas Oils Respond to Nitrogen-Driven CO_2 ", *Drill Bit* (dic. 1979) 62-65.
43. **D'Avila, S.G., Kaul, B.K. y Prausnitz, J.** : "Solubilities of Heavy Hydrocarbons in Compressed Methane and Nitrogen", *Jour. Chem. Eng. Data*, Vol. 21, No. 4 (oct. 1976) 488p.
44. **Dansesh, A., Krinis, D., Harderson, G.D. y Peden, J.M.** : "Pore-Level Visual Investigation of Miscible and Immiscible Displacement", *Jour. Pet. Sci. Eng.*, Vol. 2, No. 3 (1989) 167p.

45. **de Leeuw, V.V., Bekkering, P.E., Ronde, H., de Loos, TH.W. y de Swaan, A.J.** : "Influence of Oil Aromaticity on N_2 -Flooding in North Sea Fields : Preliminary Thermodynamic Analysis", Department of Chemical Technology and Material Science and of Mining and Petroleum Engineering Delft University of Technology, The Netherlands, 863-874.
46. **Dilgren, R.E., Deemer, A.R. y Owens, K.B.** : "The Laboratory Development and Field Testing of Steam/Non-condensable Gas Foams for Mobility Control in Heavy Oil Recovery", artículo SPE-10774 presentado en el "California Regional Meeting", celebrado en San Francisco, California, (1982) 591-601.
47. **Doscher, T.M. y El-Arabi, M.A.** : "A Controversial Laboratory Study of the Mechanism of Crude Oil Displacement by Carbon Dioxide: Part III.-Nitrogen vs. Carbon Dioxide in Diiping Models" artículo SPE-11678 presentado en el "1983 California Regional Meeting", celebrado en Ventura, California, mar. 23-25 de 1983.
48. **Eckles, W.W. Jr.** : "Pressure Maintenance and Model Studies", Jour. Pet. Tech., Vol. 11, No. 12, (dic. 1959) 17-21.
49. **Enmons, F.R. y Perlmutter, B.A.** : "Filtration for Maximizing Injection Well Performance During an EOR Gas Injection Project", artículo presentado en "Pacific Coast Oil Show", celebrado en Bakersfield, California, nov. 1984.
50. **Enhanced Oil Recovery**, National Petroleum Cancil Report (dic. 1976).
51. **Enhanced Oil Recovery Information**, National Institute for Petroleum and Energy Research (NIPER), Oklahoma (abr. 1986).
52. **Field, L.R., Wilhelm, E. y Battino, R.** : "The Solubility of Gases in Liquids. Solubility of N_2 , O_2 , CO , CO_2 , CH_4 y CF_4 in Methyl Cyclohexane and Toluene at 283 to 313 k", Jour. Chem. Therm., Vol. 6, No. 3 (ene. 1974) 237p.
53. **Frazier, G.D. y Todd, M.R.** : "Alvord (3000 ft Strvsn) LPG Flood-Design and Performance Evaluation", Jour. Pet. Tech. (ene. 1984).
54. **Fredericks, W.C., Hudspeth, L.D. y Easterly, R.A.** : "Enhanced Oil Recovery Using High Pressure Inert Gas Injection, East Binger (Marchand) Unit, Caddo County, Oklahoma", artículo presentado en la "American Association of Petroleum Geologist Mid Continent Section Meeting", celebrado en Oklahoma, ago. 1981.
55. **Frimodeg, J.P. y colaboradores** : "Design of a Tertiary Hydrocarbon Miscible Flood for the Mitsue Reservoir", artículo SPE-13270 presentado en el "59th Annual Technical Conference and Exhibition", celebrado en Houston, Texas, sep. 16-19 de 1984.
56. **García, F.M.** : "A Successful Gas-Injection Project in a Heavy Oil Reservoir", artículo SPE-11988 presentado en el "58th Annual Technical Conference and Exhibition", celebrado en San Francisco, California, oct. 5-8 de 1983.

57. **Glaso, O.S.** : "Miscible Displacement : Recovery Tests with Nitrogen", artículo SPE/DOE-17378 presentado en el "SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium", celebrado en Tulsa, Oklahoma, abr. 17-20 de 1988, 641-652.
58. **Graboski, M.S. y Daubert, T.E.** : A Modified Soave Equation of State for Phase Equilibrium Calculations. 1. Hydrocarbon Systems. 2. Systems Containing CO₂, H₂ S, N₂ y CO. Ind. and Eng. Chemistry Process Design and Dev., Vol. 17, No. 4 (1978) 448p.
59. **Greenwalt, W.A.** : "A Field Test of Nitrogen WAG Injectivity", Jour. Pet. Tech. (feb. 1982) 266-272.
60. **Grist, D.M., Hill, V.P. y Kirkwood, F.G.** : "Offshore Enhanced Oil Recovery", IP 84-008, Instituto del Petróleo, Londres, Reino Unido.
61. **Hamaker, R.J.** : "Surface Facilities for Inert Gas Generation and Compression, East Binger Unit, Caddo County, OK", artículo SPE-7798 presentado en el "Production Operations Symposium", Cd. de Oklahoma, OK, feb. 1979.
62. **Hanssen, J.E., Norvik, H. y Gard, J.** : "Nitrogen Miscibility with North Sea Reservoir Fluids", Petroleum Research Center, Rogaland Research Institute, Stavanger, Noruega, 1081-1092.
63. **Harding, T.G., Faruq Ali, S.M. y Flock, D.L.** : "Steamflood Performance in the Presence of Carbon Dioxide and Nitrogen", Jour. Can. Pet. Tech., Vol. 22, No. 5 (sep.-oct. 1983) 30-37.
64. **Harding, T.G.** : "Experimental and Numerical Modelling of Gas Injection in Conjunction with Steam for the Recovery of Moderately Viscous Oils", tesis doctoral, Universidad de Alberta, (jun. 1986) 294.
65. **Harding, T.G., Faruq Ali, S.M. y Flock, D.L.** : "Numerical Simulation of Laboratory Steam Flood Experiments with Carbon Dioxide and Nitrogen Additives", Petroleum Society of CIM, artículo 87-38-44, presentado en el "38th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM", celebrado en Calgary, jun. 7-10, 1987, 705-714.
66. **Haynes, H.J., Thrasher, L.W., Katz, M.L. y Eck, T.R.** : Enhanced Oil Recovery, National Petroleum Council, Industry Advisory Council to the U.S. Department of the Interior (1976).
67. **Herbeck, E.F y Blanton, J.R.** : "Ten Years of Miscible Displacement in Block 31 Field", Jour. Pet. Tech. (jun. 1961) 543.
68. **Herbeck, E.F., Hientz, R.C. y Hastings, J.R.** : "Fundamentals of Tertiary Oil Recovery; Part. 4, High Pressure Lean Gas Miscible Process", Pet. Eng. (abr. 1976).
69. **Huang, W.W., Bellamy, R.B. y Ohnimus, S.W.** : "A Study of Nitrogen Injection for Increased Recovery from a Rich Retrograde Gas/Volatile Oil Reservoir", artículo SPE-14059 presentado en el "SPE International Meeting on Petroleum Engineering", celebrado en Beijing, China, mar. 17-20 de 1986, 152-172.
70. **Hudgins, D.A., Llave, F.M. y Chung, F.T.** : "Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil : A Laboratory Study", artículo SPE/DOE 17372, presentado en el "SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium", celebrado en Tulsa, Oklahoma, abr. 17-20 de 1988, 577-588.

71. **Jacoby, R.H. y Berry Jr., V.J.** : "A Method for Predicting Pressure Maintenance Performance for Reservoirs Producing Volatile Crude Oil", *Pet. Trans. AIME*, Vol. 213 (1958) 59-64.
72. **Jenks, L.H., Campbell, J.B. y Binder, G.G. Jr.** : "A Field Test of the Gas-Driven Liquid Propane Method of Oil Recovery", *Trans. AIME* Vol. 210 (1957) 34-39.
73. **Kairo, H., Robinson, D.B. y G.J. Besserer, G.J.** : "The Equilibrium Phase Properties of the Nitrogen-n-Pentane System", *Jour. of Chem. and Eng. Data*, Vol. 22, No. 2 (1977).
74. **Kalra, H., Robinson, D.B. y Besserer, G.J.** : "The Equilibrium Phase Properties of the Nitrogen-n-Pentane System", *Jour. Chem. Eng. Data*, Vol. 22, No. 2 (abr. 1977) 215p.
75. **Kalra, H., Ng. H.J., Miranda, R.D. y Robinson, D.B.**: "Equilibrium Phase Properties of the Nitrogen-Isobutane System", *Jour. Chem. Eng. Data*, Vol. 23, No. 4 (oct. 1978) 321p.
76. **Kantzas, A. Chatzis, I., y Dullien, F.A.L.** : "Enhanced Oil Recovery by Inert Gas Injection", artículo SPE/DOE 17379, presentado en el "SPE/DOE Sixth Symposium on EOR", celebrado en Tulsa, Oklahoma, 1988.
77. **Kantzas, A.** : "A Theoretical and Experimental Study of Gravity Assisted Inert Gas Injection as a Method of Oil Recovery", tesis doctoral, Universidad de Waterloo, Ontario (1988) 395p.
78. **Koch, H.A.** : "High Pressure Gas Injection is a Success", *World Oil* (oct. 1956).
79. **Koch, H.A. y Slobod, R.L.** : "Miscible Slug Process", *Pet. Trans. AIME* Vol. 210 (1957).
80. **Krishnan, T.R., Kalra, H. y Robinson, D.B.** : "The Equilibrium Phase Properties of the Nitrogen-Isopentane System", *Jour. Chem. Eng. Data*, Vol. 22, No. 3 (jul. 1977) 282p.
81. **Kroll, D.E.** : "Nitrogen Flooding", artículo de "Gas EOR Techn. and Economics = Beating the Oil Price Crisis", Publicaciones Pasha, Houston, Texas, oct. 10, de 1986.
82. **Krueger, D.A.** : "Stability of Piston-Like Displacements of Water by Steam and Nitrogen in Porous Media", *Soc. Pet. Eng. Jour.* (oct. 1982) 625-634.
83. **Kuchm, H.G.** : "Hawkins Inert Gas Plant : Design and Early Operation", artículo SPE-6793, Denver, 1977.
84. **Kuehne, D.L., Ehman, D.I., Emanuel, A.S. y Magnoni, C.F.** : "Design and Evaluation of a Nitrogen-Foam Field Trial", artículo SPE/DOE-17381 presentado en el "SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium", celebrado en Tulsa, Oklahoma, abr. 17-20 de 1988, 677-690.
85. **Larouss, K.** : "Offshore Enhanced Oil recovery, an Alternative to Deepsea Oil", *Oil and Enterprise*, No. 21 (abr. 1985) 25-31.
86. **Lehigh, W.R. y McKetta, J.J.** : "Vapor-Liquid Equilibrium in the Ethane-n-Butane-Nitrogen System", *J. Chem. Eng. Data*. 11(2), (1966) 180.
87. **Lin, H.M., Kim, H. y Chao, K.C.** : "Gas-Liquid Equilibria in Nitrogen-n-Hexadecane Mixtures at Elevated Temperatures and Pressures", *Fluid Phase Equil.*, Vol., 7 (1981) 181p.
88. **Looney, S.K., Price, B.C. y Wilson, C.A.** : "Integrated Nitrogen Rejection Facility Produces Fuel and Recovers NGL's", *Energy Progress*, Vol. 4, No. 4 (dic. 1984) 214-221.

89. **Llave, F.M. y Chung, T.H.** : "Phase Behavior and Minimum Miscibility Pressures for Nitrogen Miscible Displacement", Departamento de Energía, reporte No. NIPER-226, NTIS orden No. DE87001229 (dic. 1986).
90. **Llave, F.M., Hudgins, D. y Chung, F.T.H.** : "Laboratory Study of Nitrogen Miscible Displacement of Light Oil", trabajo preparado para la "U.S. Department of Energy, National Institute for Petroleum and Energy Research (NIPER)", NIPER-308, proyecto BE5, Milestones 1 y 3, FY87 (dic. 1987).
91. **Marrs, D.G.** : "Field Results of Miscible-Displacement Program Using Liquid Propane Driven by Gas, Parks Field Unit, Midland, County, Texas", Jour. Pet. Tech. (abr. 1961) 327-332.
92. **Martin, C.J.** : "Reservoir Analysis for Pressure Maintenance Operations Bases on Complete Segregation of Mobile Fluids", Trans. AIME Vol. 213 (1958) 220-227.
93. **Meszaros, G., Chakma, A. y Islam, M.R.** : "Scaled Model Studies and Numerical Simulation of Inert Gas Injection with Horizontal Wells", artículo SPE-20529, presentado en el "65th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE", celebrado en Nueva Orleans, Los Angeles, sep. 23-26 de 1990, 585-598.
94. **Metcalfe, R.S. y Raby, W.J.** : "Phase Equilibria for a Rich Gas Condensate-Nitrogen System", Fluid Phase Equilibria Vol. 29 (1986) 563-573.
95. **Metcalfe, R.S. y colaboradores** : "Displacement of a Rich Gas Condensate by Nitrogen", artículo SPE 16714 presentado en el "62nd Annual Tech. Conf.", celebrado en Dallas, Texas, 1987.
96. **McCord, D.R.** : "Performance Predictions Incorporating Gravity Drainage and Gas Cap Pressure Maintenance LL-370 Area, Bolivar Coastal Field", Trans. AIME Vol. 198 (1953) 231-248.
97. **McDermott-Hudson Engineering** : "Inert Gas Injection Plant, an Economic Study", (dic. 1976).
98. **Metcalfe, R.S. y Raby, W.J.** : Phase Equilibria for a Rich Gas Condensate-Nitrogen System, Fluid Phase Equilibria, Elsevier Science Publishers, B.V., Amsterdam, Holanda, Vol. 29(1986) 563-573.
99. **Meyn, V., Swaid, I. y Hollerbach, A.** : "PVT-Studies and Chemical Investigations on CO₂ /N₂ Crude Oil Systems", Institute of Petroleum Research, Walther-Nernst-Str. 7, 3392 Clausthal-Zellerfeld, Alemania, 875-885.
100. **Miller, P. y Dodge, B.F.** : "The System Benzene-Nitrogen Liquid-Vapor Phase Equilibria at Elevated Pressures", Ind. Eng. Chem., Vol. 32 (mar. 1940) 434p.
101. **Misra, B.R., Foh, S.E., Shikary, Y.A., Berry, R.M. y Labaunc, F.** : "The Use of Inert Base Gas in Underground Natural Gas Storage", artículo SPE-17741 presentado en la "SPE Gas Technology Symposium" celebrado en Dallas, Texas, jun. 13-15 de 1988, 353-360.
102. **Modine, A.D., Bashbush, J.L. y Kothari, K.** : "The Application of the Method of Characteristics to the Flow of Miscible Gases in a Reservoir", artículo SPE 16988, presentado en el "62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers", celebrado en Dallas, Texas, sep. 27-30 de 1987.

103. **Modline, A.D., McElhiney, J.E. y Kothari, K.M.** : "Application of Simulation Technology to Inert Cushion Gas in Storage Reservoirs", International Gas Research Conference (1989) 623-634.
104. **Mungan, N.** : "Enhanced Recovery Under Constrained Conditions", Jour. Pet. Tech. (ago. 1990).
105. **Niko, H., Schulte, A.M., Drohm, J.K. y Cottrell, C.W.** : "The Feasibility of Tertiary Nitrogen Injection in Waterflooded Volatile Oil Reservoirs in the North Sea", Jour. of Pet. Science and Eng., Vol. 2 (1989) 119-128.
106. **Norvik, H. y colaboradores:** "Phase Behavior in Nitrogen Gas Injection", reporte abierto No. RF 16-88, Rogaland, Research Institute (1988).
107. **Oxford, C.W. y Huntington, R.L.** : "Vaporization of Hydrocarbons from an Unconsolidated Sand", Jour. Pet. Tech. (may. 1953) 15-18.
108. **Paston, R.S. y Mcketta, J.J.** : "Vapor-Liquid Equilibrium in the n-Hexane-Nitrogen System", Jour. of Chem. and Eng. Data, Vol. 11, No. 3 (jul. 1966).
109. **Peters, E.J.** : "A Stability Theory for Miscible Displacement", artículo SPE-13167 presentado en el "59th Annual Technology Conference and Exhibition", celebrado en Houston, Texas, sep. 16-19 de 1984.
110. **Poston, R.S. y McKetta, J.J.** : "Vapor-Liquid Equilibrium in the Methane-n-Hexane-Nitrogen System", A.I.Ch.E. J., 11(5), (1965) 917.
111. **Pottier, J., Declaud, C., Leduc, J., d'Iherbes, J. y Thomere, R.** : "Injection de Gas Miscible a Haute Pression a Hassi-Messaoud", Proc., Séptimo Congreso Mundial del Petróleo (1967) 3, 517.
112. **Prausnitz, J.M. y Benson, P.R.** : "Solubility of Liquids in Compressed Hydrogen, Nitrogen and Carbon Dioxide", AIChE J., Vol. 5 (1959) 161p.
113. **Reeves, S.R. y Crawford, P.B.** : "Minimizing Costs to Maintain Miscibility Between LPG Slugs and Nitrogen Pusher Gas in Miscible Oil Recovery Programs", Taurus Exploration, Inc. Birmingham, Alabama, U.S.A., Texas Petroleum Research Committee, Texas A and M University, 385-391.
114. **Reid, R.C., Prausnitz, J.M., Sherwood. T.K.** : The Properties of Gases and Liquids, McGraw-Hill, 3er edición (1977).
115. **Renner, T.A., Metcalfe, R.S., Yelling, W.F. Jr. y Spencer, M.F.** : "Displacement of a Rich Gas Condensate by Nitrogen : Laboratory Corefloods and Numerical Simulations", artículo SPE-16714 presentado en el "62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE", celebrado en Dallas, Texas, sep. 27-30 de 1987, 161-170.
116. **Robl, F.W. y colaboradores :** "The 1984 National Petroleum Council Estimate of Potential of EOR for Miscible Process", artículo SPE-13241 presentado en el "59th Annual Technology Conference and Exhibition", celebrado en Houston, Texas, sep. 16-19 de 1984.
117. **Rountree, R.** : "Nitrogen Use Increasing in Overthrust Fields", Western Oil Reporter (sep. 1982) 115-117.

118. **Saxon, J., Jr., Breston, J.N. y Mcfarlene, R.M.** : "Incremental Oil Recovery from Long Core Water Floods by Preliminary Gas Injection", Producers Monthly, ene. 7, de 1953.
119. **Sayegh, S.G., Najman, J., y Wang, S.T.** : "Recovery of Crude Oil Using Nitrogen. Part I. Reservoir Screening and Phase Behavior Data", Petroleum Recovery Institute Research Report No. 86-2, mar. 1986, Calgary, Alberta, Canada.
120. **Sayegh, S.G., Najman, J., Wang, S.T.** : "Multiple Contact Phase Behavior in the Displacement of Crude Oil with Nitrogen and Enriched Nitrogen", artículo 86-37-55 de la Petroleum Society of CIM, presentando en el "37th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM", celebrado en Calgary, jun. 8-11, 1986, 185-205.
121. **Sayegh, S.G., Wang, S.T y Fosti, J.E.** : "Recovery of Crude Oil by Nitrogen Injection Laboratory Displacement Data", artículo No. 87-38-10 presentado en el "38th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM", celebrado en Calgary jun. 7-10 de 1987, 205-225.
122. **Schnerk, G.C. y Eckles, W.W. Jr.** : "Successful Gas Cycling of a South Louisiana High Pressure Multi-Accumulation Reservoir", artículo SPE-8289 presentado en el "54th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME", celebrado en Las Vegas, Nevada, sep. 23-26 de 1979.
123. **Shahsavari, D. y Dabbous, M.K.** : "Monitoring and Evaluation of a Immiscible Gas Injection Pilot in a Massive Carbonate Reservoir with a Strong Water Drive", artículo SPE-21356 presentado en el "SPE Middle East Oil Show", celebrado en Bahrain, nov. 16-19, 1991.
124. **Slobad, R.L. y Koch, H.A.** : "Which to Use I Type or M Type in High-Pressure Gas Injection", Oil and Gas Journal (abr. 6, 1953).
125. **Slobad, R.L. y Koch, H.A. Jr.** : "High Pressure Gas Injection-Mechanism of Recovery Increase", API Drilling and Prod. Practice (1973).
126. **Shreve, D.R. y Welch, L.W.** : "Gas Drive and Gravity Drainage Analysis for Pressure Maintenance Operations", Trans. AIME 207 (1956) 136-143.
127. **Sigmund, P.M. y Cameron, A.M.** : "Recovery of Retrograde Condensed Liquids by Revaporizing During Dry Gas Injection", Jour. Can. Pet. Tech. (ene-mar. de 1977) 64-77.
128. **Smith, R.L. y Yarborough, L.** : "Equilibrium Revaporization of Retrograde Condensate by Dry Gas Injection", Soc. Pet. Eng. Jour. (mar. 1968) 87-94.
129. **Stallings, L.W.** : "Design and Installation of a High Pressure Gas Cycling Systems", Jour. of Pet. Tech., Vol. 18, No. 10, oct. 1966, 1286-1290.
130. **Stone, H.L. y Crump, J.S.** : "The Effect of Gas Composition Upon Oil Recovery by Gas Drive", Trans. AIME, Vol. 207 (1956) 105p.
131. **Strickland, R.F. y Morse, R.A.** : "Gas Injection for Upstructure Oil Drainage", Jour. Pet. Tech. (oct. 1979) 1323-1331.

132. **Taber, J.J y Martin, F.D.** : "Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil", artículo SPE 12069, presentado en el "58th Annual Technical Conference and Exhibition", celebrado en San Francisco, California, Oct. 5-8 de 1983.
133. **Taylor, M.A.** : "Effects of 10 % N₂ Contamination in CO₂ on the Phase Behavior of Wasson-Crude Oil-CO₂ Mixtures", New Mexico Petroleum Recovery Research Center, Reporte No. 84-6, 1984.
134. **Texas Petroleum Research Committe** : "Increased Petroleum Production with Nitrogen Injection", Texas Energy and Mineral Resources, Vol. 4, No. 2 (ene. 1978).
135. **Todd, M.R, Claridge, E.L., Rodríguez, R. y Prats, M.** : "Numerical Simulation Study of Gas Injection in the Lower Lagunillas Reservoir, Block III/IV, Lake Maracaibo", artículo SPE-23719, presentado en el "Second Latin American Petroleum Engineering Conference, II LAPEC of the SPE", celebrado en Caracas, Venezuela, mar. 8-11, 1992, 217-232.
136. **"Union Hopes Nitrogen will Lift Featherweight Oil"**, Enhanced Recovery Week, (abr. 20 de 1981).
137. **Varotsis, N.** : "Laboratory and Theoretical Investigation of Near Critical Phase Behaviour of Hydrocarbon and Injection Gas Systems", tesis doctoral, Heriot-Watt University (1983).
138. **Varotsis, N., Stewart, G., Todd, A., Claney, M.** : "The Phase Behavior of Systems Comprising North Sea Reservoir Fluids and Injection Gases", artículo SPE/DOE-12647 (1984).
139. **"Union Hopes Nitrogen Will Lift Featherweight Oil"**, Enhanced Recovery Week (abr. 20, 1981).
140. **Walker, J.W. y Turner, J.L.** : "Performance of Seeligson Zone 20B-07 Enriched-Gas-Drive Project", Jour. Pet. Tech. (abr. 1968) 369.
141. **Warner, H.R. Jr., Davidson, C.D. y Hardy, J.H.** : "University Block 31 Field Study : Part 2-Reservoir and Gas-Plant Performance Predictions", Jour. of Pet. Tech. (ago. 1979).
142. **Wei, M.H., Yu, J.P., Moore, D.M., Nnaemeka, E., Querin, M.E. y Williams, L.L.** : "Case History of Pressure Maintenance by Crestal Gas Injection in the 26R Gravity Drainage Reservoir", artículo SPE-24035 presentado en el "Western Regional Meeting", celebrado en Bakersfield, California, mar. 30-abr. 1, 1992, 123-138.
143. **Welge, H.J.** : "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive", Trans. AIME 195 (1952) 91-98.
144. **Whorton, L.P. y Kieschnick, W. F. Jr.** : "Oil Recovery by High Pressure Gas Injection", Oil and Gas Journal (abr. 6, 1950).
145. **Whorton, L.P. y Kieschnick, W.F., Jr.** : "A Preliminary Report on Oil Recovery by High-Pressure Gas Injection", Drill. and Prod. Prac., API (1950), 247-248.
146. **Wickenhauser, L.J.** : "Gas Drive Gravity Segregation and Gas Injection Calculations Applied to Lt. Sand D, Segment, Oficina Field, Venezuela", Oil and Gas Jour. Vol. 48, No. 34 (dic. 29, 1949).

147. **Wiemer, R.F.** : "LPG-Gas Injection Recovery Process Burkett Unit, Greenwood County, Kansas", Jour. Pet. Tech. (oct. 1963) 1067-1072.
148. **Wilcock, R. J., Battino, R., Danforth, W.F. y Wilhelm, E.** : "Solubilities of Gases in Liquids II. The Solubilities of He, Ne, Ar, Kr, O₂, N₂, CO, CO₂, CH₄, CF₄ y SF₆ in l-Octanol, n-Decane y l-Decanol", Jour. Chem. Therm. Vol. 10, No. 9 (jul. 1978) 817p.
149. **Wilson, J.F.** : "Miscible Displacement-Flow Behavior and Phase Relationships for a Partially Depleted Reservoir", Pet. Trans. AIME, Vol. 219 (1960).
150. **Whorton, L.P. y Kieschnick, W.F.** : "A Preliminary Report on Oil Recovery by High-Pressure Gas Injection", Oil and Gas Journal (abr. 6, 1950).
151. **Van der Poel C.** : "Effect of Lateral Diffusivity on Miscible Displacement in Horizontal Reservoirs", Soc. Pet. Eng. Jour. (dic. 1962).
152. **Xiao-Mei Wang y Tian-Min Guo** : "Experimental and Modelling Studies on the Phase Behavior of Nitrogen-Injected Hydrocarbon Systems", Trans IChemE, Vol. 68, Part. A (jul. 1990) 316-324.
153. **Ypma, J.G.J.** : "Analytical and Numerical Modeling of Immiscible Gravity-Stable Gas Injection into Stratified Reservoirs", Soc. Pet. Eng. Jour., 25, 554 (1985).