

GEOQUÍMICA DE RESERVATÓRIOS NO CAMPO DE TARATUNICH, ÁREA MARINHA DE CAMPECHE, MÉXICO.


Rodrigo Maldonado Villalón

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA CIVIL.

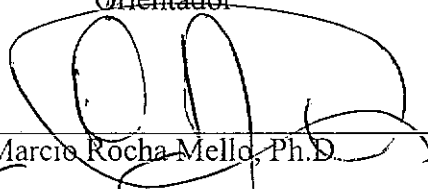
Aprovada por:



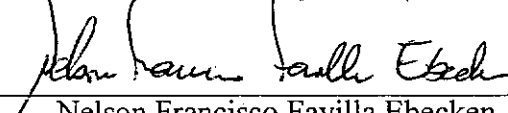
Luiz Landau, D.Sc.
Presidente



Luiz Antonio Freitas Trindade, Ph.D.
Orientador



Marcio Rocha Mello, Ph.D.



Nelson Francisco Favilla Ebecken, D.Sc.

Dedicat6ria

A mis padres, Vicente y Elsa, quienes me dieron todo para obtener este y todos los logros de mi vida. A mis hermanos, Elsa, Victor, Roque y Consuelo, por la uni6n y el cari6o que nos tenemos. A mi esposa Maricheli y a mi hijo Rodrigo, por complementarme y compartir su felicidad conmigo.

Expreso mi agradecimiento a Petróleos Mexicanos, por el apoyo brindado a la realización de un objetivo que conlleva mi superación personal, al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por la otorgación de una beca complementaria, a PETROBRAS por favorecer proyectos como este, que tarde o temprano se transforman en superación empresarial, al equipo del Centro de Excelencia en Geoquímica del Centro de Pesquisas de Petrobras por el apoyo técnico y el gran ambiente de cordialidad que me ofrecieron, a la Universidad Federal de Rio de Janeiro por cumplir con su propósito en la formación académica.

Expreso también un profundo agradecimiento, respeto, admiración y cariño a quienes con su confianza, sus consejos, su apoyo e incluso su representación en situaciones favorables y adversas, tuvieron y tienen la confianza de que al alcanzar una meta como ésta se retribuye una recompensa invaluable. Me siento honrado al contar con la amistad de personas como Ma. Anunziata Romero, Luis Medrano, Ismael Gutiérrez, Noel Holguín, Marcio Rocha y Luiz Trindade, sin quienes la realización de esta meta no hubiera sido posible.

Agradezco a los Ingenieros Guillermo Pérez Cruz, Fernando López Arriaga y Rodolfo Juárez Gómez por el apoyo y la buena voluntad con la que participaron antes y durante el desempeño de este trabajo; a los Ingenieros Enrique Gómez, Jaime Villaroel, José Luis García y Lázaro Moreno por su preocupación e interés en este trabajo; a los Ingenieros Mario Pimiento y Marcos Millán, así como a los miembros de su equipo, por el soporte técnico; agradezco también al personal en los laboratorios de yacimientos y de petrografía y paleontología de Cd. del Carmen, Campeche, agradezco muy sinceramente a Caroline Magnier por su amistad y ayuda en algunos de los temas de esta tesis y, a todos aquellos que me apoyaron durante mi estancia en un país extraño, a quienes pido disculpas por no mencionar sus nombres en estas líneas pero que llevo gravados con mucho cariño en mi persona.

Agradezco muy especialmente al Ingeniero Ceballos, al Dr. Domínguez y al Dr. Luis Macías por promover el apoyo por parte de Petróleos Mexicanos para el inicio y término de este trabajo.

MALDONADO VILLALÓN, RODRIGO

Geoquímica de Reservatórios no Campo de
Taratunich, Área Marinha de Campeche,
México. {Rio de Janeiro} 1998

XV, 126p. 29.7 cm. (COPPE/UFJR/
CENPES/PETROBRAS, M.Sc., Engenharia,
(1998)

Tese – Universidade Federal de Rio de
Janeiro, COPPE

1. Caracterização Geoquímica
2. Geoquímica de Reservatórios

I. COPPE/UFJR II. Título (série) .

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

GEOQUÍMICA DE RESERVATÓRIOS NO CAMPO DE TARATUNICH, NA ÁREA MARINHA DE CAMPECHE, MÉXICO

Rodrigo Maldonado Villalón

Dezembro/1998

Orientador: Luiz Antonio Freitas Trindade

Programa: Engenharia Civil. Sistemas Petrolíferos

Através da análise e interpretação das características geoquímicas dos óleos do campo de Taratunich, ao sul do Golfo do México, buscou-se conhecer suas rotas de migração, os procesos de preenchimento dos reservatórios, as variações composicionais dos óleos e possível compartimentação dos intervalos estratigráficos produtores. O campo de Taratunich, situa-se na plataforma marinha da Sonda de Campeche. Corresponde a uma anticlinal alongada de orientação NW50°SE, limitada por duas falhas inversas e com um núcleo de evaporitos oxfordianos. Seus sistemas petrolíferos incluem rochas geradoras depositadas numa fase distensiva jurássica, rochas armazenadoras cretácicas resultantes de uma fase compressiva que formou as trapas estruturais, rochas-selo miocênicas de uma fase de separação, e óleos gerados na fase distensiva pliocênica, quando toda a coluna foi afetada por diapirismo salino, formando-se novas trapas. A coluna sedimentar é representada por três grandes seqüências: a de terrígenos, carbonatos e evaporitos jurássicos, a de dominantes carbonatos cretácicos e a de dominantes terrígenos terciários.

A relação linear entre $P_3 / (P_2 + N_2)$, os biomarcadores e os compostos aromáticos e naftênicos indicam uma origem comum para todos os óleos que pertencem a Família 2b (GUZMÁN e MELLO 1994), oriundos de um ambiente anóxico de uma ampla rampa marinha carbonatada rasa, sendo a salinidade confirmada pela presença de 4-desmethyl C_{30} esterano e pelas relações pr/ph , $\delta^{13}C$, C_{35}/C_{34} homohopanos, hopano/esterano e C_{24} tetracíclico/ C_{23} tricíclico. A influência carbonática é sugerida pelas relações C_{35}/C_{34} homohopanos, $C_{29}-C_{30}$ hopanos, C_{35}/C_{34} hopano e $\alpha\beta\beta / (\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)$ versus $Ts/(Ts + Tm)$, ainda que o índice de diasteranos e a relação C_{24} tetracíclico/ C_{26} tricíclico indiquem certa influência siliciclástica.

Os óleos do campo Taratunich são leves (25-35°API e 1.3-1.8%S), com exceção do óleo do poço X-20 do bloco Oriental (53°API e 0.3%S), que é um condensado. São termicamente muito evoluídos, como sugerem os valores de pr/nC_{17} e ph/nC_{18} . As relações pr/ph , parafinidade/heptano, parafinidade/aromaticidade, parafinidade/profundidade, C_{29} esteranos $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ C_{29} esteranos $20S/(20S+20R) / Ts/Ts+Tm$, $Ro Eq/topo$ do reservatório e $20S/(20S+20R)C_{29}$ esteranos/ profundidade dos reservatórios kimmeridgianos e cretácicos mostram que os óleos dos reservatórios cretáceos são termicamente mais evoluídos do que os jurássicos. A relação parafinidade/profundidade inversa sugere que os reservatórios cretácicos foram preenchidos por remobilização dos hidrocarbonetos dos reservatórios jurássicos ou por uma rocha geradora com duas fases de geração, com posterior migração para as brechas cretácicas. A $Ro Eq$ e o % de heptano y de isoheptano indicam óleos saindo da janela de geração, com exceção do poço X-20, que mostra uma evolução térmica maior.

Os compostos 21-, 24, e 27-norcolestanos comprovam a geração em rochas titonianas, que são as fácies precursoras mais importantes dos óleos de Taratunich. Os valores de isoheptano e de heptano mostram que foram formados a partir de querogênio do tipo alifático (I ou II), ricos em hidrogênio e com alto grau de evolução térmica, e diamandoides indicam que não houve separação da fase gasosa nos óleos por fracionamento evaporativo. Os hidrocarbonetos leves, sugerem a ausência deste fenômeno.

O estudo dos diamantóides e a parafinicidade que diminui à medida que a temperatura dos reservatórios aumenta mostram que os óleos foram afetados por evolução térmica da rocha geradora e não por craqueamento no reservatório. Os biomarcadores indicam também que os óleos dos reservatórios cretácicos mais rasos têm maior evolução térmica do que os jurássicos, possivelmente devido a um segundo pulso de geração, mais ativo, que preencheu os reservatórios mais recentes.

A modelagem tectónica mostra que durante o Titoniano as falhas sudoeste e nordeste eram normais, resultantes da distensão ocorrida pela abertura do Golfo do México. Os movimentos associados à falha sudoeste são mais rápidos do que os associados à falha nordeste, que torna-se inversa durante todo o Cretáceo. A análise dos carbazóis indica que a falha que limita o campo à noroeste é a principal rota de migração dos hidrocarbonetos do reservatório cretácico, e as falhas Noroccidental y Suroriental, as rotas de migração para o reservatório jurássico. Os compostos aromáticos e naftênicos são muito similares sugerindo que os óleos tiveram uma comunicação provavelmente pelo contacto entre as rochas e o corpo salino. Se existe uma compartimentação, esta só ocorre entre os reservatórios cretácicos e jurássicos. Os óleos não foram alterados por biodegradação, pois as parafinas normais de baixo peso molecular estão inalteradas e o 25 norhopano é ausente. Há grande possibilidade de que ocorra a precipitação dos asfaltenos nos reservatórios, exceto no poço X-20.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

RESERVOIR GEOCHEMISTRY IN
THE TARATUNICH FIELD, OFFSHORE CAMPECHE, MEXICO

Rodrigo Maldonado Villalón

September/1998

Advisor: Luiz Antonio Freitas Trindade

Department: Civil Engineering. Petroleum Systems.

Taratunich oil field is located in the Sonda de Campeche's marine shelf, corresponding to an elongated anticlinal, limited by two faults, with an oxfordian evaporite core. The petroleum system include Jurassic source rocks from Cretaceous reservoir rocks, and oils generated in the pliocene, when the column was affected by salt diapirism forming new traps. The sedimentary column is represented by three main sequences: Jurassic evaporites, Cretaceous carbonates and Tertiary siliciclastic.

Interpretation of geochemical characteristics of Taratunich oil field, in southern Gulf of México, aims to unravel know the migration pathway, the filling processes of reservoirs, the compositional variety of the oils and the compartmentalization between the producers intervals.

Biomarkers, C₇ hydrocarbons and aromatic-naphthenic compounds show the same origin for all the oils, wich belong to 2b family (GUZMÁN y MELLO, 1994) and were generated in an marine anoxic environment. Saline depositional conditions are

confirmed by the presence of 4-desmethyl C₃₀ sterane, by Pr/Ph, $\delta^{13}\text{C}$, C₃₅/C₃₄ homohopanes, hopane/sterane and tetracyclic C₂₄/tricyclic C₂₃. Carbonate influence is suggested by C₃₅/C₃₄ homohopanes, C₂₉/C₃₀ hopanes, maturity even if diasterane index and tetracyclic C₂₄/tricyclic C₂₆ suggest a siliciclastic influence.

The oils in the Taratunich field are light (25-35°API and 1.3-1.8%S), whereas a condensate (53° API and 0.3% S) was recovered from the well X-20 in the Oriental block. They are high thermally evolved, as defined by Pr/n-C₁₇ and ph/nC₁₈. Pr/ph, parafinicity/heptane, parafinicity/aromaticity, C₂₉ steranes $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ C₂₉ steranes 20S/(20S+20R) / Ts/Ts+Tm, these values suggest the Cretaceous reservoir oil is thermally more evolved than the Jurassic. Parafinicity/depth show an inverse trend and allow to establish that the Cretaceous reservoirs were created by Jurassic reservoir oil remobilization or by two generation pulses and later migration to the Cretaceous breccia. The Ro Eq and the % of heptane and isoheptane establish that the oils are in peak oil generation, except for the well X-20, that shows a higher thermal evolution.

If there is a compartmentalization, this just exists between the Cretaceous and Jurassic reservoirs. The oils were not affected by biodegradation, light normal parafins are not altered and 25 norhopane compound is not present.

21, 24 and 27 Norcholestane compounds confirm the oil generation from Tithonian rocks, which are the most important source rocks for the oils accumulated in Taratunich field. Isoheptane and heptane values show that the kerogen was aliphatic (I or II), hydrogen prone, with high thermal evolution. The light hydrocarbon analysis suggest that the phenomenon of evaporative fractionation happened. Studying the diamondoids and parafinicity (that decrease according the reservoir temperature increase), they show that oils were not affected by thermal evolution enough to cracking them.

The tectonic evolution of the area during Tithonian involves normal movements of the southwest and northeast faults, due to the distension during the opening of the Gulf of Mexico. The associated movements for the southwest fault are faster than those associated to the northeast fault, which became reverse during Cretaceous. Carbazol analysis show that the northeast fault acted as migration pathway for the Cretaceous reservoir, and that both faults (Southwest and Northeast) were the main migration routes

for the Jurassic reservoirs. It is possible that asphaltene precipitates in the reservoirs, except for the well X-20.

Resumen de la Tesis presentada a la COPPE/UFRJ como parte de los requisitos necesarios para la obtención del grado de Maestro en Ciencias (M.Sc.)

GEOQUÍMICA DE YACIMIENTOS EN EL CAMPO TARATUNICH, ÁREA MARINA DE CAMPECHE, MÉXICO

Rodrigo Maldonado Villalón

Diciembre/1998

Orientador: Luiz Antonio Freitas Trindade

Programa: Ingeniería Civil. Sistemas Petrolíferos

A través de los análisis e interpretación de las características geoquímicas de los aceites del campo Taratunich, al sur del Golfo de México, se buscó conocer sus rutas de migración, los procesos de llenado de los yacimientos, las variaciones composicionais de los aceites y la posible compartimentación de los intervalos estratigráficos productores. El campo Taratunich, situado en la plataforma marina de la Sonda de Campeche, corresponde a un anticlinal alargado con orientación NW50°SE, es limitado por dos fallas y presenta un núcleo de evaporitas oxfordianas. Sus sistemas petrolíferos incluyen rocas generadoras depositadas en una fase distensiva jurásica, rocas almacenadoras cretácicas resultantes de una fase compresiva, que formó a las trampas estructurales, rocas sello miocénicas de una fase de separación y aceites generados en la fase distensiva pliocénica cuando toda la columna fue afectada por un diapirismo salino formando nuevas trampas. La columna sedimentaria está representada por tres grandes secuencias: terrígenos, carbonatos y evaporitas jurásicas, con predominancia de los carbonatos en el Cretácico y terrígenos en el Terciario.

La relación lineal entre $P_3 / (P_2 + N_2)$, los biomarcadores y los compuestos aromáticos y nafténicos indican un origen común para todos los aceites, que pertenecen a la Familia 2b (GUZMÁN y MELLO 1994), provienen de un ambiente anóxico de rampa marina carbonatada somera, suave y amplia. La salinidad es confirmada por la presencia de 4-desmethyl C_{30} esterano y por las relaciones de pr/ph, $\delta^{13}C$, de C_{35}/C_{34} homohopanos, hopano/esterano y C_{24} tetracíclico/ C_{23} tricíclico. La influencia carbonatada es sugerida por las relaciones C_{35}/C_{34} homohopanos, C_{29} - C_{30} hopanos, C_{35}/C_{34} hopano y $\alpha\beta\beta / (\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)$ versus $Ts/(Ts + Tm)$, aunque el índice de diasteranos y la relación C_{24} tetracíclico/ C_{26} tricíclico indiquen alguna influencia de material silisiclástico.

Los aceites del campo Taratunich son ligeros (25-35°API y 1.3-1.8%S), con excepción del aceite en el pozo X-20 del bloque Oriental (53°API y 0.3%S), que es un condensado. Son muy evolucionados termicamente, como lo sugieren los valores de pr/n C_{17} y ph/n C_{18} . Las relaciones pr/ph, parafinicidad/heptano, parafinicidad/aromaticidad, parafinicidad/profundidad, C_{29} esteranos $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ C_{29} esteranos $20S/(20S+20R) / Ts/Ts+Tm$, Ro Eq/profundidad del yacimiento y $20S/(20S+20R)C_{29}$ esteranos/profundidad de los yacimientos kimmeridgianos y cretácicos, muestran que los aceites de los yacimientos cretácicos son termicamente más evolucionados que los jurásicos. La relación parafinicidad/profundidad presenta una tendencia inversa, permitiendo establecer la hipótesis de que los yacimientos cretácicos fueron formados por la removilización de los yacimientos jurásicos, o bien por una roca generadora que tuvo dos fases de generación y una migración posterior hacia las brechas cretácicas. La Ro Eq y el % de heptano y de isoheptano indican que los aceites se encuentran en el pico de la ventana de generación, con excepción del pozo X-20, que muestra una evolución térmica maior.

Los compuestos 21-, 24, y 27-norcolestanos comprueban la generación a partir de rocas tithonianas, estas son las facies precursoras mas importantes de los aceites del campo Taratunich. Los valores de isoheptano y de heptano muestran que los aceites fueron formados a partir de kerógeno tipo alifático (I o II), ricos en hidrógeno y con un alto grado de evolución térmica. Los diamantoides indican que no hubo separación de la fase gasosa en los aceites, el análisis de los hidrocarburos ligeros sugiere la ausencia de el fenómeno de fraccionamiento evaporativo.

El estudio de los diamantoides y la parafinicidad (que disminuye a medida que la temperatura de los yacimientos aumenta), indican que los aceites fueron afectados por la evolución térmica de la roca generadora y no por el craqueamiento en el yacimiento, indicando también que los aceites en los yacimientos cretácicos tienen una evolución térmica mayor que la de los yacimientos jurásicos, posiblemente debido a un segundo pulso de generación mas activo, que llenó los yacimientos más someros.

Un modelado tectónico muestra que durante el Tithoniano las fallas suroccidental y nororiental eran normales, debido a la distensión ocurrida durante la abertura del Golfo de México. Los movimientos asociados a la falla suroccidental son mas rápidos que los asociados a la falla nororiental, que se vuelve inversa durante el Cretácico. El análisis de los carbazoles indica que la falla nororiental llenó al yacimiento cretácico y que las fallas noroccidental y suroccidental fueron las rutas de migración para el yacimiento Jurásico. Si existe una compartimentación, esta solo ocurrió entre los dos yacimientos. Los aceites no fueron alterados por biodegradación, pues las parafinas normales de bajo peso molecular estan inalteradas y el compuesto 25 norhopano está ausente. Existe una gran posibilidad de que ocurra la precipitación de asfaltenos en los yacimientos, excepto en el pozo X-20.

Índice

Folha de assinaturas	i
Dedicatória	ii
Agradecimentos	iii
Ficha catalográfica	iv
Resumo	v
Abstract	viii
Resumen	xi
Índice	xiv
I. Introdução	1
I.1 Geoquímica de Reservatórios	1
I.2 Sistemas Petrolíferos de la Sonda de Campeche	2
II. Geologia Regional	4
II.1 Evolução Geológica	5
II.2 Campo de Taratunich	8
II.3 Modelagem Tectônica	9
III. Material e Métodos	10
III.1 Lavagem	10
III.2 Cromatografia Líquida	10
III.3 Cromatografia Gasosa	12
III.4 Cromatografia Gasosa Acoplada à Espectrometria de Massas	13
III.5 Isótopos de Carbono	14
III.6 Espectrofotometria	15
IV. Caracterização Geoquímica dos Óleos	15
IV.1 Propriedades Químicas dos Óleos	16
IV.2 Cromatografia Gasosa	17
IV.3 Cromatografia Gasosa de Compuestos Leves	19
IV.4 Análise de Biomarcadores	21
V. Compartimentação do Campo de Taratunich	26
V.1 Cromatografia Gasosa	27
V.2 Cromatografia Gasosa de Compostos Leves	29

VI.	Processos de Migração.....	35
VI.1	Biomarcadores	36
VI.2	Carbazóis	39
VII.	Precipitação de Asfaltenos	40
VII.1	Generalidades	40
VII.2	Campo de Taratunich	43
VIII.	Considerações finais	44
IX.	Conclusões	46
	Referências Bibliográficas	48

Anexos

I. Introdução

O presente estudo teve o auspício da Petróleos Mexicanos (PEMEX), com o apoio do Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia do México, e supervisão do Centro de Excelência em Geoquímica (CEGEQ) da PETROBRAS no Rio de Janeiro, fazendo parte da programa de Mestrado em Sistemas Petrolíferos da Coordenação de Pesquisa e Pós-graduação em Engenharia (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Tendo como um de seus propósitos a atualização metodológica e a integração da exploração e engenharia de produção petrolíferas, neste trabalho foram utilizadas modernas técnicas da Geoquímica Orgânica para obter a caracterização dos reservatórios do campo de Taratunich, em águas territoriais do Golfo do México, na área conhecida como Sonda de Campeche, que faz parte das bacias do sudeste mexicano. Objetivou-se também reconhecer uma subdivisão dos reservatórios de óleo no campo de Taratunich, a cerca de 96km a NW da Cidade del Carmen, no Estado de Campeche (fig.I.1.1), realizando-se a análise dos processos de alteração dos óleos, e conhecendo-se a história de formação deste campo.

I.1. Geoquímica de Reservatórios

Os objetivos da Geoquímica de Reservatórios estão um pouco adiante do contexto histórico da Geoquímica Orgânica aplicada à exploração petrolífera, que identificava a rocha geradora, avaliava o grau de evolução térmica e calculava o volume de hidrocarbonetos gerados. Os fluidos que se encontram armazenados num reservatório de hidrocarbonetos, sejam eles água, gás ou óleo, apresentam heterogeneidades composicionais, tanto verticais como laterais, cuja origem é objeto de estudo da Geoquímica de Reservatórios, assim como a rota e o armazenamento desses fluidos, o que enriquece sobremaneira as estratégias de exploração, produção e desenvolvimento de campos petrolíferos (ENGLAND e CUBBIT, 1995).

Ainda que a Geoquímica de Reservatórios possa ser considerada como uma subdisciplina das ciências petrolíferas, ela é a ligação entre a Geologia de Petróleo e a

Engenharia de Produção, devendo ser coerente com ambas (LARTER e APLIN, 1995). Dentro dos métodos analíticos utilizados para caracterizar e correlacionar fluidos de um reservatório, há muitas análises de rotina da Geoquímica (tabela I.1.1.) que podem resolver muitos problemas, de modo que sua aplicação à Geoquímica de Reservatórios melhora os métodos disponíveis para a recuperação dos óleos residuais. Assim, seu estudo contribui para o acerto de novas locações de poços, pelo entendimento das rotas dos fluidos, e para a produção petrolífera, pelo conhecimento das variações composicionais ao longo do tempo (KAUFMAN e AHMED, 1990).

Através da análise das características geoquímicas dos óleos do campo de Taratunich e sua interpretação, buscou-se entender os processos pelos quais os óleos preencheram o reservatório, os processos de alteração que afetaram sua composição e a possível compartimentação dos intervalos estratigráficos produtores, assim como estabelecer as direções das rotas de migração e as variações na composição dos óleos depois de seu armazenamento.

Tabela I.1.1: Métodos analíticos utilizados pela Geoquímica de Reservatórios.

Análises das propriedades físico-químicas	Análises da composição molecular e isotópica
grau API	cromatografia líquida
viscosidade	cromatografia gasosa
ponto de escorrimento	CG/EM (biomarcadores)
percentual de enxofre	distribuição de porfirinas
isótopos de carbono	isótopos estáveis de carbono

I.2. Sistemas Petrolíferos da Sonda de Campeche

As bacias do sudeste são as mais importantes das bacias petrolíferas mexicanas (GONZÁLEZ e HOLGUÍN, 1991) e a Sonda de Campeche, ao sul do Golfo do México (fig.I.1.1), é a região mais rica destas bacias. Seus sistemas petrolíferos estão intimamente relacionados à sedimentação e à tectônica regionais. Numa fase distensiva

jurássica, se depositaram as rochas geradoras, e na fase compressiva seguinte, cretácica, as rochas armazenadoras, formando-se também as trapas estruturais. Posteriormente, na fase de separação miocênica, se depositaram as rochas-selo, e, finalmente, na fase distensiva pliocênica, os óleos foram gerados e a coluna toda foi afetada por um diapirismo salino que formou outras trapas estruturais (SANTAMARÍA OROZCO *et al.*, 1994).

Estudos geoquímicos têm mostrado que as principais rochas geradoras são titonianas, fornecendo os hidrocarbonetos armazenados em rochas do Kimeridgiano, do Cretáceo e do Eo-eoceno (MEDRANO *et al.*, 1997). A seqüência estratigráfica titoniana (fig.I.2.1) consiste de lutitos cinzentos a negros e laminados *mudstones* argilosos, depositados em ambiente marinho de plataforma carbonatada (ANGELES AQUINO, 1988). Na área do campo de Taratunich, as fácies orgânicas que caracterizam as rochas geradoras são alginitas e betunitas com freqüentes fragmentos de peixes, típicas de plataformas anóxicas. A porcentagem de carbono orgânico total é de 3.3% e o querogênio é de pobre a bastante rico em hidrogênio.

As rochas reservatórios do campo de Taratunich são neojurássicas e eocretácicas (fig.I.2.1) e correspondem às formações conhecidas como Jurássico Superior Kimeridgiano (JSK) e Brechas do Terciário Paleoceno Inferior - Cretáceo Superior (BTPKS). A formação JSK consiste de *packstones* e *grainstones* oolíticos (impregnados de óleos) com intercalações de lutitos bentoníticos, *mudstones*, *wackstones* oolíticos, dolomitas e arenitos de granulação fina. Possui porosidade intergranular primária e intercrystalina secundária. Onde se encontra dolomitizada, a porosidade é de aproximadamente 5%. As fácies deposicionais variam de mares rasos, restritos e epicontinentais de baixa energia, a plataformas de alta energia (MONROY, 1993). A formação BTPKS é composta por *packstones* e *grainstones* ligeiramente dolomitizados e intercalados por *mudstones*. Nas fraturas e áreas dolomitizadas há óleos viscosos. Com base nos foraminíferos planctônicos e laminações algais presentes na formação, admite-se que esta brecha de talude foi depositada como uma seqüência de carbonatos detríticos e lutitos originados por fluxos de turbidez provenientes da plataforma de Yucatán (WESTERN, 1994). Aparentemente, muito pouco se sabe sobre os intervalos selantes do campo de Taratunich, assumindo-se que sejam os lutitos marinhos próximos (WESTERN, 1994).

II. Geologia Regional

O campo de Taratunich, com cerca de 58km², está situado em uma das mais de 30 estruturas produtoras da plataforma marinha de Campeche, no alto de Akal ou *horst* de Villahermosa, entre as coordenadas geográficas UTM 570 000 - 580 000W e 2 142 000 - 2 147 500N, e entre as isóbatas de 25 e 50m (fig.II.1.1).

Os trabalhos exploratórios na área de estudo se iniciaram em 1982 com a perfuração do poço X-28, pela PEMEX, que não revelou formações produtoras. Porém, em 1989, com o poço X-25 no bloco Oriental do campo de Taratunich, e em 1992, com o poço X-26, no bloco Ocidental, atingiu-se o horizonte produtor jurássico. Os resultados destes trabalhos estão sintetizados em relatórios de poços da PEMEX e por MILLAN (1995).

A história de produção de óleo no campo de Taratunich se inicia em 1982, quando o poço X-28 encontrou uma intrusão salina a 3 127m de profundidade. Sete anos depois, obteve-se mais sucesso na perfuração da área, pois o poço X-25, ao atingir as rochas kimeridgianas, iniciou sua produção com 2 045b/d de óleo com 32^aAPI e 22 600m³/d de gás. Em 1992, o poço X-26 atingiu um grande corpo salino sob as rochas jurássicas, produzindo delas 5 800b/d de óleos com 33^aAPI e 419 145m³/d de gás, de rochas mesocretácicas 2 140b/d e 62 786m³/d, e das rochas BTPKS 2 543b/d de óleo e 227 224m³/d de gás.

Com esse sucesso exploratório, decidiu-se perfurar o poço X-24 no bloco Nororiental do campo, resultando produtor ao atingir rochas kimeridgianas, com produções iniciais de 373b/d de óleo, 85 244m³/d de gás e 148b/d de água para o intervalo inferior (4 375-4 390m) e de 6 264b/d de óleos e 85 811m³/d de gás para o intervalo superior (4 290-4 300m). Até 1995 perfuraram-se 13 poços de desenvolvimento no campo de Taratunich, com uma produção média de 3 200b/d de óleo.

De 1993 a 1994, a *Western Atlas International* tinha um convênio com a PEMEX, para realizar a caracterização dos reservatórios de Taratunich, o que resultou no modelamento 3D para simulação de fluxo de fluidos nos reservatórios. Em 1996, o grupo interdisciplinar Taratunic/Batab, da região marinha sudoeste da PEMEX, apresentou um detalhado estudo sobre a história da produção do campo e sugestões de melhoria para sua produção (tabela II.2.1)

II.1. Evolução Geológica

A Sonda de Campeche é a província petrolífera mais importante do México, localizada a cerca de 80km a leste da península de Yucatán, entre as isóbatas de 20 e 200m (fig.I.1.1). A coluna sedimentar conhecida nesta região está representada por rochas do Mesojurássico (Caloviano?) até o Holoceno (fig.I.1.1). Como resultado de mudanças no regime tectônico e de flutuações eustáticas do nível do mar, é possível reconhecer três seqüências deposicionais (PIMIANTA *et al.*, 1995): do Jurássico (evaporitos, terrígenos e carbonatos), de Cretáceo (com predomínio de carbonatos sobre terrígenos), e do Terciário (com predomínio de terrígenos sobre os carbonatos).

A história tectônica regional está relacionada à abertura do Golfo do México, associada a eventos ocorridos durante o Neotriássico-Berriassiano (PINDELL, 1985) ou Neotriássico-Neojurássico (ROSS e SCOTESE, 1988; SAWYER *et al.*, 1991). No Cretáceo, a bacia esteve sujeita a processos de esfriamento cortical, mudanças do nível do mar e movimentos halocinéticos locais, quando a Orogenia Laramide mudou seu regime sedimentar. No início do Terciário, um episódio compressivo no sudeste do México (Sierra de Chiapas) produziu a principal estruturação confinante de hidrocarbonetos da Sonda de Campeche, pelo 'descolamento' dos evaporitos jurássicos. A partir do Neomioceno, se instala na bacia um sistema extensional por gravidade e de subsidência por saída de sal, formando as fossas de Macuspana e de Comalcalco no Plio-Holoceno (PIMIANTA *et al.*, 1995).

A abertura do Golfo do México ocorreu em quatro fases (PINDELL, 1985; MENESES, 1987; SALVADOR, 1987; ROSS e SCOTESSE, 1988; SAWYER *et al.*, 1991):

1) Fase de rifting inicial (Neotriássico-Eojurássico): com a propagação da abertura do Atlântico Central produziu-se, por extensão intracontinental, grábens limitados por falhas lítricas e preenchidos por sedimentos não marinhos e vulcânicos. O Triássico está representado por arenitos e limonitas de até quase 1000m de espessura de ampla distribuição nas áreas emersas do sudeste mexicano, mas ainda não cortadas por nenhum poço submarino.

2) Fase de rifting com afinamento crustal (Mesojurássico): nas margens da bacia houve um afinamento moderado (crosta transicional espessa) e no centro, maior (crosta transicional fina). Sobre a área da atual península de Yucatán, carbonatos e limonitas foram depositados sobre plataformas rasas, e argilas sobre as partes mais profundas. No Mesojurássico, as ingressões marinhas vindas do Pacífico e a alta evaporação originaram significativas espessuras salinas sobre a área central da bacia.

3) Fase de formação da crosta oceânica (Neojurássico): a instalação de uma dorsal na parte central do Golfo do México separou o sal de Luonan do da Sonda de Campeche. Esta ficou sujeita a transgressões marinhas com curtos períodos regressivos, depositando-se então grandes espessuras de evaporitos, terrígenos e carbonatos sobre as rampas oxfordo-kimeridgianas. O golfo continuou isolado do Atlântico, mantendo conexão intermitente com o Pacífico pelo sudoeste de Yucatán. No Titoniano, a elevação do nível do mar transformou a rampa clástico-carbonatada em mar aberto, quando provavelmente se instalaram condições anóxicas no fundo, por alta produtividade da biota planctônica. Se desenvolveu também um sistema de falhas lítricas que deslizaram por gravidade pelo sal em resposta à subsidência termal do centro da bacia. As seqüências depositadas neste período (fig.I.2.1) correspondem a *mudstones*, arenitos, evaporitos e calcários oxfordianos (cerca de 83m de espessura) de ambiente marinho raso e aberto; terrígenos e carbonatos oolíticos kimeridgianos (de 400 a 900m de espessura) depositados em bancos de plataforma de mar aberto; e *mudstones* calcários titonianos (cerca de 85m de espessura) de mar aberto. No campo de Taratunich, as rochas armazenadoras (*packstones* e *grainstones* de oolitos) são neokimeridgianas, e as mais importantes geradoras (lutitos calcários) são titonianas.

4) Fase de subsidência (Cretáceo): é uma fase de franca estabilidade tectônica. A subsidência diferencial na bacia e a grande transgressão marinha cretácica do Atlântico

Central que cobriu quase todo o México nesta fase, formou amplas plataformas carbonatadas (com até 500m de espessura) com pronunciados bordos de charneiras entre as crostas transicionais espessa e fina (formadas na fase 2). Durante o mesocretáceo, a região de Campeche sofreu movimentos verticais nas zonas dos domos e diápiros de sal que preservou parte da coluna sedimentar, enquanto que na de Yucatán, provavelmente por sua topografia pronunciada e um recuo do mar, ocorreram os fluxos turbidíticos de talude que formaram as BTPKS. No Neocretáceo depositaram-se carbonatos de plataforma, posteriormente dolomitizados. Do Cretáceo podem ser reconhecidas seis unidades litológicas: anidritas, dolomitas e *mudstones-wackstones* com organismos bentônicos; dolomitas; *mudstones-wackstones* com planctônicos; *mudstones-wackstones* bentoníticos com planctônicos; brechas calcáreas dolomitizadas (BTPKS); e margas. As brechas constituem os reservatórios cretácicos do campo de Taratunich, sendo de idade campano-maastrichtiana, alcançando ocasionalmente o Eopaleoceno.

Fin do o Cretáceo, tectonismo relacionado à Orogenia Laramide provocou a mudança do regime de sedimentação, de carbonático para terrígeno. É provável que o magmatismo que produziu o arco das Grandes Antilhas forneceu grande parte do material bentonítico da seqüência eoterciária da Sonda de Campeche. A bacia deve ter sofrido maior subsidência, como resposta isostática aos levantamentos ocorridos no ocidente mexicano. Movimentos halogênicos, que ocorreram do Oligoceno ao Eomioceno, condicionaram a condensação ou a erosão do registro sedimentológico meso- e neo-oligocênico na região. Ao constituir-se a Sierra de Chiapas, a Sonda de Campeche, que possuía um relevo submarino de altos estruturais com suaves encostas, começou a receber uma alta taxa de sedimentação que, por gravidade e subsidência halogenética, reativou as falhas lítricas, formando as bacias de Macuspana e Comalcalco.

O Terciário se caracteriza por ser uma fase de margem passiva, com predomínio de sedimentação clástica de terrígenos até o final do Mioceno, quando o mar começou a regredir, aumentando o depósito de areias durante o Plio-pleistoceno. Os sedimentos terciários de até 3 600m de espessura formam a cobertura selante do campo de Taratunich. No Paleoceno depositaram-se cerca de 150m de brechas e lutitos calcáreos

bentoníticos batiais, que se constituem importantes reservatórios, ainda que de menor porosidade do que os cretácicos.

Assim, pode-se resumir as várias fases tectônicas ocorridas na região da Sonda de Campeche (ANGELES AQUINO, 1988) da seguinte maneira:

- 1) no Jurássico: distensiva;
- 2) no Neocretáceo/Eoterciário: compressiva, refletida pelas brechas calcáreas;
- 3) no Mioceno: abertura, quando se formam as trapas estruturais;
- 4) no Plio/Pleistoceno: distensiva; e
- 5) no Neomioceno/Plioceno: de carga litostática.

II.2 Campo de Taratunich

O campo de Taratunich situa-se geomorfologicamente no alto de Akal, delimitado por duas depressões terciárias: a bacia de Macuspana, a leste, e a bacia de Comalcalco, a oeste (SANTAMARÍA OROZCO *et al.*, 1994). A área estudada corresponde a uma anticlinal alongada, de orientação NW50°SE, limitada a NE e SW por duas falhas inversas com mergulhos a SW e NE, respectivamente, paralelas ao seu eixo principal. O núcleo da anticlinal corresponde aos evaporitos oxfordianos (WESTERN, 1994).

Estruturalmente o campo de Taratunich compreende três blocos produtores: o Ocidental, o Oriental e o Nororiental (fig.II.1.1). Os reservatórios kimeridgianos (tabela II.4.1a), de porosidade entre 2 e 13%, estão afetados em sua porção central por um domo salino (que corta até rochas eocretácicas) que os separa nos blocos Ocidental e Oriental. Os reservatórios cretácicos (tabela II.4.1b), com porosidade entre 5 e 15%, têm como principal feição tectônica duas falhas normais, paralelas entre si e perpendiculares às falhas inversas, com mergulhos para E e W (WESTERN, 1994).

Os óleos analisados são leves, com °API entre 25.3 e 36.5°, percentual de enxofre entre 1.21 e 1,83%, e isótopos de carbono $\delta^{13}\text{C}$ entre -27.34 e -28.14‰. Exceção encontra-se nos óleos do poço X-20, que mostraram 53.6°API, característico de óleos condensados, e 0.15% de enxofre (tabela II.4.2; MALDONADO e TRINDADE, 1998).

II.3. Modelagem Tectônica

Para o estudo da evolução geológica do campo de Taratunich se utilizou o programa RECON (versão 1.0), desenvolvido pela PETROBRAS, e que reconstrói seções geológicas em terrenos extensionais e verifica sua consistência estrutural. O programa se baseia numa estrutura de dados que permite o manejo de uma seção geológica orientada por camadas e blocos (BENDER, 1992).

As técnicas padrões de balanceamento de massas foram utilizadas para limitar a interpretação estrutural da geometria do subsolo (BALLY *et al.*, 1966). A seção geológica a ser balanceada deve integrar o maior número de informação: dados de poços, de geofísica, de geologia de superfície e toda a informação fora da seção geológica que deveria ser projetada para dentro dela. A seção também deve ser selecionada paralelamente ao deslocamento ou à direção do movimento, de tal forma que a quantidade de material que entra na seção deve ser igual a que sai. A seção balanceada deve ser tanto admissível, porque tem estruturas geológicas reais (visíveis num afloramento ou numa seção sísmica), como viável, porque pode ser restaurada a um estado indeformado (BENDER, 1992).

Para a realização da seção balanceada no campo de Taratunich (fig.II.3.1) se utilizou um mecanismo de deformação simples, com ângulo de retrodeformação de 90°, que permite reconstruir a posição original das camadas ao transladá-las ou rotá-las. Não se realizou a etapa inicial de descompactação porque a seqüência litológica é bastante homogênea, não afetando a reconstrução estrutural. A reconstrução das seis seções do corte B-B' (fig.II.1.1) mostra que durante o Titoniano o movimento dos blocos adjacentes às falhas sudoeste e nordeste que limitam ao campo eram normais, e que afetaram também as rochas depositadas no JSK (fig.II.3.2), como resultado dos esforços distensivos ocorridos durante a abertura do Golfo do México. A seção rerepresentativa do movimento ocorrido durante o Eocretácico (fig.II.3.3) mostra que a falha sudoeste se mantém como uma falha normal, enquanto que a nordeste torna-se inversa, assim ficando até o início do Neocretácico (fig.II.3.4). Estas feições estão associadas aos movimentos transcorrentes pre-Laramide que ocasionarão o levantamento da Sonda de Campeche. Em todas as seções balanceadas se observa que os movimentos associados à

falha sudoeste são mais rápidos, pois as camadas próximas a ela mostram maior grau de deformação.

Assim, as diferentes etapas tectônicas que afetaram a Sonda de Campeche podem ser sumariadas com as fases: 1) distensiva para o Jurássico; 2) compressiva para o fim do Cretáceo-início do Terciário; 3) de separação para o Mioceno; 4) distensiva para o Plio-Pleistoceno; 5) halocinética para o Eomioceno-Plioceno, ocasionando a mudança da falha sudoeste de normal para inversa.

III. Material e Métodos

No presente trabalho, foram analisadas 13 amostras de óleo (dois do bloco Nororiental, cinco do Oriental e seis do Occidental, assim como oito do JKS e cinco do BTPKS) coletadas nos intervalos produtores e 44 amostras de 15 testemunhos (seis do bloco Nororiental, quatro do Oriental e 34 do Occidental) de rochas reservatórios. Foram utilizadas diversas técnicas analíticas da Geoquímica do Petróleo, descritas a seguir de modo resumido, conforme a rotina de trabalho dos laboratórios do Centro de Excelência em Geoquímica da Petrobras.

III.1. Lavagem

A lavagem das amostras de testemunhos consiste em submeter a amostra inteira (se não muito porosa) com diclorometano ao aparelho de ultrasson por 10min. Se a amostra for muito porosa, como os arenitos, fragmenta-se e peneira-se, selecionando os pedaços com mais de 4.76mm para serem submetidos ao mesmo processo acima descrito. Esta operação deve ser repetida quantas vezes forem necessárias para obter uma mostra representativa para análise.

III.2. Cromatografia Líquida

A extração do betume é um pré-requisito para todas as análises cromatográficas. Para realizá-la, utilizou-se cerca de 100g de amostra com alto conteúdo de matéria orgânica, pulverizada e peneirada a 60 *mesh*. A extração consistiu em submeter a amostra ao

refluxo de um solvente orgânico (como o diclorometano) por um período de 24 a 72h, fazendo com que o betume solubilizado se acumulasse num balão de vidro.

Assim, colocou-se a amostra num cartucho poroso de celulose, juntando-a com 200ml de diclorometano e *pellets* de vidro num balão de vidro. Acoplou-se então esse balão a um extrator tipo *soxhlet*, que é um equipamento que permite que um solvente orgânico percole a amostra dentro de um cartucho e leve, através de um sifão, o betume extraído para outro balão de vidro. O balão foi mantido a 40°C (que é o ponto de ebulição do diclorometano), para que o solvente fosse reciclado ao evaporar e transferido para novamente percolar o cartucho com a amostra. Posteriormente, filtrou-se o extrato com o solvente em um papel de filtro, e concentrou-se em um evaporador rotatório a uma temperatura abaixo de 40°C, para que o solvente fosse eliminado. Colocou-se então o extrato num frasco de vidro de 6ml previamente pesado, para permitir assim o cálculo do peso do extrato por diferença.

A cromatografia líquida permite separar as frações constituintes dos óleos e extratos orgânicos em saturados ou alifáticos (parafinas lineares, ramificadas ou cíclicas), aromáticos, e compostos polares ou hetero-atômicos (resinas e asfaltenos). O princípio deste método é o de que, num meio inorgânico (fase estacionária), os compostos orgânicos com polaridades características são eluídos por solventes (fase móvel) de polaridade semelhante às suas.

A separação das frações foi realizada numa coluna capilar preenchida por 1cm de cobre coloidal na base e 10cm de sílica gel ativada (230-400 *mesh*) no topo, na qual foi soldado um balão de 50ml. Na base do capilar encontra-se outro balão, com capacidade de 250ml, sucessivamente substituído. Solubilizou-se parte do betume extraído das amostras com diclorometano e adicionou-se sílica até formar um granulado que, após a evaporação do solvente, foi transferido para a coluna cromatográfica. Para a solubilização de suas frações, a coluna foi percolada sucessivamente por 30ml de *n*-hexano, 22,5ml de solução de *n*-hexano e diclorometano, e 30ml de metanol, ficando cada uma delas armazenada em um balão de 250ml. A concentração das frações foi efetuada por um rotovaporizador a temperatura ambiente, e a evaporação dos solventes foi obtida em banho-maria sob o fluxo de nitrogênio. Finalmente transferiu-se as frações para vidrinhos previamente pesados (pois a massa de cada fração é dada pela

diferença das massas do vidro+amostra e do vidro vazio) e calculou-se o percentual da massa de cada fração em relação a massa total de betume analisado.

III.3. Cromatografia Gasosa

A Cromatografia Gasosa (CG) possibilita uma separação mais refinada dos compostos orgânicos de uma rocha ou óleo, e seus resultados são observáveis em um cromatograma que mostra a distribuição das parafinas e de biomarcadores. Nos cromatogramas, as parafinas normais (cadeias lineares) são geralmente representadas pelos picos predominantes, e as isoparafinas (cadeias ramificadas) e cicloparafinas aparecem como numerosos picos entre as parafinas normais.

Injetou-se no cromatógrafo a gás modelo HP 6890A da Hewlett-Packard, 1µl de fração de saturados diluída com iso-octano (na proporção de 1mg de amostra por 250µl de solvente). No cromatógrafo, equipado com FID e um injetor *split-splitless* mantido a 300°C, cada família de moléculas foi vaporizada e misturada com o gás hélio, na velocidade de 50cm/s a 40°C (gás de arraste inerte). Essa mistura gasosa percolou uma coluna capilar de metilsilicone J&W DB1, de 30m de comprimento e 0,25mm de diâmetro interno, com a superfície interna recoberta por uma película (com 0,25µm de espessura) de um líquido não volátil (fase estacionária), e ID de 0.32mm. A medida que as moléculas orgânicas se movem pelo capilar, elas são repetidamente retidas e liberadas pelo líquido, cada qual num determinado grau. As moléculas que possuem cadeias de carbono mais longas ou mais anéis de carbono ficam retidas por mais tempo, pois são menos voláteis. A programação de temperatura utilizada abrangeu o intervalo de 40°C a 320°C, numa taxa de 4°C/min. À saída da coluna capilar, as moléculas foram detectadas por um detector por ionização em chama de hidrogênio, mantido a 320°C, pois emergem em diferentes tempos. A magnitude da corrente iônica resultante foi plotada num cromatograma, onde cada pico indica a proporção de moléculas com um dado número de átomos de carbono. O sinal gerado pelo cromatógrafo foi processado pelo sistema de automação laboratorial HP 3350A. Na cromatografia *whole oil*, para comparar, se selecionam os picos desconsiderando-se as parafinas. A seleção se realiza entre átomos de carbono C₈-C₃₀ dos mesmos picos em todos os cromatogramas.

Para analisar os hidrocarbonetos leves, 50 a 100mg de óleo diluído em diclorometano é injetado numa coluna de alta resolução HP-PONA com 50m de comprimento, uma película de 0,5 μ m e ID de 0.2mm, do mesmo cromatógrafo. A programação de temperatura utilizada abrangeu o intervalo de 40°C a 270°C, numa taxa de 1°C/min até 100°C, e depois a 6°C/min. A corrida dura 2h, permitindo quantificar cada pico identificado como a relação percentual entre o peso do composto e do *whole oil*.

III.4. Cromatografia Gasosa Acoplada à Espectrometria de Massas

Como o cromatograma não revela a estrutura de uma molécula ou mesmo sua massa, é necessário recorrer à cromatografia gasosa acoplada à espectrometria de massas (CG-EM). Tendo em vista que as moléculas de um grupo de compostos se fragmentam num íon característico, pode-se monitorá-las seletivamente, obtendo-se perfis de distribuição para um íon com uma determinada razão massa/carga (m/z), conhecidos como fragmentogramas ou cromatogramas de massa.

Foi utilizado um cromatógrafo a gás HP 5890A equipado com um injetor *split-splitless* acoplado um espectrômetro de massa HP 5970 MSD. A coluna capilar de sílica fundida usada foi de fenil-metilsilicone tipo DB5, com 30m de comprimento e 0,25mm de diâmetro interno, e o filme da fase estacionária teve 0,25 μ m de espessura. O injetor foi mantido à temperatura de 290°C. Como gás de arraste foi empregado o hélio, numa velocidade de 50cm/s a 40°C. A programação de temperatura utilizada foi de 70-190°C a 30°C/minuto e de 190-310°C a 1,5°C/minuto. A interface entre o cromatógrafo e o espectrômetro teve sua temperatura mantida em 315°C. Injetou-se no cromatógrafo 1mg da fração de hidrocarbonetos saturados do extrato orgânico diluída em 100 μ m de *n*-hexano. Após a separação das moléculas pelo cromatógrafo, elas foram submetidas à ionização, de modo a serem quebradas e formarem íons de diferentes massas. No espectrômetro, a ionização foi por impacto de elétrons (energia dos elétrons de 70eV). Os íons assim formados entraram então no analisador de massas (quadrupolo), onde foram separados de acordo com sua razão massa/carga, e finalmente detectados através de um multiplicador de elétrons. O modo de operação por monitoramento seletivo de íons ocorreu a uma velocidade de varredura de 0,5 scan/s. Os íons monitorados seletivamente variaram de m/z 43 a m/z 482. A corrida cromatográfica durou 90min, ao longo da qual o sistema de dados armazenou ciclicamente as intensidades dos sinais

gerados pelo espectrômetro de massas, correspondentes ao conjunto de íons característicos dos biomarcadores selecionados.

Os dados foram processados usando um sistema de dados HP1000 A400. A identificação dos picos foi realizada por interpretação do espectro de massas e do tempo de retenção. Os cálculos das razões entre compostos foram efetuados sempre que possível com as áreas dos picos presentes nos fragmentogramas, calculadas pelo sistema de aquisição de dados HP1000. Nos casos em que as integrações de áreas dos picos apresentaram problemas na definição da linha de base, foram medidas as alturas dos picos para cálculos das razões de biomarcadores.

III.5. Isótopos de Carbono

A razão isotópica do querogênio dos sedimentos é resultante da composição isotópica original e da pressão do CO₂ da fotossíntese, tipo de organismo fotossintetizador, da produtividade e preservação orgânicas, e de processos sin- e pós-deposicionais, como a oxidação e a diagênese. A razão isotópica é expressa na notação delta em partes por mil, usando-se o padrão internacional PDB (do esqueleto dos belemnites da formação Pee Dee na Carolina do Sul, Estados Unidos). A notação delta é definida pela relação $\delta^{13}\text{C} = (\text{Ra} - \text{Rp}) / \text{Rp} \times 10^3$, onde Ra e Rp referem-se às relações $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ da amostra e do padrão, respectivamente. Os valores medidos portanto representam o desvio em relação ao padrão internacional.

A medida da razão $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ foi realizada em amostras sob a forma gasosa, isto é, na forma de CO₂. Primeiramente as amostras foram oxidadas em linhas de vácuo com um fluxo contínuo de oxigênio a 900°C. A seguir, os gases obtidos (CO₂ e CO) foram purificados seguindo três etapas de: oxidação completa em forno com óxido de cobre catalítico a 400°C; retirada do vapor de água através da passagem por um retentor de umidade com gelo seco e álcool; e remoção do enxofre em dióxido de manganês. A análise da composição isotópica foi efetuada injetando-se o CO₂ obtido em espectrômetros de massas Finnigan MAT, modelos 252 e Delta-E, que forneceram digitalmente o resultado da razão isotópica $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ na notação $\delta^{13}\text{C}$.

III.6. Espectrofotometria

Para descrever reservatórios com potencial de precipitação de asfaltenos o CEGEG desenvolveu um método pelo qual se determina o ponto de início de floculação (agregação de asfaltenos ou ONSET), por observação ótica e espectrofotométrica. A parte ótica inicial consiste na observação de uma pequena amostra da mistura ao microscópio petrográfico Zeiss, com ampliação de 100x. A parte espectrofotométrica consiste na **absorvância** de uma mistura de óleo com *n*-heptano quando começam a precipitar os asfaltenos. Antes da floculação, se adiciona um floculante de baixa **absorvância** para provocar uma caída na **absorvância** da mistura. Depois de alcançar o ponto de floculação, se formam inumeráveis partículas de asfaltenos que impedem a passagem da luz, pelo que a floculação corresponde ao ponto mínimo na curva representada num gráfico de **absorvância versus** diluição. Uma vez alcançado o valor ONSET, começa o proceso de sedimentação, cujos valores são obtidos ao medir a variação sofrida na **absorvância**, desde que se começa a agitar a amostra até 5min depois de entrar em repouso (NEVES, 1988). Para o cálculo do ONSET se utilizou um espectrofotômetro Shimatzu modelo UV-240, com um comprimento de onda de 850nm e um balde de quartzo com 1mm de caminho ótico.

Os métodos não descritos mas que foram utilizados neste trabalho podem ser encontrados em MELLO et al., 1988, TISSOT Y WELTE, 1989, PETERS Y MOLDOWAN, 1993.

IV. Caracterização Geoquímica dos Óleos

Os óleos do campo de Taratunich foram estudados por análise elemental, cromatografia gasosa, CG/EM e isótopos de carbono, sendo possível classificá-los com suas características químicas, cromatográficas e de biomarcadores, para estabelecer sua origem e quantificar seu grau de evolução térmica.

IV.1 Propriedades Químicas dos Óleos

Os óleos do campo de Taratunich estão representados num diagrama ternário (fig.IV.1.1), que mostra suas composições relativas nas frações de saturados (ou alcanos e cicloalcanos, ou naftenos), aromáticos e compostos NSO (resinas e asfaltenos). Os óleos situam-se apenas na parte superior do triângulo, mostrando uma tendência para os hidrocarbonetos saturados que, de acordo com a classificação de TISSOT (1984), correspondem ao tipo parafínico. São compostos, portanto, por hidrocarbonetos leves, de alta viscosidade a temperatura ambiente (devido ao alto conteúdo de *n*-alcanos), pois, a temperaturas ligeiramente mais elevadas (35-50°C), sua viscosidade é normal.

Os valores de enxofre são em geral maiores do que 1%, com exceção do poço X-20 que, devido a sua evolução térmica, tem este valor diminuído (tabela IV.1.1). Estes valores estão de acordo com a geração de óleo em ambiente carbonatado, pois o enxofre em lodos argilosos (onde o ferro é em geral abundante) se combina com o ferro para formar hidrotroilita e troilita, que são lentamente convertidos em pirita, e em lodos carbonatados (onde o ferro é bem menos comum), se combina principalmente com a matéria orgânica. A incorporação maciça de enxofre aos sedimentos de ambientes restritos, com a água do fundo saturada em H₂S, pode levar à subsequente recombinação com a matéria orgânica durante o final da diagênese, explicando assim o origem do petróleo rico em enxofre formado durante a catagênese (TISSOT e WELTE, 1984).

Os principais constituintes químicos das plantas terrestres são isotopicamente mais leves do que os das plantas marinhas (SILVERMAN, 1967; GALIMOV, 1973), o que reflete a composição isotópica da fonte de carbono para a fotossíntese: os vegetais marinhos utilizam os complexos carbonatados das águas, e os terrestres, o dióxido de carbono atmosférico, com menor $\delta^{13}\text{C}$. Os isótopos de carbono também podem ser afetados pela produtividade orgânica e anoxia (FREEMAN, 1990). Os dados isotópicos dos óleos do campo de Taratunich mostram valores entre $-27,34\text{‰}$ e $-28,14\text{‰}$, o que permite inferir uma origem marinha.

O °API mostra a evolução térmica dos óleos, e seus valores para os óleos no campo de Taratunich (tabela IV.1.1) estão entre 25.3 e 36.5°, exceto no poço X-20 do bloco Occidental, que apresenta um valor de 53.6°, classificando-se como um óleo condensado. O óleo deste poço, leve, maturo e não biodegradado, indicaria que pode ter sido formado por um pulso de geração da rocha-mãe numa etapa de alta evolução térmica ou ser proveniente do fracionamento evaporativo de um óleo mais profundo.

Assim, com base nas principais propriedades dos óleos do campo de Taratunich, é possível afirmar que se tratam de óleos leves, com alta evolução térmica, provenientes de matéria orgânica depositada em ambiente marinho (MALDONADO e TRINDADE, 1998).

IV.2 Cromatografia Gasosa

Nos cromatogramas de CG, as parafinas normais (cadeias lineares) são os picos dominantes. As isoparafinas (cadeias ramificadas) são os numerosos picos entre as parafinas normais, sendo as mais importantes, do ponto de vista geoquímico, o pristano e o fitano. E as cicloparafinas se apresentam como picos entre as parafinas normais.

A distribuição das parafinas normais indica a origem da matéria orgânica de um óleo (MELLO e TRINDADE, 1997): os de origem continental apresentam o predomínio de parafinas mais pesadas ($n\text{-C}_{15}$ a $n\text{-C}_{25}$) e um comportamento bimodal em sua representação cromatográfica, enquanto que os de origem marinha mostram a abundância de parafinas de peso molecular mais baixo ($n\text{-C}_{12}$ a $n\text{-C}_{17}$). O predomínio de parafinas com carbonos ímpares ou pares em relação a sua contraparte (indicadores de salinidade), a relação pristano/fitano e a presença de certos compostos, como $i\text{-C}_{25}$, $i\text{-C}_{30}$ e β -carotano, são também indicadores ambientais. A distribuição das parafinas, a frequência relativa das isoparafinas, as relações pristano/ C_{17} e fitano/ C_{18} e a abundância de biomarcadores são utilizados como indicadores de evolução térmica, tanto em extratos orgânicos como em óleos (MELLO e TRINDADE, 1997).

Os cromatogramas obtidos dos óleos do campo de Taratunich mostram que eles são termicamente muito evoluídos, pois as parafinas de alto peso molecular (C_{15}^+) foram craqueadas por causa da temperatura, e os isoprenóides têm baixos valores de pr/nC_{17} e ph/nC_{18} (tabela IV.2.1; Anexo 1). Não é possível observar uma predominância das parafinas ímpares ou pares devido a alta evolução térmica dos óleos e extratos de rocha, dificultando a determinação da salinidade por CG. Entretanto, estes últimos foram contaminados pelo lodo utilizado na perfuração. É possível observar também que todas as amostras apresentam características cromatográficas similares: a predominância de n -parafinas de baixo peso molecular, o que indica uma alta evolução térmica e a ausência de biodegradação. No poço X-20 se observa a maior evolução térmica, tanto que os biomarcadores são raros.

Os dados de cromatografia e as análises dos elementos Ni/V, enxofre e isótopos sugerem um ambiente marinho carbonatado para as rochas geradoras dos óleos estudados.

O pristano ($i-C_{19}$), o fitano ($I-C_{20}$) e outros isoprenóides menores são derivados da cadeia de clorofila de seres fototrópicos (fig.IV.2.1), ainda que as arqueobactérias sejam também mencionadas (CHAPPE *et al.*, 1982; GOOSENS *et al.*, 1984). A relação entre pristano e fitano é geralmente usada para indicar o potencial óxido-redutor da rocha geradora porque são facilmente quantificáveis utilizando a CG (PETERS e MOLDOWAN, 1993; DIDYK *et al.*, 1978), ainda que não seja recomendável utilizá-la como indicador paleoambiental isolado (TEN HAVEN *et al.*, 1987). Relações pr/ph menores do que a unidade indicam que a matéria orgânica que originou os óleos foi depositada em ambiente anóxico, particularmente quando é acompanhada por um alto percentual de enxofre e de porfirinas. Em amostras com baixa evolução térmica, esta relação não é recomendada como parâmetro para descrever paleoambientes (VOLKMAN, 1988). Para amostras dentro da janela de geração de óleo, a alta relação pr/ph (>3.0) indica a presença de matéria orgânica terrestre sob condições óxicas, e valores baixos (<0.6), um ambiente anóxico (em geral, ambiente hipersalino).

No campo de Taratunich, os óleos kimeridgianos têm uma relação pr/ph entre 0.75 e 0.97, enquanto que para os óleos das brechas cretácicas está entre 0.75 e 1.17. Assim,

pode-se concluir uma possível origem marinha, sugerindo que os óleos dos reservatórios BTPKS se encontram termicamente mais evoluídos do que os dos JSK. As condições anóxicas estão indicadas pelos valores da relação menores do que a unidade.

IV.3 Cromatografia Gasosa de Compostos Leves

Os óleos são produtos naturais com milhares de compostos individuais presentes em níveis percentuais ou em partes por milhão. Muitos deles fornecem informações sobre os mecanismos geológicos que influíram nas características atuais dos óleos, como uma 'digital cromatográfica' típica (KAUFFMAN e AHMED, 1990). Entre estes mecanismos se encontram a segregação gravitacional (CREEK e SCHRADER, 1985), a degradação em contato água/óleo (DAHL e SPEERS, 1985) e os efeitos por migração (ENGLAND e CUBBIT, 1995).

Para correlacionar óleos leves geralmente se utilizam parâmetros físico-químicos, como °API, conteúdo de enxofre, vanádio e níquel, e composição isotópica do carbonos estáveis. Também se utiliza a CG e análise de biomarcadores (CG-EM). As concentrações de hidrocarbonetos leves podem ser determinadas a partir da CG em *whole oil*, sem nenhum tratamento anterior (TEN HAVEN, 1996). Os hidrocarbonetos leves ajudam a estabelecer correlações entre condensado-condensado e condensado-óleo, mostrando misturas, auxiliando na interpretação ambiental da rocha geradora (TEM HAVEN, 1996) e na estimativa do grau catagenético dos sedimentos e, em certos casos, dos óleos (THOMPSON, 1983).

MANGO (1990) propõe o 'esquema pai-filho' (tabela IV.3.2) para analisar óleos homólogos, com base na invariabilidade das relações de isoheptanos e dimetilciclopentanos (relação das somas nas concentrações (2metilhexano+2,3-dimetilpentano) / (3-metilhexano+2,4- dimetilpentano), utilizada nas correlações óleo-óleo e especialmente óleo-condensado, pois nestes os biomarcadores são difíceis de detectar (fig.IV.3.1; tabela IV.3.1). A Figura IV.3.1 mostra a relação entre P_3 versus $(P_2 + N_2)$ dos óleos do campo de Taratunich, indicando uma origem comum para os hidrocarbonetos, pois se observa que os parâmetros guardam uma relação linear. Na Tabela IV.3.1 se observa que K_1 em todas as amostras tende a 1, o que, de acordo com

MANGO (1990), está em desequilíbrio termodinâmico, propondo um processo catalítico de *steady state* para explicar a origem dos hidrocarbonetos leves no petróleo.

Foram estabelecidos os termos ‘valores de heptano’ e ‘valores de isoheptano’ para avaliar a parafinicidade, ou seja, a relação entre parafinas normais a naftenos e parafinas ramificadas a naftenos, em termos de temperatura dos estratos, pois fornecem índices da catagênese ocorrida (THOMPSON, 1979). Os parâmetros de parafinicidade aumentam a medida que a temperatura do reservatório aumenta, mas nos óleos de Taratunich se observa o inverso (fig.IV.3.2). Assim, se conclui que os óleos dos reservatórios menos profundos, pertencentes a BTPKS, se encontram em estado de evolução térmica maior do que os dos reservatórios JSK, possivelmente devido a um segundo pulso de geração, mais ativo, que encheu os reservatórios cretácicos, uma vez que os mais profundos foram completados ou alcançaram o *spill point* ou ponto máximo de enchimento de um reservatório (MALDONADO e TRINDADE, 1998).

Os valores de isoheptano *versus* temperatura do reservatório permitem definir que nos poços X-11, X-20 e X-23 do bloco Oriental os óleos BTPKS e JSK mostram uma tendência inversa (figura IV.3.2), assim como os JSK do bloco Occidental. Como a parafinicidade deve aumentar com a temperatura, a ocorrência inversa é indicadora de que os óleos provavelmente foram afetados pela evolução térmica da rocha geradora e não pelo craqueamento térmico durante seu armazenamento num reservatório inferior.

Os óleos parafínicos (tabela IV.3.4) são ricos em gasolinas (com 35 a 45°API), dependendo provavelmente dos conteúdos de enxofre e residual. Um óleo maturo que continua sendo aquecido sofre uma considerável transformação térmica, o que favorece a abertura dos anéis e o rompimento das cadeias. Considerando que somente as rochas maduras liberam óleo, esta geração liberará óleo parafínico, sendo limitada por temperaturas superficiais. A maiores profundidades e em um reservatório aquecido (138°C-149°C), estes óleos são transformados em óleos maturos ou supermaturos. Estes resultam de uma prolongada transformação térmica e de uma gaseificação substancial (destruição), ocorrendo nos reservatórios que tenham alcançado altas temperaturas e níveis catagenéticos (THOMPSON, 1979).

Os óleos biodegradados são aqueles que apresentam pequenas proporções de gasolina de natureza naftênica, ricas em asfalto e enxofre. Os hidrocarbonetos leves de óleos biodegradados imitam os de sedimentos imaturos ($>149^{\circ}\text{C}$), diferindo pela presença de 2,2-dimetilbutano (neohexano), preservado do ataque microbiano por um bloco estérico (arranjo atômico), e pela relação *n*-hexano/neohexano, que é de 50 para óleos parafínicos, e de 1.46 ou 0.09 para os biodegradados (valores não encontrados em extratos e que não podem ser atribuídos à catagênese). Com valores de heptano e isoheptano entre 1.46 e 1.07 é quase certo que se trata de um caso de biodegradação (THOMPSON, 1979).

Nos óleos do campo de Taratunich (fig.IV.3.3), o percentual de heptano sugere se tratar de óleos supermaturos: heptano entre 30 e 48, e isoheptano entre 2.0 e 3. Exceção se encontra nos óleos JSK do poço X-27 do bloco Occidental, que têm características de óleo maturo, ainda que os valores de isoheptano se encontrem entre 1.2 e 2, próprios de um óleo supermaturo. Também deve-se considerar que os óleos do campo de Taratunich apresentam uma reflectância de vitrinita equivalente de 0.8 a 1.0, indicando que estão no pico da geração de hidrocarbonetos (STACH et al., 1982), com exceção do poço X-20 do bloco Oriental, que mostra uma evolução térmica maior.

Porém, a presença de biomarcadores indica que a evolução térmica não foi tão grande como parece indicar os parâmetros de Thompson, podendo ser explicados como efeitos da mistura de óleos com evolução térmica menor (e por conseguinte com uma quantidade maior de biomarcadores).

IV.4 Análise de Biomarcadores

Biomarcadores são moléculas orgânicas com estruturas que podem ser relacionadas a constituintes dos organismos (EGLINTON, 1973). A clave do estudo dos biomarcadores está no fato de que o 'esqueleto' molecular básico dos seres vivos é retido pelos biomarcadores, apesar da alteração que possa ter sofrido durante a sedimentação e a diagênese, de tal forma que a relação precursor/produto possa ser reconhecida e/ou definida (MELLO, 1988). Para que um composto seja considerado biomarcador deve ter as seguintes características:

- mostrar uma estrutura que indica que se trata (ou que poderia ter se tratado) de um

- encontrar-se em alta concentração em organismos que mostram ampla distribuição;
- ter características estruturais que permitam sua identificação, mantendo-se quimicamente

As correlações genéticas dos óleos são baseadas no princípio de que a composição dos componentes orgânicos de uma rocha geradora são transmitidos ao óleo, e que podem ser conhecidas através de propriedades físico-químicas dos óleos ou pelas relações entre compostos individuais, como o pristano e o fitano. A vantagem do uso de biomarcadores é a de utilizar uma variedade de compostos específicos para estabelecer uma correlação (PETERS e MOLDOWAN, 1993).

Os fragmentogramas de CG-EM permitem observar a distribuição dos isômeros e do número de carbonos de um determinado composto, para o qual se seleciona o íon mais abundante no espectro de massas, chamado 'pico base'. Na Geoquímica do Petróleo, os mais estudados são os esteranos, os hopanos, os esteróides monoaromáticos e os esteróides triaromáticos, monitorados utilizando-se, respectivamente, os fragmentogramas m/z 217, 191, 253 e 231. Os cálculos das relações entre compostos são realizados geralmente nas áreas de picos presentes nos fragmentogramas, e em casos nos quais a integração destas áreas apresenta problemas de definição da linha de base, os cálculos são realizados medindo-se a altura dos picos (PETERS e MOLDOWAN, 1993).

A presença ou ausência de determinados compostos, sua abundância relativa e as proporções entre grupos de compostos são utilizadas como parâmetros indicadores ambientais das rochasmãe (marinhos carbonatados, deltaicos, lacustres de água doce, salobra ou hipersalina), de evolução térmica e dos processos de alteração (MELLO e TRINDADE, 1997), pois é possível também realizar correlações óleo-óleo e óleo-rocha, conhecer a origem dos óleos e/ou extratos (tipo de matéria orgânica que os gerou), estabelecer o estado de evolução térmica das rochas no momento da expulsão dos óleos e reconhecer os fenômenos de alteração posteriores ao armazenamento nos reservatórios (MACKENZIE, 1984).

GUZMÁN e MELLO (1994) definiram quatro famílias de óleo com base em estudos de biomarcadores realizados nas bacias sedimentares do sudeste mexicano: Família 1 no

Oxfordiano; Família 2 no Titoniano; Família 3 no Eocretácico (associada a um ambiente marinho evaporítico, anóxico e carbonatado); e Família 4 no Mioceno (associada a depósitos deltaicos). Diferenciaram também quatro regimes deposicionais para os ambientes marinhos carbonatados, com base nas relações entre biomarcadores e isótopos:

- anóxico hipersalino associado a um mar semirestrito, estreito e raso (Oxfordiano; Família 1);
- anóxico associado a uma bacia fechada (Titoniano; Família 2a);
- anóxico associado a rampa marinha carbonatada rasa, suave e ampla (Titoniano; Família 2b);
- subóxico/anóxico, rico em argilas, associado a depressões isoladas em *sags* intraplataformais

Assim, se confirma que as rochas geradoras titonianas constituem as fácies precursoras mais importantes dos óleos acumulados em reservatórios siliciclásticos e carbonatados nas bacias do sudeste do México.

De acordo com GUZMÁN e MELLO (1994), os óleos do campo de Taratunich pertecem a Família 2b. Os óleos foram analisados conforme a concentração de biomarcadores nos fragmentogramas m/z 191 (terpanos) e m/z 217 (esteranos), mostrando todas características muito similares, de modo que são todos geneticamente relacionados, com diferenças apenas em relação ao seu grau de evolução térmica. A presença de 4-desmethyl C30 esterano nos óleos de Taratunich (Anexo I) é o mais poderoso parâmetro indicador da influência de matéria orgânica marinha na rocha geradora. Entretanto, os valores dos hopanóides C35/C34 e dos diasteranos/C27 sugerem maior influência siliciclástica de que GUZMÁN e MELLO (1994) definiram, mas o alto grau de evolução térmica destes óleos podem estar afetando estes parâmetros.

Para determinar a fácies geradora dos óleos no campo de Taratunich, utilizou-se as mesmas relações que GUZMÁN e MELLO (1994) empregaram para caracterizar os óleos da zona marinha da Sonda de Campeche. Os parâmetros de biomarcadores aplicados aos óleos usados neste estudo foram (tabela IV.4.1):

- $\delta^{13}\text{C}$ versus $\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$ homohopanos (fig.IV.4.1): os valores isotópicos se encontram numa faixa que varia muito pouco (entre 27.3 e 28.1‰), enquanto que os da relação $\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$ estão entre 0.7 e 0.8, o que indica uma tendência de distribuição normal dos hopanos pentacíclicos, sugerindo um ambiente deposicional de salinidade normal;
- $\delta^{13}\text{C}$ versus $\text{C}_{27}/\text{C}_{29}$ esteranos regulares (fig.IV.4.2): a distribuição de $\text{C}_{27}/\text{C}_{29}$ fica entre 0.8 e 1.4 e esta alta concentração pode indicar certa influência de vegetais superiores na geração dos hidrocarbonetos (CZOCHANSKA *et al.*, 1988), ainda que haja uma relativa predominância do C_{27} sobre o C_{29} esterano, sugerindo uma influência maior de matéria orgânica marinha;
- C_{24} tetracíclico/ C_{26} tricíclico versus hopano/esterano (fig.IV.4.3): para a relação C_{24} tetracíclico/ C_{26} tricíclico os valores estão entre 1.5 e 2, e para a relação hopano/esterano, entre 1.3 e 1.8; a abundância de C_{24} tetracíclico indica um ambiente carbonático ou evaporítico (PETERS e MOLDOWAN, 1993), enquanto de C_{26} tricíclico, derivado de algas procarióticas, um ambiente mais terrígeno, pois os óleos e betumes oriundos de rochas carbonatadas têm baixa concentração de C_{26} tricíclicos (AQUINO NETO *et al.*, 1983); os hopanos provém do bacteriohopanotetrol das membranas lipídicas de bactérias poliprenóides marinhas de ambientes carbonatados neríticos médios (MELLO, 1987) e os esteranos, dos esteróis de algas e plantas superiores (MACKENZIE *et al.*, 1982). Assim, os óleos do campo de Taratunich são de ambiente marinho (pela relação hopano/esterano) com certa influência terrígena (pela relação C_{24} tetracíclico/ C_{26} tricíclico);
- C_{24} tetracíclico/ C_{23} tricíclico (fig.IV.4.4): esta relação confirma o exposto na descrição anterior: influência de matéria orgânica marinha revelada pelos valores de C_{24} tetracíclicos (ambiente hipersalino) e de C_{23} tricíclicos (ambiente marinho);
- $\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$ homohopanos versus $\text{C}_{29}/\text{C}_{30}$ hopanos (fig.IV.4.5): a relação dos homohopanos está entre 0.7 e 0.8, mostrando pequena influência de carbonatos, e o

relação dos hopanos C_{29}/C_{30} , maior do que 1, indica também um ambiente carbonatado;

- C_{24} tetracíclico/ C_{23} tricíclico *versus* hopanos/esteranos (fig.IV.4.6): a relação C_{24}/C_{23} , maior do que a unidade, indica um ambiente hipersalino e a relação hopanos/esteranos também;
- C_{35}/C_{34} hopanos *versus* índice de diasteranos (fig.IV.4.7): a relação C_{35}/C_{34} indica a influência de material carbonático pois são maiores do que 1 e o índice de diasteranos sugere a influência de material siliciclástico (também maior do que a unidade).

A distribuição de C_{26} esteranos é um parâmetro chave para diferenciar os óleos provenientes de uma rocha geradora titoniana ou de uma oxfordiana, pois os extratos titonianos apresentam uma predominância de 21-norcolestano, enquanto nos oxfordianos predominam os 27-norcolestanos (GUZMÁN VEGA e MOLDOWAN, 1997). No campo de Taratunich, se analisou os compostos 21-norcolestano, 24-norcolestano e 27-norcolestano para o poço X-5, e como todos os óleos deste campo têm uma mesma origem, se considera que estes resultados sejam representativos para os demais óleos. Os valores destes compostos são característicos de uma geração oriunda de rochas titonianas (fig.IV.4.8; Anexo I).

Ainda que os biomarcadores tenham provado sua utilidade para estabelecer correlações óleo-óleo, óleo-rocha geradora, sua aplicação em óleos e condensados com alta evolução térmica é limitada por suas baixas concentrações (PETERS e MOLDOWAN, 1993). Assim, é melhor utilizar os diamantóides, que são cicloalcanos (*fused*) rígidos, com estrutura similar a do diamante, presentes na maioria dos óleos (PETERS *et. al.*, 1996). Os biomarcadores são destruídos por aumento do estresse térmico até alcançar a zona de gás úmido, enquanto os diamantóides são só relativamente aumentados (WINGERT, 1992; CHEN *et. al.*, 1995). O estudo dos diamantóides é uma técnica nova na avaliação da termicidade dos hidrocarbonetos, devendo-se usá-la com precaução, razão pela qual neste trabalho utilizou-se-a somente como passo para estudos posteriores.

No caso dos óleos do campo de Taratunich, os diamantóides indicam que a temperatura nos reservatórios não foi suficientemente grande para que houvesse craqueamento térmico fracionando os hidrocarbonetos (fig.IV.4.8; tabela IV.4.2). Os valores de ^{13}C são muito similares (tabela II.4.2), indicando que, se existe a separação da fase gasosa nos óleos, esta se deveu principalmente ao fracionamento evaporativo (DAHL, comunicação pessoal). Porém, a análise dos hidrocarbonetos leves, baseada nos parâmetros de THOMPSON (1987), indica que não houve fracionamento evaporativo e que o condensado do poço X-20 foi formado por processos de evolução térmica da rocha geradora (MALDONADO e TRINDADE, 1998).

V. Compartimentação do Campo de Taratunich

O estudo das origens e aplicações das heterogeneidades composicionais dos fluidos dos reservatórios é relativamente recente. ENGLAND *et al.* (1987) são provavelmente os primeiros a relacionar este fenômeno à migração e ao tempo de mistura do óleo armazenado. Posteriormente, desenvolveu-se o uso das ‘digitais cromatográficas’ da CG para distinguir as diferentes famílias de óleos dos reservatórios que tinham delgados intervalos impregnados com hidrocarbonetos (ENGLAND e CUBBIT, 1995; KAUFMAN e AHMED, 1990).

É importante conhecer se o reservatório é um só ‘tanque’ ou se são pequenos e numerosos ‘tanques’ separados entre si, porque o seu grau de compartimentação implica no número e na posição dos poços necessários para recuperar eficientemente o óleo. Portanto, é de grande importância quantificar essa compartimentação e identificar os fatores que atuam como barreiras ao fluxo dos fluidos o mais rapidamente possível no desenvolvimento de um campo petrolífero (SMALLEY *et al.*, 1995). Existem dois critérios para determinar a continuidade de um reservatório utilizando unicamente seus fluidos: 1) deve existir uniformidade nos picos dos compostos aromáticos e naftênicos no cromatograma se um reservatório for contínuo; e 2) devem existir diferenças significativas entre as ‘digitais cromatográficas’, se os reservatórios não se comunicam vertical ou lateralmente (KAUFMAN e AHMED, 1990).

V.1. Cromatografia Gasosa

A técnica mais útil para determinar a continuidade de fluidos num reservatório é a Cromatografia Gasosa em óleo total (*whole oil*; KAUFMAN e AHMED, 1990). Os óleos no campo de Taratunich mostram características cromatográficas, propriedades geoquímicas e histórias geológicas muito similares (fig.V.1.1; Anexo 1), sendo difícil estabelecer diferenças entre os óleos. Assim, é necessário fazer uso das diferenças que existem entre os picos dos aromáticos e naftênicos menores e não as existentes entre as parafinas normais, que têm grande similaridade (ENGLAND *et al.*, 1987).

Para realizar uma análise das ‘digitais cromatográficas’ selecionam-se picos adjacentes (ou muito próximos) e normaliza-se ou calcula-se a relação de alturas, compensando assim as variações que existam entre as diferentes amostras de óleo (por causa dos volumes injetados) e as variações na linha-base do cromatograma (KAUFMAN e AHMED, 1990). O objetivo de estabelecer a correlação entre ‘digitais cromatográficas’ (fig.V.1.1) é o de encontrar picos que distinguem e agrupam os óleos, de tal forma que se possa estabelecer um sentido lógico com a Geologia e com a Engenharia.

O método de correlação de ‘digitais cromatográficas’ é diferente dos métodos convencionais de correlação geoquímica, como o são os biomarcadores. Neste método da Geoquímica de Reservatórios não existe nenhuma regra, selecionando-se somente os menores picos de um cromatograma que possuem feições suficientes para separar ou agrupar os óleos, e que podem ser interpretados em termos de processos geológicos ou de mecanismos de alteração (KAUFMAN e AHMED, 1990).

A identificação dos picos diagnósticos pode ser visual ou por métodos estatísticos. Os métodos visuais são de grande utilidade quando a quantidade de amostras a estudar é relativamente pequena. Os métodos estatísticos consistem em utilizar programas de multivariáveis, com a vantagem de, ao classificar um grande número de picos no computador, poder-se focalizar rapidamente a atenção numa pequena quantidade de picos, facilitando a interpretação (ENGLAND *et al.*, 1987).

Para interpretar os picos diagnósticos dos compostos aromático-naftênicos do campo de Taratunich e determinar a presença ou não de uma compartimentação, foram

identificados os picos obtidos com CG em *whole oil* em 13 amostras dos três blocos. A selecção de 40 picos em todos os cromatogramas foi visual, estabelecendo-se as relações de acordo com sua proximidade (fig.V.1.2; Anexo 1). Os resultados foram plotados em diagramas-em-estrela (fig.V.1.3), onde estão representadas as relações de forma polar, criando um polígono característico que constitui a 'digital cromatográfica' de cada um dos óleos. Analisando-as por formação, se observa que os óleos das rochas cretácicas apresentam pequenas diferenças em relação aos óleos jurássicos, principalmente na relação entre os compostos 5/6, 7/8 e 9/10 (fig.V.1.3). As diferenças mais claras encontram-se entre os óleos dos poços X-19 e X-15 do bloco Oriental e no poço X-16 do bloco Nororiental, em relação aos compostos 3 e 4. O bloco Nororiental conta só com duas amostras analisadas (uma para cada formação), mostrando diferenças muito pequenas, mas suficientes para estabelecer uma compartimentação entre seus dois intervalos armazenadores. Os diagramas do bloco Oriental (figs V.1.4 e V.1.5) mostram mais claramente as diferenças entre os aromáticos e naftênicos das duas formações, especialmente nas relações entre os picos 5/6, 7/8 e 9/10 dos poços X-11, X-20 e X-23, que representam os óleos das brechas cretácicas. No bloco Occidental (fig.V.1.5) não é possível diferenciar claramente o óleo do poço X-26, o único armazenado nas BTPKS, dos demais poços, com óleos armazenados em rochas kimeridgianas, o que sugere a possibilidade de que possuem uma comunicação, provavelmente pelo contacto entre as rochas e o corpo salino.

No campo de Taratunich (figs V.1.4 e V.1.5), os compostos aromáticos e naftênicos são muito similares, observando-se diferenças muito pequenas nas relações dos compostos 5, 6, 7 e 8, o que permite inferir que os óleos possuem uma comunicação. Se existe uma compartimentação, só ocorre entre as formações armazenadoras, ainda que a unidade BTPKS do poço X-26 (bloco Occidental) tenha características muito similares as dos óleos armazenados na formação JSK do mesmo bloco. Como os reservatórios jurássicos parecem não estar em comunicação com os cretácicos, é necessário um estudo dos compostos leves e de biomarcadores para estabelecer uma possível comprovação. As diferenças que se observam nos diagramas-de-estrela são muito sutís, sugerindo que tanto os óleos dos reservatórios cretácicos como dos jurássicos foram originados pela mesma rocha geradora.

Analisou-se por métodos estatísticos em *cluster* os dados obtidos pela CG em *whole oil* para determinar as possíveis diferenças na composição dos óleos. Para tanto, se utilizou o programa computacional Data Desk, versão 5.0. A análise de *cluster* permite uma forma automatizada de agrupar um razoável número de casos, de tal forma que possam ser representadas num diagrama-em-árvore as semelhanças e diferenças que existam entre os óleos. O diagrama obtido pela análise em *cluster* dos óleos do campo de Taratunich (fig.V.1.6) mostra uma grande similaridade na sua composição. O óleo que apresentou maior diferença foi o óleo condensado do poço X-20 do bloco Oriental, armazenado em reservatório cretácico.

A integração dos dados geoquímicos indica uma grande semelhança na composição de todos os óleos. Esta semelhança pode ser observada através dos diagramas em estrela que sugerem a ausência da compartimentação nos reservatórios do campo Taratunich. Nesses mesmos diagramas é possível também observar pequenas diferenças entre os reservatórios cretácicos e jurássicos, indicando uma possível compartimentação entre os mesmos, mas não dentro deles (MALDONADO e TRINDADE, 1998).

V.2. Cromatografia Gasosa de Compostos Leves

O estudo dos hidrocarbonetos leves auxilia no entendimento dos processos de alteração secundária que possam ter sofrido os hidrocarbonetos, modificando sua composição (fig.V.2.1). Ao mudar a natureza química e física dos óleos por aumento da evolução térmica, por biodegradação, por lavagem aquosa, ou se existe uma segunda rocha-mãe com grau de evolução térmica adequada para a expulsão de hidrocarbonetos durante o processo de preenchimento de um reservatório, é assegurada a existência de variações composicionais tanto verticais como laterais nas colunas de óleo:

Antes que um óleo seja contido num reservatório, sua composição dependerá das características da rocha geradora (dadas pela natureza da matéria orgânica e por fatores ambientais onde foi depositada) e das condições que prevaleceram durante as migrações primária e secundária (BLANC e CONNAN, 1994). Os agentes que afetam a composição dos óleos durante sua migração são fatores físicos, químicos e geológicos (DURAND, 1981). Geralmente os óleos sofrem um processo de migração secundária antes de ser acumulados em um reservatório. Assim, os óleos podem refletir diferentes

pulsos de migração através do tempo e os seus biomarcadores fornecem informações sobre a história desse preenchimento e especialmente sobre a direção do preenchimento do reservatório, ajudando o geólogo a delinear um campo produtor. O conhecimento dos sistemas petrolíferos é assim uma importante peça na exploração, permitindo que os estudos sobre correlação óleo-óleo sejam cada vez mais aperfeiçoados.

Num reservatório, a composição dos óleos é afetada por condições de pressão e temperatura, que crescem ou decrescem ao aumentar ou diminuir a profundidade de sepultamento, assim afetando a relação gás/óleo. Essas condições de pressão *versus* temperatura estabelecem as condições nas quais ocorrem os processos de alteração secundária (CONNAN, 1984). Depois de serem acumulados na trapa, a alteração secundária seguem principalmente os processos como evolução térmica, degradação física e biológica, segregação gravitacional, fracionamento evaporativo, desmigração e desasfaltação. (fig.V.2.1). Os efeitos destes processos são principalmente observáveis em variações no °API e na profundidade dos fluidos. Estes efeitos são em certas ocasiões difíceis de reconhecer porque podem levar a produtos similares de degradação (BLANC e CONNAN, 1994).

O craqueamento térmico do óleo é um processo que ocorre na trapa devido ao aumento da temperatura, por sepultamento a maiores profundidades. As reações do craqueamento do óleo favorecem a formação de hidrocarbonetos leves, a diminuição de biomarcadores policíclicos, e o decréscimo em graus específicos (aumento em °API) e no conteúdo de enxofre. O óleo expulso de uma rocha geradora que sofreu evolução térmica mostra mudanças similares as descritas em sua composição, sendo difícil separar o óleo que é termicamente craqueado dentro do reservatório de um óleo com alto °API causado pela expulsão de uma rocha geradora madura (BLANC e CONNAN, 1994).

A alteração dos óleos num reservatório pode também ocorrer por processos de biodegradação ou lavagem por água, e ainda que sejam fenômenos não relacionados entre si, atuam simultaneamente, já que ambos precisam do fluxo de água meteórica (ENGLAND e CUBBIT, 1995). A biodegradação, que é a oxidação microbiana de óleos, ocorre geralmente a pequenas profundidades, onde o óleo está em contato com o fluxo de água ou há infiltrações de água meteórica no sistema. A temperatura tem um

papel limitante na biodegradação, pois ela é interrompida se surgem temperaturas maiores do que 75 ou 80°C (CONNAN *et al.*, 1984). A biodegradação conduz a uma diminuição nas relações gás/óleo, no conteúdo de hidrocarbonetos leves (aromáticos e alcanos) e no °API, e um aumento da viscosidade, de compostos polares, da atividade ótica e no percentual de enxofre, causados pelo consumo de moléculas específicas por bactérias aeróbicas (THOMPSON, 1987 e 1988). A nível molecular (ou de biomarcadores), a ordem seguida pela biodegradação é o consumo dos alcanos normais, seguidos pelos isoprenóides, pelos esteranos regulares, diasteranos, hopanos e neohopanos. A forma extrema de degradação ocorre através da oxidação e da evaporação do óleo em superfície (MELLO, 1987).

A lavagem por água remove os compostos mais solúveis em água, sendo particularmente efetivo na faixa de hidrocarbonetos com baixo ponto de ebulição, causando assim a diminuição do °API. Os compostos aromáticos, especialmente o benzeno e o tolueno, são os mais solúveis n'água, seguidos pelos alcanos leves e pelos naftenos (CONNAN, 1984), ainda que sejam também dependentes do tipo da rocha geradora (ENGLAND, 1984). A lavagem aquosa provoca certas mudanças moleculares, como a diminuição de aromáticos com enxofre (especialmente o dibenzotiofeno) e de *n*-alcanos, e a remoção parcial de aromáticos da faixa C₁₅⁺, enquanto os compostos naftênicos, os *n*-alcanos com C₁₅⁺ e a fração saturada de C₁₅ a C₂₀ permanecem inalterados (LAFARGUE e BARKER, 1988).

Em alguns reservatórios tem-se observado uma situação inversa no que se refere ao °API em relação à profundidade (EVANS *et al.*, 1971; PRICE, 1983; UNGERER *et al.*, 1984), supondo-se que seja causada pela segregação gravitacional (BLANC e CONNAN, 1994). Há duas hipóteses que procuram explicar esse fenômeno: 1) o óleo torna-se mais pesado com o aumento da profundidade por simples gravidade (um arranjo molecular onde as moléculas maiores iriam ao fundo da coluna de óleo); 2) a pressão mais baixa faz com que maior quantidade de gás fique na parte superior do reservatório (CONNAN, 1984).

O fracionamento evaporativo se refere aos fenômenos que ocorrem quando o gás se separa do óleo em subsuperfície. Ocorre a partir de uma camada inicial de gás numa

acumulação de óleo saturado, por redução na pressão (seja por erosão ou falhamento), ou pela introdução de gás adicional (THOMPSON, 1987). A capacidade de um composto evaporar depende da pressão de vapor ou fugacidade, e é determinada pelo seu peso molecular (os gases têm peso maior), pela estrutura isomérica, pela classe de hidrocarboneto e pela mistura dos óleos envolvidos. Em geral, a fugacidade do metano e do etano é maior do que a do propano, que é maior do que a do butano. Nas gasolinas existem muitos compostos com o mesmo peso molecular, enquanto que nos aromáticos a fugacidade é muito anômala, já que, com exceção do benzeno, todos formam complexos polares transitórios (BLANC e CONNAN, 1984). Os mecanismos que favorecem o fracionamento evaporativo são a perda progressiva de gases e das terminações leves em soluções gasosas. Com o fracionamento evaporativo, os óleos residuais aumentam sua aromaticidade (aromáticos > alcanos normais com similar peso molecular), a normalidade (alcanos não ramificados e naftenos > isômeros ramificados) e diminuem sua parafinicidade (parafinas < naftenos; THOMPSON, 1987). Nos óleos residuais e condensados derivados ocorrem falsas evidências, já que há mudanças retrógradadas nos parâmetros de evolução térmica, que são importantes para entender a variabilidade dos óleos. As relações de aromaticidade e parafinicidade podem diferenciar os gases condensados gerados por fracionamento evaporativo dos gerados por craqueamento térmico.

Algumas mudanças na composição dos óleos podem ser relacionadas à eficiência da rocha selante, pois na maioria das trapas ocorrem fugas de hidrocarbonetos relacionadas às condições estruturais geológicas. Este fenômeno é conhecido como desmigração e ocorre se há perdas significativas dos hidrocarbonetos mais leves (SILVERMAN, 1965). O processo inclui a liberação de pressão (pois uma falha pode transformar um sistema de uma só fase em um de duas fases) e a migração de gases com hidrocarbonetos leves, para trapas mais rasas, onde a diminuição da pressão ou da temperatura pode ocasionar uma condensação retrógrada. Assim uma nova acumulação pode ser formada contendo um fluido com alto °API, que contrasta com o baixo °API do óleo do reservatório original, que tenderá a ter um nível de evolução térmica similar ao do óleo mais raso (BLANC e CONNAN, 1994).

Nas trapas, os óleos e condensados estão freqüentemente associados com gás, que pode ter se originado por evolução térmica da rocha geradora ou por um processo de

alteração secundária. O conteúdo gasoso dependerá do tipo de querogênio, da presença de gás ou óleo quando formou-se o reservatório, da pressão do reservatório, da temperatura do reservatório, a eficiência da trapa, *etc.* (THOMPSON, 1987). A introdução posterior de gases numa acumulação pode levar a mudanças químicas devido ao fato de que os hidrocarbonetos gasosos diminuem o peso molecular médio da mistura armazenada (BLANC e CONNAN, 1994). A desasfaltação pode ocorrer por injeção externa de gás, como resultado da migração secundária ou do craqueamento térmico na rocha-reservatório. Este processo leva à formação de óleos leves e de um resíduo sólido de asfaltenos (SPEIGHT *et al.*, 1985).

Os valores de isoheptano nos óleos do campo de Taratunich, como índice de parafinicidade (fig.V.2.2), *versus* a temperatura dos reservatórios, que define quando a parafinicidade começa a ser sensível a temperatura, não mostram uma clara evidência de que alguns destes óleos tenham sido originados por craqueamento térmico, pois a tendência normal é que a parafinicidade aumente junto com a temperatura. Entretanto, nos poços X-11, X-20 e X-23 do bloco Oriental, na formação BTPKS, e nos poços do reservatório JSK do mesmo bloco e do bloco Occidental, se observa a tendência inversa, nada observando-se nos demais poços por falta de dados. Isto indica que em geral os óleos foram afetados pela evolução térmica da rocha geradora e não pelo craqueamento térmico dos óleos armazenados num reservatório inferior.

Os valores de isoheptano (I) e de heptano (H), utilizados como índices de parafinicidade dependentes da temperatura (fig.V.2.3), de acordo com os parâmetros de THOMPSON (1983), no campo de Taratunich, mostram que os óleos foram formados a partir de um querogênio do tipo alifático (I ou II), caracterizados pela riqueza em hidrogênio e alto grau de evolução térmica. Se observa também (fig.V.2.4) que os óleos armazenados nos reservatórios BTPKS apresentam um grau de evolução térmica ligeiramente maior do que os do Jurássico Superior Kimeridgiano, como é demonstrado pela relação parafinicidade (F) / heptano (H). Os valores de parafinicidade *versus* aromaticidade (B; fig.V.2.5) mostra novamente que a evolução térmica é maior nos reservatórios da brecha cretácica. Porém, os reservatórios jurássicos mais profundos têm valores de aromaticidade ligeiramente maiores, sugerindo um incipiente processo de fracionamento evaporativo.

O comportamento da parafinicidade *versus* profundidade (fig.V.2.6a) é inverso ao normal, onde a parafinicidade aumenta com a profundidade e a aromaticidade diminui (fig.V.2.6b). Neste caso, observa-se que os óleos dos reservatórios BTPKS mostram maior grau de evolução térmica (ainda que sendo poucas amostras), permitindo deduzir que foram formados por remobilização dos reservatórios jurássicos ou por uma rocha geradora com duas fases de geração (uma para cada reservatório), implicando que houve uma migração posterior para as brechas, pois os reservatórios jurássicos já se encontravam repletos.

Se observa pela pequena variação nos valores de *n*-hexano e tolueno (fig.V.2.7) incipientes efeitos da lavagem por água que não permitem diferenciar quais foram os óleos mais afetados. Os parâmetros considerados para determinar a lavagem por água foram as relações benzeno/*n*-hexano, tolueno/*n*-heptano e metil-xileno/*n*-C₉, que definem a aromaticidade dos óleos de acordo com os parâmetros definidos por THOMPSON (1987; figs V.2.8 e V.2.9). Os parâmetros de evolução térmica aplicados foram as relações H, F e J, descritas na tabela IV.3.2, e definidas pelo mesmo autor. Os óleos não foram alterados por biodegradação, pois as parafinas normais de baixo peso molecular estão inalteradas e o composto 25 norhopano, característico de óleos biodegradados, é ausente.

A análise de *cluster* aplicada aos hidrocarbonetos leves do campo de Taratunich (fig.V.2.10) mostra uma grande semelhança na composição de todos os óleos. Os que apresentam maior similaridade são os coletados nos poços X-11 e X-20 do bloco Oriental, armazenados em reservatórios cretácicos. Os óleos dos poços X-26 (da formação BTPKS) e X-27 (de rochas jurássicas), do bloco Occidental, são os que mais se assemelham com os dois anteriores. Os demais são muito similares entre si e em geral armazenados em reservatórios jurássicos (exceção aos poços X-05 e X-23, com óleos cretácicos). A análise de *cluster* indica apenas diferenças entre os reservatórios cretácicos e jurássicos, e não entre os três diferentes blocos do campo.

VI. Processos de Migração

A habilidade para determinar as rotas de migração de hidrocarbonetos, desde a rocha geradora até o reservatório, pode auxiliar muito na identificação de novas acumulações de petróleo. A migração secundária que ocorre quando o óleo ou gás deixa a rocha geradora até alcançar uma trapa, percorrendo distâncias de centenas de quilômetros, continua sendo um dos processos mais importantes e menos entendidos da acumulação de petróleo (ENGLAND e FLEET, 1992). Para quantificar os processos de migração, tem-se procurado usar moléculas-traços, que devem existir num único componente (no óleo, na água ou em fase sólida), serem conservadas dentro do sistema e distribuírem-se de forma predizível em todas as etapas da migração (LARTER e APLIN, 1995).

Os compostos NSO (resinas e asfaltenos, também chamados compostos polares ou heterocompostos, com hetero-átomos de nitrogênio, enxofre e oxigênio, são de uma natureza tal que têm grande efeito na viscosidade dos óleos. Por serem compostos polares, são adsorvidos por superfícies minerais, afetando sua humectabilidade (LARTER e APLIN, 1995), e formam emulsões aquosas durante a produção. Alguns compostos NSO, como os fenóis, são muito solúveis n'água, podendo separar-se do óleo durante a migração secundária, o que sugere que a abundância relativa dos compostos solúveis e insolúveis poderia auxiliar a estabelecer os volumes de migração e, noutro contexto, quantificar a lavagem por água (LAFARGUE e BARKER, 1988., 1993; LI *et al.*, 1994).

Os compostos nitrogenados ocorrem como heterociclos aromáticos tanto nos óleos como nos asfaltenos, com a predominância de estruturas pirólicas neutras sobre as piridínicas básicas (fig.VI.1.1). Ainda que existam diferenças entre os compostos individuais, eles são fortemente adsorvidos sobre superfícies minerais e fases sólidas da matéria orgânica, sendo as básicas piridínicas mais adsorbidas do que as neutras pirólicas (CALDAS *et al.*, 1995). O nitrogênio pirrólico é aquele que se encontra unido a duas moléculas aromáticas e a um átomo de hidrogênio, formando 60-70% dos compostos nitrogenados do petróleo, e o nitrogênio piridínico substitui um átomo de hidrogênio num anel aromático, apresentando uniões iônicas, e correspondendo a 25-30% dos compostos nitrogenados (LARTER e APLIN, 1995).

A adsorção dos carbazóis nos minerais pode ser descrita pelo fracionamento cromatográfico, que é controlado por efeitos estéricos. Os isômeros de nitrogênio escudado (por exemplo, o 1,8-dimetilcarbazol) adsorvem com menor força do que os isômeros de nitrogênio exposto (por exemplo, o 3,5-dimetilcarbazol; LARTER e APLIN, 1995).

A aplicação da técnica dos carbazóis nos óleos do campo Taratunich concorda com o modelo geológico. Esta técnica, juntamente aos dados de evolução térmica, indicam a presença de um pod de geração em toda a área e define a migração dos hidrocarbonetos através de falhas limítrofes localizadas a noreste e sudoeste do campo de Taratunich, que preencheram os reservatórios mais profundos. Posteriormente, a falha localizada na porção sudoeste deixou de ser a rota de migração, atuando como selo. Uma vez preenchidos completamente os reservatórios jurássicos, os reservatórios cretácicos foram então preenchidos através da falha localizada a noreste.

VI.1. Biomarcadores

Por vezes, os óleos armazenados ao longo de uma rota de migração variam em seu grau de evolução térmica, refletindo variações da temperatura média da rocha geradora quando foram expulsos (BLANC e CONNAN, 1994). Durante a migração, os óleos termicamente mais evoluídos encontram-se mais próximos da rocha geradora e, num campo petrolífero, podem indicar a direção de preenchimento do reservatório (ENGLAND *et al.*, 1987).

Os biomarcadores utilizados para avaliar a evolução térmica dos óleos do campo de Taratunich foram C₂₉ esteranos $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$, C₂₉ esteranos 20S/20S+20R, TS/TS+TM, e Ro equivalente (figs VI.1.1 a VI.1.7; tabela VI.1.1). O °API e o conteúdo de enxofre foram incluídos para observar as variações dos óleos em sua evolução térmica. Estes biomarcadores mostram que os óleos dos reservatórios mais rasos (BTPKS) apresentam maior evolução térmica do que os armazenados em reservatórios mais profundos (JSK). Os parâmetros selecionados para este estudo são:

• $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ versus $20S/(20S+20R)$ C_{29} (fig.VI.1.1): a isomerização nas posições C_{14} e C_{17} dos esteranos regulares 20S e 20R C_{29} aumentam a relação $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$, desde valores próximos a zero até cerca de 0.7 (o equilíbrio ocorre entre 0.67 e 0.71; SEIFERT e MOLDOWAN, 1986), parecendo ser independente do tipo de matéria orgânica geradora, e sendo um pouco mais lenta para alcançar o equilíbrio que a relação $20S/(20S+20R)$, de modo que é muito efetiva com altos níveis de evolução térmica (PETERS e MOLDOWAN, 1993). Os valores destes parâmetros nos óleos do campo de Taratunich não mostraram uma variação que possa determinar sua evolução térmica;

• $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ versus $Ts/(Ts+Tm)$ (fig.VI.1.2): durante a catagênese, o $C_{27}(TM)$ ou $17\alpha(H)-22,29,30$ -trisorhopano mostra uma estabilidade menor do que o $C_{27}18\alpha(H)$ -trisorneohopano II (Ts) ou $18\alpha(H)-22,29,30$ -trisorneohopano (SEIFERT e MOLDOWAN 1978). A relação $Ts/(Ts+Tm)$ aumenta com a evolução térmica, sendo dependente da fácies orgânica da rocha-mãe (PETERS e MOLDOWAN, 1993; MOLDOWAN *et al.*, 1986). Esta relação parece ser sensível às reações catalizadoras das argilas, pois os óleos provenientes de rochas carbonatadas têm baixos valores se comparados aos gerados por rochas argilosas (MCKIRDY *et al.*, 1983, 1984; RULLKÖTTER *et al.*, 1985; PRICE, 1986) e aos betumes de muitas rochas geradoras hipersalinas. A relação $Ts/(Ts+Tm)$ aumenta em condições de baixo Eh e diminui com maiores valores de pH e em seqüências carbonatadas anóxicas (PETERS e MOLDOWAN, 1993). Nas amostras do campo de Taratunich, os valores são baixos, sugerindo um ambiente deposicional carbonatado. É possível observar uma ligeira diferença de valores entre os óleos armazenados no Cretáceo e os armazenados no Kimeridgiano, sendo estes termicamente menos evoluídos do que aqueles;

• °API versus profundidade do reservatório (fig.VI.1.3): procurou-se determinar diferenças na evolução térmica, mas com poucos dados fica difícil dar uma interpretação consistente;

- $20S/(20S+20R)$ C_{29} esteranos *versus* profundidade do reservatório (fig.VI.1.4): este parâmetro mostra que as brechas apresentam óleos termicamente mais evoluídos do que as rochas kimmeridgianas;

- $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ *versus* profundidade do reservatório (fig.VI.1.5): este parâmetro não mostrou evidências suficientemente claras para uma diferenciação da evolução térmica;

°API *versus* %S (fig.VI.1.6): pequenas diferenças são perceptíveis se comparar os óleos dos reservatórios kimmeridgianos e dos BTPKS, sendo estes últimos ligeiramente mais evoluídos do que os primeiros.

- Ro Eq *versus* topo do reservatório (fig.VI.1.7): a reflectância de vitrinite equivalente foi empregada neste estudo de acordo com SOFER (1988), que define como a relação $[(C_{29}S/C_{29}R)/2] + 0.35$. Os óleos de Taratunich têm todos a mesma origem e a mesma história geológica, de modo que foi necessária apenas a calibração entre os valores de Ro Eq da bacia e os valores de $C_{29}S/C_{29}R$ dos óleos. A figura VI.1.7 mostra claramente a diferença na evolução térmica entre os óleos armazenados nas brechas cretácicas (mais evoluídos) e os armazenados em rochas kimmeridgianas, menos evoluídos.

Os mapas de parâmetros de maturação baseados em biomarcadores indicam que lateralmente os óleos do bloco Ocidental apresentam valores ligeiramente maiores que os do bloco Oriental. Os valores em geral são muito homogêneos, sugerindo que a área de geração de hidrocarbonetos está localizada na área do Campo de Taratunich (Figuras VI.1.9 a VI.1.12).

Todos os biomarcadores discutidos como parâmetros de evolução térmica sugerem que os óleos acumulados nos reservatórios mais superficiais (BTPKS) são mais evoluídos que aqueles armazenados nos reservatórios mais profundos (JSK), comportamento este corroborado pelos valores de grau API e percentagem de enxofre. Estes dados indicam que houve pulsos de geração, sendo o último (ou mais recente) o que preencheu as brechas BTPKS, cujos óleos são, portanto, mais evoluídos. Por outro lado, se pode

inferir que os óleos iniciaram sua migração na parte sedeste da área estudada, onde a evolução térmica é maior (MALDONADO e TRINDADE, 1998).

VI.2. Carbazóis

Os carbazóis, de acordo com sua estrutura, são compostos com nitrogênio escudado, nitrogênio parcialmente escudado e nitrogênio exposto. Os carbazóis com nitrogênio escudado migram por maiores distâncias comparativamente aos não-escudados, já que estes têm maior facilidade de reagir com os minerais das rochas pelas quais passa ou petróleo, sendo adsorvidos por sua superfície. A relação $N(\text{escudado})/[N(\text{parcialmente escudado} + \text{exposto})]$ cresce no sentido da migração (LARTER e APLIN, 1990; BLANC e CONNAN, 1995).

Durante a migração, os alquilcarbazóis sofrem um fracionamento sistemático entre os isômeros e homólogos presentes no petróleo, num processo similar ao fracionamento cromatográfico (LI *et al.*, 1994). Ainda que os fracionamentos principais ocorrem quando o petróleo é expulsado da rocha geradora, os alquilcarbazóis apresentam um fracionamento menos intenso durante a migração secundária, sugerindo que os compostos aromáticos nitrogenados podem ter um papel interessante como traçadores de migração secundária (LARTER e APLIN, 1995).

A análise dos carbazóis e sua identificação nos fragmentogramas dos óleos do campo de Taratunich (Anexo 1) permitiu relacionar o metil-carbazol e o dimetil-carbazol às diferentes feições estruturais da área de estudo. As melhores correlações encontram-se nas brechas cretácicas (figs VI.2.1a e VI.2.1b), onde é possível observar a distância entre a falha que limita o campo em sua porção noroeste e cada um dos poços produtores, indicando claramente o aumento das relações em direção à falha 1. Assim, é possível interpretar que esta falha é a principal rota de migração dos hidrocarbonetos que preencheram o reservatório cretácico.

Para os óleos armazenados nas rochas do Kimeridgiano não se observa uma relação com qualquer feição estrutural do campo. Há uma ligeira relação com a falha sudoeste do campo, ainda que não suficientemente clara para ser interpretada como principal rota de migração para este reservatório. Assim, interpreta-se que ambas as falhas que

limitam ao campo de Taratunich em suas porções nordeste e sudoeste (representadas nas figs VI.2.2a e b como falhas 1 e 2, respectivamente) atuaram como rotas de migração dos óleos que preencheram o reservatório kimmeridgiano.

VII. Precipitação de Asfaltenos

A precipitação de sólidos que provêm dos óleos representa um enorme problema em um grande número de campos produtores de petróleo. Sob certas condições de temperatura e pressão, e de acordo a sua composição, os componentes mais pesados de um óleo (hidrocarbonetos de alto peso molecular, betumes e asfaltenos) podem precipitar-se quando estar fluindo pelo poço, chegando inclusive a depositar-se nas paredes da tubulação, e produzindo assim uma camada sólida que restringe o fluxo de óleo (CALDAS *et al.*, 1995). Apesar dos esforços realizados pela Química, Termodinâmica e Eletrocinética no estudo da precipitação de asfaltenos, não proporcionaram os elementos necessários para uma explicação aceitável sobre os principais mecanismos que atuam em sua precipitação (PEREZ ROSALES, 1997).

VII.1. Generalidades

A precipitação de asfaltenos ou de compostos parafínicos de alto peso molecular pode ocorrer no reservatório, na seqüência produtiva ou nos tanques de armazenamento. Ao formarem-se 'tampões' dentro das tubulações ou barreiras dentro dos reservatórios, que restringem a porosidade e a humectabilidade ou aderência às superfícies dos minerais, influi na predição da qualidade dos reservatórios, dos *plays* e na avaliação da bacia (PEREZ ROSALES, 1997).

Os asfaltenos são os compostos mais pesados e mais polares dos óleos crus. Tendem a associar-se com as resinas (menos pesadas e polares do que eles), apresentando-se como suspensões coloidais. São solúveis em compostos como o benzeno, xileno e tolueno (KAWANAKA *et al.*, 1991). Os micélios são agregados de dimensões coloidais que existem em equilíbrio com as moléculas das quais procedem e sua parte central consiste de asfaltenos cobertos por resinas (PRICE, 1976). As resinas são mais solúveis em parafinas leves do que os asfaltenos (HIRSCHBERG *et al.*, 1984), de modo

que, quando um óleo entra em contato com um alcano (por exemplo, o pentano ou o heptano), os micélios perdem seu escudo protetor de resina, causando a floculação de moléculas de asfalto (PRICE, 1983). Quanto maior for o número de átomos de carbono no precipitante, menor será a quantidade de asfaltos precipitados (CALDAS *et al.*, 1995). Ao despressurizar um óleo subsaturado em condições termodinâmicas favoráveis, há um intervalo onde os asfaltos são precipitados. A sua precipitação começa quando o óleo se aproxima do ponto de borbulha, e é máxima quando alcança este ponto (ANGULO, 1995; DE BOER, 1992).

Para explicar a precipitação de asfaltos num reservatório, considera-se um óleo em repouso cuja composição é heterogênea. Neste óleo existem flutuações que se originam por causa da não uniformidade da energia cinética molecular de todo o sistema. Ao despressurizar um líquido e aproximá-lo do ponto de borbulha, essas flutuações se acentuam, gerando protoborbulhas, que têm características comuns às borbulhas, mas se encontram em fase líquida. Ao alcançar o ponto de borbulha, as protoborbulhas mudam de uma fase líquida para uma fase gasosa, e começam a aparecer as borbulhas. Conforme o sistema é despressurizado, o tamanho e a quantidade de borbulhas aumenta. Inicialmente, a borbulha é constituída essencialmente por moléculas de metano. Não existe limite entre a borbulha e seu entorno, havendo uma zona de transição difusa composta por moléculas semi-energetizadas, onde predominam os hidrocarbonetos leves. Conforme a borbulha vai subindo, alcança níveis de pressão mais baixos, de modo que os componentes mais pesados, como o etano e o butano, se volatilizam e se integram à borbulha (PEREZ ROSALES, 1997).

A precipitação dos asfaltos depende do grau de evolução das borbulhas. A quantidade de asfaltos precipitados vai depender da composição da borbulha que foi formada. CALDAS *et al.* (1995) mostraram que ao aumentar a quantidade de carbonos no precipitante, a quantidade de asfaltos precipitados diminui, assim como a precipitação no ponto de borbulha é máxima quando elas são constituídas essencialmente por metano. Nesta fase, os compostos aromáticos leves mudam da fase líquida para a gasosa, começando a formar parte das borbulhas, mudando o processo de precipitação, pois a presença de aromáticos nas borbulhas se opõe a precipitação (PEREZ ROSALES, 1997).

Assim, pode-se estabelecer quatro etapas na precipitação dos asfaltenos a partir de borbulhas:

- 1) etapa de protoborbulha, que corresponde a uma fase semilíquida, quando começa a precipitação;
- 2) etapa ou ponto de borbulha, quando nascem as borbulhas na forma de acumulações de moléculas de metano energético, com a máxima precipitação de asfaltenos;
- 3) etapa parafínica, onde as parafinas leves e o metano são incorporados às borbulhas, causando a diminuição da precipitação dos asfaltenos; e
- 4) etapa aromática, quando a adição dos aromáticos leves nas borbulhas produz a tendência de eliminar a precipitação dos asfaltenos.

A pressão de um óleo num poço diminui ao longo do tempo e sua temperatura na tubulação é variável (maior no fundo e menor na superfície), ainda que essas diferenças não afetam basicamente os processos de precipitação dos asfaltenos. Se no transcurso do fundo para a superfície o óleo líquido não muda para a fase gasosa, as probabilidades de que ocorra a precipitação de asfaltenos são baixas. Por vezes, os precipitados de asfalto se aderem à tubulação, por um processo que se crê ser de natureza elétrica (HASKETT e TARTERA, 1965). Um dos fatores determinantes na precipitação de asfaltenos é a composição do óleo, pois campos com problemas de precipitação de asfaltenos geralmente produzem óleos leves. Isto pode ser explicado ao considerar que os óleos leves geram borbulhas ricas em parafinas leves, que interagem com o óleo, favorecendo a precipitação dos asfaltenos (PEREZ ROSALES, 1997).

A precipitação de asfaltenos pode ocorrer sem alcançar o ponto de borbulha, quando um óleo entra num reservatório, gerando turbulências que favorecem a formação de borbulhas e conseqüentemente a precipitação de asfaltenos no fundo do poço, como é possível observar na região sudoeste do México (PEREZ ROSALES, 1997).

Os *tar-mats* são zonas de petróleo rico em asfaltenos, com contatos composicionais acunhando-se para a coluna de petróleo sobrejacente, relacionados com descontinuidades geológicas. São enriquecidos em asfaltenos, com concentrações de 20 a 60% em peso da fração C_{15}^+ . Entre os processos de formação de *tar-mats* se incluem a biodegradação (CONNAN, 1984), a mistura de óleos no reservatório (LARTER *et al.*,

1990), a adsorção dos asfaltenos nas argilas, o aumento de soluções gasosas, a difusão por segregação gravitacional da coluna de óleo (SCHULTE, 1980) e a convecção térmica na coluna de óleo (MONTEL e GOUDEL, 1985).

O conhecimento da distribuição espacial dos *tar-mats* é importante para estimar corretamente as reservas produtoras e para realizar a locação de poços de injeção (LARTER *et al.* 1990). Para fins de exploração, um modelo preditivo da extensão superficial dos *tar-mats* seria muito benéfico tanto para o desenvolvimento do campo como para o processo de recuperação secundária, pois os *tar-mats* representam óleos não produzíveis *in place* e barreiras com baixa permeabilidade que impedem o fluxo dos hidrocarbonetos dentro do reservatório

VII.2. Campo de Taratunich

No campo de Taratunich tem sido registrada a precipitação de asfaltenos nos poços X-24 e X-16 do bloco Nororiental e no poço X-19 do bloco Oriental. Para analisar esta precipitação, se realizou o estudo de floculação de asfaltenos em todos os óleos do campo, para determinar quais óleos apresentam maior potencial para precipitar asfaltenos.

Os principais parâmetros que descrevem um reservatório com maiores possibilidades de precipitar asfaltenos foram estudados por CAMPAGNOLO (1997), que estabeleceu que os óleos com °API maior do que 30°, com baixo conteúdo de asfaltenos (menor do que 1%), armazenados em reservatórios com pressões muito elevadas (superiores à pressão de saturação) e altas temperaturas (superiores a 100°C), são os que apresentam maior potencial de precipitação de asfaltenos. Óleos com alto conteúdo de asfaltenos também podem dar problemas, mesmo sendo estáveis, como os oriundos da mistura de óleos com fluidos estranhos e incompatíveis (fluidos de perfuração, acidificação, fraturamento, injeção de gases miscíveis, injeção de CO₂, *etc.*)

Uma vez obtido o ONSET pelo método espectrofotométrico e calculada a floculação dos óleos (fig.VII.1.1; tabela VII.1.1; anexo 1), os valores obtidos são comparados com os parâmetros estabelecidos por CAMPAGNOLO (1997) (tabela VII.1.2). Observa-se que os óleos dos poços X-5, X-7, X-15, X-19, X-23 e X-26 apresentam um ONSET

inferior a 1ml/g de óleo, indicando instabilidade e uma grande possibilidade de que ocorra a precipitação dos asfaltenos, aumentada ainda mais pelo °API e os valores da pressão inicial que é superior a pressão de saturação (tabelas VII.1.2a e VII.1.2b). Os óleos dos poços X-16, X-18 e X-27 têm valores ONSET entre 1ml/g e 2ml/g, indicando estabilidade, mas alta probabilidade de que ocorra a precipitação de asfaltenos por causa das características do reservatório. O óleo do poço X-13 não foi conclusivo, pois o comportamento da curva não apresentou um mínimo exato. E o óleo do poço X-20 não possui asfaltenos por sua alta evolução térmica.

Os resultados das análises de floculação de asfaltenos mostram uma grande possibilidade de precipitação dos mesmos no campo de Taratunich. Esses resultados e a ausência de compartimentação indicam que se deve tomar cuidado durante a exploração de hidrocarbonetos neste campo, através do controle da pressão e evitando-se a utilização de estimulantes que gerem gases que propiciem a precipitação de asfaltenos, como o ácido clorídrico, que ao reagir com as rochas carbonatadas do reservatório produz dióxido de carbono.

VIII. Considerações Finais

A Geoquímica do Petróleo quando integrada a dados geológicos e de produção, tem um papel decisivo na solução de alguns problemas que se apresentam durante o desenvolvimento, produção e dentro do reservatório petrolífero em si. Reconhecer e entender as variações composicionais dos hidrocarbonetos, tanto vertical- como lateralmente, pode ter um impacto significativo nas estratégias e no desenvolvimento do campo. Frequentemente, dados de integração e de alta resolução geoquímica são solicitados pela Engenharia de Produção para reconhecer pequenas variações composicionais dos hidrocarbonetos, assim como o de compartimentos dentro dos reservatórios. Na escala de bacias, as diferenças entre óleos permitem a classificação das famílias, e na escala de reservatórios, os diversos compartimentos que armazenam petróleo apresentam diferenças químicas muito sutis, resultantes das interações água-rocha, do ataque por biodegradação, da carga sedimentar, de fugas ou fracionamento evaporativo. Identificar essas diferenças e integrá-las com os padrões geológicos e de Engenharia de Produção resultam numa significativa adição de reservas, com

diminuição de custos de produção e rapidez no retorno do investimento. A identificação de compartimentos nos reservatórios através do conhecimento das variações na composição dos hidrocarbonetos pode influir inclusive nas estratégias de locação de poços.

Em reservatórios contínuos existe também a possibilidade de observar variações composicionais sistemáticas, como mudanças nas concentrações dos asfaltenos devidas a acomodamentos gravitacionais, recarga de hidrocarbonetos ou desasfaltação. Essas variações podem afetar as propriedades físicas dos óleos e impactar de maneira significativa o desenvolvimento de um campo petrolífero e sua produção. As variações sistemáticas nas propriedades geoquímicas de alguns reservatórios pode ser utilizada para otimizar a localização de futuros poços a perfurar.

O presente trabalho é o primeiro em seu tipo realizado num campo petrolífero mexicano. Foram utilizadas técnicas da Geoquímica convencional para caracterizar os reservatórios ao lado de uma tecnologia avançada e de vanguarda na exploração petrolífera. A Geoquímica Orgânica abriu caminho como uma ciência indispensável nos estudos exploratórios de hidrocarbonetos. Agora, a Geoquímica de Reservatórios estabelece uma ligação entre a Engenharia de Produção e a Geologia do Petróleo, podendo assim aumentar a produção de outros campos petrolíferos onde a compartimentação não é bem conhecida.

A integração da Geoquímica na produção e no desenvolvimento dos campos petrolíferos requer uma amostragem de hidrocarbonetos cuidadosa e contínua, utilizando-se uma instrumentação analítica convencional de baixo custo. O presente trabalho é o primeiro deste tipo realizado em um campo petrolífero mexicano. São apresentadas as técnicas mais comuns para a caracterização de reservatórios utilizando-se uma metodologia geoquímica. Representa também um exemplo da utilização de uma tecnologia de vanguarda na exploração petrolífera, e os resultados obtidos devem ser integrados aos estudos de engenharia de reservatórios, buscando-se uma aplicação direta durante o desenvolvimento da produção. As análises de hidrocarbonetos leves demonstram que os óleos foram submetidos aos mesmos processos de alteração, e os perfis cromatográficos indicam a ausência de compartimentação entre os reservatórios. A origem em comum, a história de preenchimento e a possibilidade de precipitação de

asfaltenos indicam o cuidado que deve ser tomado na extração de hidrocarbonetos. O estudo do fracionamento evaporativo mostra que o óleo no poço X-20 não é afectado pelo fenómeno, recomendando-se a exploração nesta área na procura de hidrocarbonetos leves. A Geoquímica Orgânica abriu caminho como uma ferramenta indispensável nos estudos exploratórios de hidrocarbonetos. Agora, a Geoquímica de Reservatórios estabelece uma ligação ou um tipo de enlace entre a Engenharia de Produção e a Geologia de Reservatórios, logrando assim, incrementar a produção de campos petrolíferos, onde a compartimentação não é bem conhecida; por essa razão se recomenda a aplicação de estudos como este na Geologia de Reservatórios e na Engenharia de Produção para os campos petrolíferos mexicanos.

IX. Conclusões

Com base nos resultados obtidos no presente trabalho, onde foram aplicadas técnicas de geoquímica de reservatórios de vanguarda nos hidrocarbonetos armazenados no campo Taratunich, na Sonda de Campeche, pode-se concluir:

- Os hidrocarbonetos do campo de Taratunich, armazenados tanto nos reservatórios que correspondem as brechas do Cretáceo Superior- Paleoceno Inferior (BTPKS) como nos do Jurássico Superior Kimmeridgiano (JSK), apresentam grandes similaridades composicionais e cromatográficas, indicando que os hidrocarbonetos sofreram uma mesma história geológica em sua geração e acumulação, ou seja, apresentam uma origem comum.
- Todos os hidrocarbonetos correspondem a óleos leves, com grau API que variam entre 25 e 35°, com exceção do poço X-20 do Bloco Oriental, que apresenta valores de 53° API (condensado). Os conteúdos de enxofre se mantêm entre 1.3 e 1.8, com exceção do mesmo poço, que apresenta valores de 0.3 por efeito da maturação térmica. Os valores isotópicos dos hidrocarbonetos oscilam entre -27 ‰ e -28 ‰
- Através da análise de biomarcadores se concluiu que todos os hidrocarbonetos provêm de um mesmo ambiente marinho carbonatado. A presença de um alto conteúdo de enxofre, valores isotópicos entre -27 e -28 ‰ , a presença de C_{30} esteranos regulares, as relações pr/phy, hopano/esterano, C_{35}/C_{34} hopanos, C_{29}/C_{30} hopanos e

outros biomarcadores indicam que estes óleos pertencem à família 2b estabelecida por MELLO y GUZMÁN (1994). Da mesma maneira, o estudo dos biomarcadores indicam que foram gerados a partir de rochas titonianas de origem marinho carbonática.

- Os perfis cromatográficos obtidos com a técnica proposta por KAUFMAN, 1990, mostram pequenas diferenças entre alguns compostos aromáticos, naftênicos e isoprenóides. Estas diferenças sugerem uma compartimentação entre os reservatórios cretácicos e os kimmeridgianos, não tendo sido observada compartimentação intra-reservatórios.
- O estudo dos hidrocarbonetos leves indica que, em geral, os óleos foram submetidos aos mesmos processos de alteração geoquímica, tendo sido encontradas algumas diferenças nos parâmetros de parafinidade que indicam variações na evolução térmica: os hidrocarbonetos armazenados nos reservatórios menos profundos, pertencentes às brechas cretácicas, são mais evoluídos termicamente que aqueles armazenados a maior profundidade, nos reservatórios kimmeridgiano. Este fato sugere que ocorreram dois pulsos de geração.
- A análise de Cluster efetuada para os dados de cromatografia gasosa nos óleos indica pequenas diferenças composicionais em todas as amostras analisadas, sendo que nos hidrocarbonetos leves se observam diferenças mínimas entre os óleos das brechas cretácicas e do kimmeridgiano.
- OS parâmetros de THOMPSON mostram supermaturação nos óleos, indicando que estes se encontram em um estado de alta evolução térmica próximo à condensação. Esta interpretação é corroborada pelos dados de biomarcadores, que não indicam mistura de hidrocarbonetos.
- Os carbazóis proporcionam excelentes resultados ao serem considerados em conjunto com as características estruturais do campo Taratunich, concluindo-se que os reservatórios mais superficiais, constituídos pelas brechas cretácicas, tiveram como conduto de migração a falha localizada na porção norte-oriental do campo. Os reservatórios mais profundos, das rochas kimmeridgianas, foram preenchidos através das duas falhas que limitam o campo em suas porções norte-oriental e sul-ocidental.

- Pelas características do reservatórios e dos óleos entre si, existe uma grande possibilidade de que exista a precipitação de asfaltenos nos óleos do campo Taratunich, com exceção do poço X-20, por sua alta evolução térmica, tendo perdido esta fração de sua composição. A precipitação dos asfaltenos nesse campo obedece aos efeitos das variações na pressão dos reservatórios.
- Em geral, pode-se mencionar que a compartimentação entre os dois principais reservatórios é observada através de diferenças composicionais devidas unicamente à evolução térmica.

Referencias Bibliográficas

ABELSON, P.H., HOERING, T.C., 1961, "Carbon Isotope Fractionation in Formation of Amino Acids by Photosynthetic Organisms". In: *Proceedings of the Natural Academic Scientists*, pp.623-632. United States of America.

ANGELES AQUINO, F.J., 1988, "Estudio Estratigráfico Sedimentológico del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche", *Ingeniería Petrolera AIPM*, v. 27, n.1, pp. 45-55.

ANGULO, R., BORGES, A., FONSECA, M. *et al.*, 1995, "Experimental Asphaltene Precipitation Study. Phenomenological Behavior of Venezuelan Live Crude Oils", In: *First International ymposium on Colloid Chemistry in Oil Production*. Rio de Janeiro, Brazil, Nov. 26-29, pp.109-110

AQUINO NETO, F., TRENDEL, J., RESTLE, A., *et al.*, 1983, "Ocurrence and Formation of Tricyclic and Tetracyclic Terpanes in Sediments and Petroleum", In: *Advances in Organic Geochemistry*, London, pp.659-667.

BALLY, A.W., GORDY, P.L. y STEWART, G.A., 1966, "Structure, Seismic Data and Orogenic Evolution of Southern Canadian Rocky Mountains", *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v.14, pp. 337-381.

BEACH, A., 1984, "Structural Evolution of the Witch Ground Graben", *Journal of Geological Society of London*, v.141, pp. 621-628.

BENDER, A.A., 1992, *RECON: Manual del Usuario*, Petróleos Brasileiros S.A., Rio de Janeiro.

- BLANC, P. y CONNAN, J., 1993, "Crude Oils in Reservoirs: The Factors Influencing their Composition", In: Bordenave, M.L. (ed.), *Applied Petroleum Geochemistry*, Paris, Technip.
- BLANC, P. y CONNAN, J., 1994., "Preservation, Degradation, and Destruction of Trapped Oil." In: *The Petroleum System - From Source to Trap*, v.60, *AAPG Memoir*, AAPG, pp.
- CALDAS, J., THOMAS, M., BEHAR, E. et al., 1995, "Influence of Solvents and the Asphaltene Content on the Flocculation Threshold of Crude Oils and Asphaltene Solution", In: *First International symposium on Colloid Chemistry in Oil Production*. Rio de Janeiro, Brazil, Nov. 26-29, pp.17-21.
- CAMPAGNOLO, E., 1997, "Precipitação dos Asfaltenos", *Petróleos Brasileiros*, S. A., Rio de Janeiro, Brasil.
- CONEY. P. J., 1983.- "Un modelo tectónico de México y sus relaciones con América del Norte, América del Sur y el Caribe", Instituto Mexicano del Petróleo., Rev., v.15, No.1, pp. 6-15.
- CONNAN, J., 1984, "Biodegradation of Crude Oils in Reservoirs." In: *Advances in Petroleum Geochemistry*, v.1, Academic Press, pp. 299-335.
- CONNAN, J. y DESSERT, D. 1987, "Novel Family of Hexacyclic Hopanoid Alkanes (C₃₂-C₃₅) Occurring in Sediments and Oils from Anoxic Paleoenvironments"; *Organic Geochemistry*, v.11, pp. 103-113.
- CZOCHANSKA, Z., GILBERT, T.D., PHILP, R.P., et al., 1988, "Geochemical application of sterane and triterpane biomarkers to a description of oils from the Taranaki Basin in New Zeland", *Organic Geochemistry*, v.12, pp. 123-135.
- CHAPPE, B., ALBRECHT, P., MICHAELIS, W., 1982, "Polar Lipids of Archeobacteria in Sediments and Petroleum", *Science*, v.217, pp. 65-66.
- CHEN, J., FU, J., SHENG, G. et al., 1995, "The Diamond Hydrocarbons Ratios: Novel Maturity Indices for Over-mature Crude Oils", In: *17th International Meeting on Organic Geochemistry*, Donostia-San Sebastián, pp.407-409.
- CHEVRON-PEMEX, 1993, "Proyecto de las Cuencas del Sureste", Informe Confidencial, México.
- DAHL, B., e SPEERS, C., 1985, "Organic Geochemistry of the Oseberg Field", In: *Petroleum Geochemistry in Exploration of the Norwegian Shelf*, Norwegian Petroleum Society, pp.185-195.
- DE BOER, R.B., LEERLOYER, K., EIGNER et al., 1992. "Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors". AIME, *paper* No.SPE24987, Cannes, France, Nov, 16-18.

DURAND, B., 1981, "Present Trends in Organic Geochemistry in Research on Migration of Hydrocarbons", In: *Advances in Organic Geochemistry*, v.1, John Wiley & Sons Limited, pp. 117-128.

DIDYK, B.M., SIMONEIT, B.R.T., BRASSELL, S.C., *et al.*, 1978, "Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation", *Nature*, v.272, pp. 231-238.

ENGLAND, W.A. y CUBBIT, J.M., 1995, "Geochemistry of Reservoirs: An Introduction". In: *The Geochemistry of Reservoirs*, n.86, *Geological Society Special Publication*, pp. 1-3.

ENGLAND, W.A. y FLEET, A.J. (eds.), 1992, *Petroleum Migration*. London, Geological Society of London.

ENGLAND, W.A., MACKENZIE, A.S., MANN, D.M. *et al.*, 1987, "The Movement and Entrapment of Petroleum in the Subsurface". *Journal of the geological society of London*, v.144, pp. 327-347.

EGLINTON, G., 1973, "Chemical Fossils: A Combined Organic Geochemical and Environmental Approach". *Pure and Applied Chemistry*, v.34, pp. 611-632.

EVANS, R., ROGERS, A., BAILEY, J., *et al.*, 1971, "Evolution and Alteration of Petroleum in Western Canada". *Chemistry Geology*, v.8, pp.147-170.

FREEMAN, K.H., 1991, *The Carbon Isotopic Composition of Individual Compounds from Ancient and Modern Depositional Environments*. Tesis de Doctorado, Indiana University, Bloomington, Inglaterra.

FREEMAN, K.H., HAYES, J.M., TRENDLE, J.M. *et al.*, 1990, "Evidence from GC-MS Carbon Isotopic Measurements for Multiple Origins of Sedimentary Hydrocarbons", *Nature*, v.353, pp. 254-256.

GALIMOV, E.M., 1973, *Carbon Isotopes in Oil and Gas Geology*. Nedra, Moscow.

GONZÁLEZ, G.R. y HOLGUÍN, Q.N., 1991, "Geology of the Source Rocks of México". In: *Proceedings of the 12th World Petroleum Congress*.

GOOSENS, H., DUE, J., DE LEEUW, B., *et al.*, 1988, "The Pristane Formation Index, a New Molecular Maturity Parameter: A Simple Method to Assess Maturity by Pyrolysis/Evaporation-gas chromatography of Unextracted Samples" *Geochemica et Cosmochimica Acta*, v.52, pp.1189-1193.

GRANTHAM, P.J., POSTHUMA, J. y BAAK, A., 1983, "Triterpanes in a Number of Far-Eastern Crude Oils". *Advances in Organic Geochemistry 1981*, J. Wiley & Sons, pp. 675-683.

GUTIÉRREZ, I., 1993, "Estudio Sedimentológico del Cretácico Superior", *Petróleos Mexicanos*, México.

GUZMÁN VEGA, M.A. y MELLO, M.R., 1994, *The Habitat of Petroleum of the Mexican Southeastern Basins: A Biological Marker Approach*. IMP/PETROBRAS, Rio de Janeiro.

GUZMÁN VEGA, M.A. y MELLO, M.R., 1996, "Macuspana Basin, Southeast Mexico: An Example of a Tertiary Marine Deltaic Petroleum Habitat", *Revista Latinoamericana de Geoquímica Orgánica*. v.2, pp. 15-27.

GUZMÁN VEGA, M.A. y MOLDOWAN J.M., (1997), "Upper Jurassic Organic-Rich Depositional Environments in the Tampico Misantra Basin, Eastern Mexico". In: *18th International Meeting on Organic Geochemistry*, pp.157-158, Maastricht, the Netherlands, September.

HASKETT, C. y TARTERA, M., 1965. "A Practical Solution to the Problem of Asphaltene Deposits-Hassi Messaoud Field", *Journal of Petroleum Technology*, Algeria, Abril, pp.387-391.

HIRSCHBERG, A., DE JONG, L., SCHIPPER, B., et al., 1984, "Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation", *Journal of the Society of Petroleum Engineers*, June, pp. 283-293.

HOSSAK, J.R., 1983, "A Cross Section through the Scandinavian Caledonides Constructed with the Aid of Branch Line-Maps"., *Journal of Structural Geology*, v.5, pp. 103-111.

KAUFMAN, R.L. y AHMED A.S., 1990, "Gas Chromatography as a Development and Production Tool for Fingerprinting Oils From Individual Reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico". In: *Proceedings From the GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings*, pp. 263-282.

KAWANAKA, S., PARK, S., y MANSOORI, G., 1991, "Organic Deposition from Reservoir Fluids: a Thermodynamic Predictive Technic. SPE Reservoir Engineering, May: pp.185-192.

LAFARGUE, E., e BARKER, C., 1988, "Effect of Water Washing on Crude Oil Compositions", *AAPG*, v.72, pp.263-276.

LARTER, S.R. y APLIN, A.C., 1995, "Reservoir Geochemistry: Methods, Applications and Opportunities". *The Geochemistry of Reservoirs*, n. 86, *Geological Society Special Publication* n.86, pp. 5-32.

Li, M. LARTER, S.R. y FROLOV, Y.B.J., 1994, *High Resolution Chromatography*. v. 17, pp. 230-236.

MALDONADO, R. e TRINDADE, L.A., 1998, "Reservoir Geochemistry Applied to Taratunich Oil Field Offshore Campeche, Mexico", In: *AAPG International Conference and Exhibition*, Noviembre, Rio de Janeiro, pp.132-133.

MALDONADO, R. e TRINDADE, L.A., 1998, "Caracterización Geoquímica de Yacimientos en el Campo Taratunich", In: Latin American Congress on Organic Geochemistry, Octubre, Isla de Margarita, en cd-rom.

MACKENZIE, A.S., 1984, "Application of Biological Markers in Petroleum Geochemistry". *Advances in Petroleum Geochemistry 1983*, v.1, Academic Press, pp. 115-214.

MCKIRDY, D.M., ALDRIDGE, A.K. y YPMA, P.J.M., 1983, "A Geochemical Comparison of Some Crude Oils from Pre-Ordovician Carbonate Rocks. In: *Advances in Organic Geochemistry 1981*, J. Wiley & Sons, pp. 99-107.

MCKIRDY, D.M., KANTSLE, A.J., EMMET, J.K. *et al.*, A. K., 1984, "Hydrocarbon Genesis and Organic Facies in Cambrian Carbonates of the Eastern Officer Basin, South Australia". In: *Petroleum Geochemistry and Source Rock Potencial of Carbonate Rocks*, n.18 *Studies in Geology AAPG*, pp. 13-31.

MEDRANO, L.M., GUZMÁN VEGA, M.A. y CLARA, L., 1997, "Características Isotópicas y Moleculares de los Aceites del Oxfordiano de la Sonda de Campeche y su Correlación con los Aceites del Norte del Golfo de México (fm. Smackover)". In: *35° Congreso Nacional de la Asociación de Ingenieros Petroleros de Mexico*, pp. 25-35, Zacatecas, Abril.

MELLO, M.R., 1986, *Workshop on Practical Applications of Biological Marker in Petroleum Exploration*. Petróleos Brasileiros S.A., Rio de Janeiro.

MELLO, M.R., GAGLIANONE, P.C., BRASSEL, S.C. *et al.*, 1988, "Geochemical and Biological Markers Assesment of Depositional Environments Using Brazilian Offshore Oils", *Marine and Petroleum Geology*, v.5, pp 205-223.

MELLO, M.R. y GUZMÁN VEJA, M.A., 1996, "Biomarker Characterisation of Oils in the Salina Basin, Mexico", *Revista Latinoamericana de Geoquímica Orgánica*, v.2, pp 29-37.

MELLO M.R., y TRINDADE, L.A.F., 1997, *Geoquímica del Petróleo*. Petróleos Brasileiros S.A., Rio de Janeiro.

MENESES, J., 1987, *Bosquejo Geológico de la Sonda de Campeche (Campos Petroleros)*, Pemex, Exploración y producción, México.

MILLÁN, M. P., 1995, *Campo Taratunich*, Pemex Exploración y Producción. Cd. del Carmen.

MOLDOWAN, J.M., SEIFERT, W.K. y GALLEGOS, E.J., 1985, "Relationship between Petroleum Composition and Depositional Environment of Petroleum Source Rocks". *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v.69, pp. 1255-1268.

MONTEL, F., e GOUEL, P., 1985, "Prediction of Compositional Grading in a Reservoir Column", Society of Petroleum Engineers, No.14410, Las Vegas.

- MONROY, F., 1993, "Prospecto Kix-Kimmeridgiano" Petróleos Mexicanos, Informe inédito.
- NEVES, G., Relatório Interno de Petróleos Brasileiros S.A., não publicado.
- OURISSON, G., ALBRECHT, P. y RHOMER, M., 1982, "Predictive Microbial Biochemistry from Molecular Fossils to Prokaryotic Membranes". *Trends in Biochemical Sciences*, v.7, pp. 236-239.
- PALACAS, J.G., ANDERS, D.E. y KING, J.D., 1984, "South Florida Basin: A Prime Example of Carbonate Source Rocks in Petroleum". In: *Petroleum Geochemistry and source Rock potential of Carbonate Rocks*, n.18, *Studies in Geology*, AAPG, pp. 71-96.
- PÉREZ ROSALES, C., 1997, "Asphaltene Precipitation in Oils Wells: A Phenomenological Approach", In: *Second International Symposium on Colloid Chemistry in Oil Production*, IS COP, Rio de Janeiro, Brazil, Agosto, paper No.16.
- PETERS, K.E. y MOLDOWAN, J.M., 1993, *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. New York, Prentice-Hall Inc.
- PETERS, K.E., ACHOLLA, F.V., CLAYPOOL, G.E. *et al.*, 1996, "Diamantoid Maturation and Correlation Parameters for Highly Mature Crude Oils and Condensates", In: *Memorias del V Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica*, Cancún, México, pp.98-99.
- PIMIENTA, L.M.A., ROBLES, N.J., VILLANUEVA, G.L.L. *et al.*, 1995, *Geología de La Cuenca de Campeche*. Pemex Exploración y Producción, Ciudad del Carmen.
- PINDELL, 1985, "Alleghenian reconstruction and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas and Proto-Caribbean", *Tectonics*, v.4, pp.1-39.
- PRICE, P.L., 1976, "Aqueous Solubility of Petroleum as Applied to its Origin and Primary Migration", AAPG, v.60, pp.213-244.
- PRICE, P.L., 1983, "Solubility of Crude Oil in Methane as a Function of Pressure and Temperature", *Organic Geochemistry*, v.4, pp.201-221.
- PRICE, P.L., O'SULLIVAN, T. y ALEXANDER, R., 1987, "The Nature and Occurrence of Oil in Seram, Indonesia". In: *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 16th Annual Convention*, v.1, pp. 141-173, Jakarta, Noviembre.
- ROSS, M., e SCOTSESE, R., 1988, "A Hierarchical Tectonic model of the Gulf of Mexico and Caribbean Region", *Tectonophysics*, v. 155, pp.139-168.
- RULLKÖTTER, J., SPIRO, B. y NISSENBAUM, A., 1985, "Biological Marker Characteristics of Oils and Asphalts from Carbonate Source Rocks in a Rapidly

Subsiding Graben, Dead Sea, Israel", *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v.49, pp. 1357-1370.

SALVADOR, A., 1987, "Late Triassic-Jurassic Paleogeography and Origin of Gulf of Mexico Basin", *AAPG*, v.41, pp.419-451.

SANTAMARÍA OROZCO, D., DI PRIMIO, R., PICKEL, W., *et al.*, 1994, "Organic Facies and Maturity of Tithonian Source Rocks from the Sonda de Campeche, México", KFA, Alemania.

SANTIAGO, A.J., 1980, "Giant Fields of the Southern Zona, México", *American Association Petroleum Geology*, v.1, pp.339-385.

SANTIAGO, A.J., BRAVO J.C., 1984, " Geología Petrolera de México", In: *Evaluation of Formations in México*, Schlumberger, pp.1-36.

SAWYER, D., BUFFLER, R., e PILGER, R., 1981, "The Crust Under the Gulf of Mexico Basin" *Geological Society of America*, v.J, pp.205-244.

SCHULTE, A., 1980, "Compositional Variations Within a hydrocarbon column due to gravity", *SPE*, No.9235, Dallas.

SEIFERT, W.K. y MOLDOWAN, J.M., 1978, "Aplication of Steranes, Terpanes, and Monoaromatics to the Maturation, Migration, and Source of Crude Oils". *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v.42, pp. 77-95.

SEIFERT, W.K. y MOLDOWAN, J.M., 1981, "Paleoreconstruction of Biological Markers". *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 45, pp. 783-794.

SEIFERT, W.K. y MOLDOWAN, J.M., 1986, "Use of Biological Markers in Petroleum Exploration". In: *Methods in Geochemistry and Geophysics*, v.24, pp. 261-290.

SILVERMAN, S.R., 1965, "Migration and Segregation of Oil and Gas". In: *Fluids in subsurface environments, n.4, AAPG Memoir*, AAPG, pp. 53-65.

SILVERMAN, S.R., 1967, "Carbon Isotope Evidence for the Role of Lipids in Petroleum Formation", *Journal of American Oil Chemistry Society*, v.44, pp. 691-695.

SMALLEY, P.C., DODD, T.A., STOCKDEN, I.L., *et al.*, 1995, "Compositional Heterogeneities in Oilfield Formation Waters: Identifying them, Using them". In: *The geochemistry of Reservoirs, n.86, Geological Society Special Publication*, pp. 59-69.

SOFER, Z., 1988, "Biomarkers and Carbon Isotopes Oils in the Jurassic Smackover Trend of the Gulf Coast States, USA", In: *Organic Geochemistry*, v.12, pp.421-432.

SPEIGHT, J.G., WERNICK, D.L., GOULD, K.A., *et al.*, 1985, "Molecular Weight and Association of Asphaltenes: A Critical Review", *Revue de l'Institute Francais du Pétrole*, v.40, pp. 51-61.

STACH, E., MACKOWAKY, M.T., TEICHMILLER, M. et al., 1982, "Stach's Textbook of Coal Petrology", Gebrüder Borntraeger, pp.535.

TRINDADE, L.F., MAGNIER, C. y Cerqueira J.R., 1998, "Comparison Between Geochemical Parameters Derived from Biomarkers and Light Hydrocarbons in Brazilian Oils", In: *6^o Latin American Congress on Organic Geochemistry, Integration of Energy and Environment*, Isla de Margarita, Octubre.

TEN HAVEN, H.L., 1996, "Application and Limitations of Mango's Light Hydrocarbon Parameters in Petroleum Correlation Studies", v.24 *Organic Geochemistry*, Pergamon Press, pp. 957-976.

THOMPSON, K.F.M., 1983, Classification and Thermal History of Petroleum Based on Light Hydrocarbons, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v.47, pp. 303-316.

THOMPSON, K.F.M., 1987, "Fractionated Aromatic Petroleums and the Generation of Gas-Condensates", *Organic Geochemistry*, v.11, n.6, pp. 573-590.

THOMPSON, K.F.M., 1988, "Gas-Condensate Migration and Oil Fractionation in Deltaic Systems". *Marine and Petroleum Geology*, v.5, pp. 237-246.

TISSOT, B.P. y WELTE D.H., 1984, *Petroleum Formation and Occurrence*, 2ed., Springer-Verlag, Berlin.

UNGERER, P., e PELET, R., 1984, "Exploration of Kinetics of Oil and Gas Formation from Laboratory Experiments to Sedimentary Basin" *Nature*, v.327, pp.52-54.

VOLKMAN, J., 1988, "Biological Markers Compounds as Indicators of the Depositional Environments of Petroleum Source Rocks. In: *Lacustrine Petroleum Source Rocks*, AAPG, Tulsa, pp.103-123.

VELLEMAN, P.F., 1988, "Data Desk: Statistics Guide. Learning and Using Statistics Procedures", Nueva York, Data Description inc.

WANG, T.G. y SIMONEIT, B.R.T., 1990, "Organic Geochemistry and Coal Petrology of Tertiary Brown Coal in the Zhoujing Mine, Baise Basin, South China: Biomarker Assemblage and Significance", *Fuel*, v.69, pp. 12-20.

WESTERN, 1994, "3-D Seismic Interpretation and Reservoir Characterization, Taratunich Field, Mexico. For Petroleos Mexicanos (PEMEX)", Western Atlas International, México.

WINGERT, W., 1992, "Analysis of Diamandoid Hydrocarbons in Smackover Petroleums", *Fuel*, v.71, pp.37-43.

FIGURAS

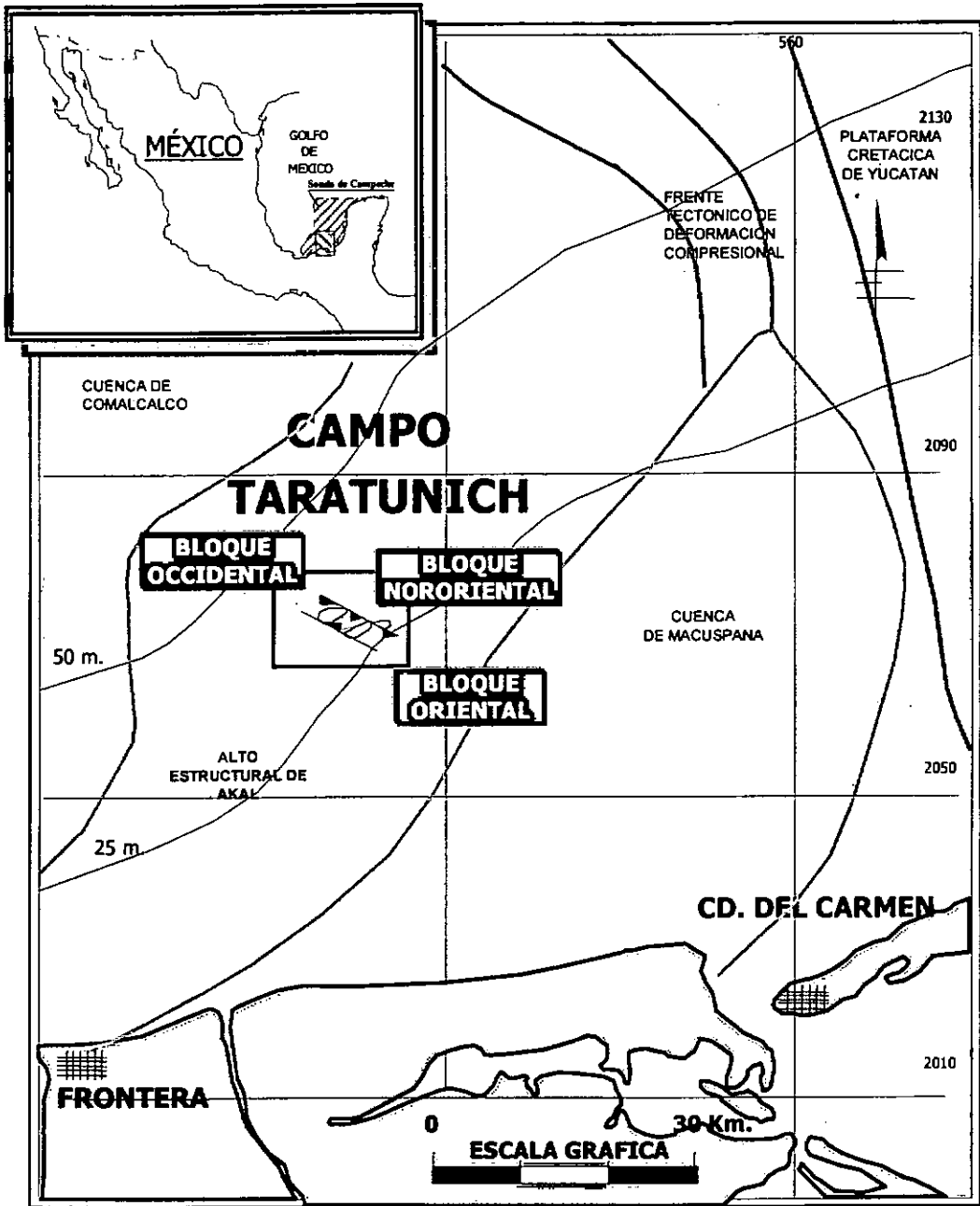
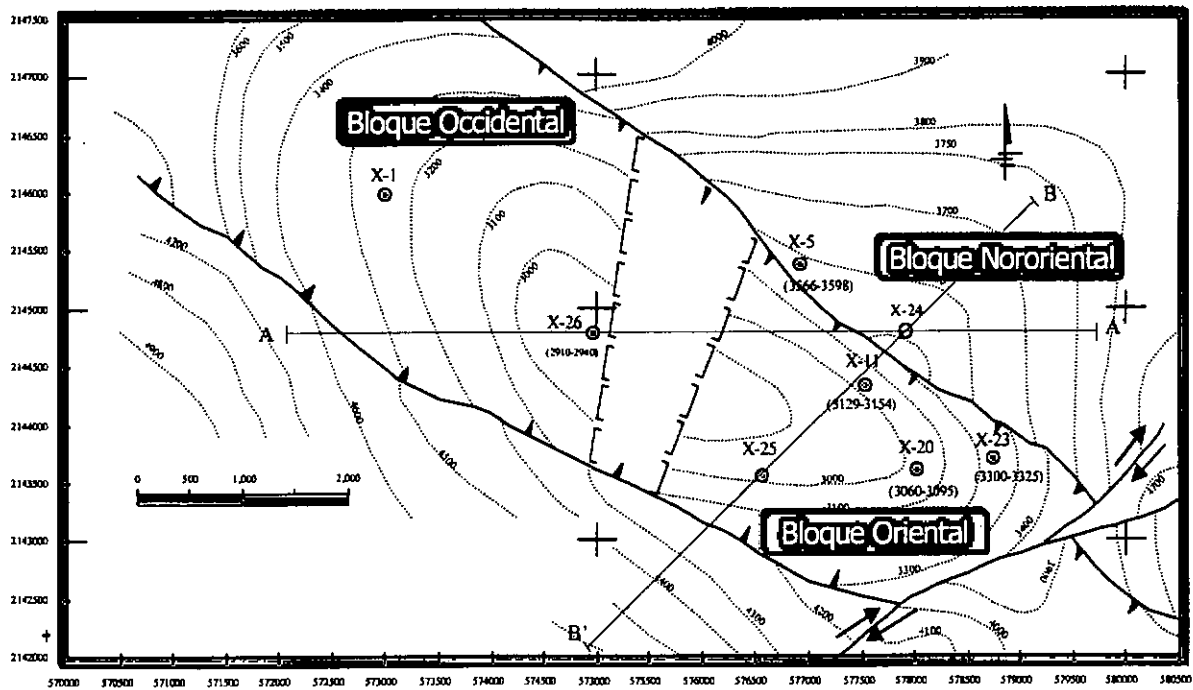


Figura I.1.1: Mapa de localização do campo de Taratunich, México, linha amarela=limite da bacia; linha azul=feição estrutural.

TIEMPO GEOLOGICO			COLUMNA ESTRATIGRAFICA	EVENTOS TECTONICOS	ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS PETROLEROS		
PERIODO	EPOCA	EDAD					
TERCIARIO	CUATERNARIO	REC-PLEISTOCENO		FORMACION DE TRAMPAS MOVIMIENTO DEL BLOQUE CHORTIS	ROCA ALMACENADORA ROCA GENERADORA ROCA SELLO		
		PLIOCENO					
		MIOCENO					
		OLIGOCENO					
		EOCENO					
	PALEOCENO		DESARROLLO DE CUÑA CLASTICA	ROCA ALMACENADORA			
CRETACICO	TARDIO	MAASTRICHTIANO		DESARROLLO DE CUENCA "FORELAND" ← OROGENIA LARAMIDE	ROCA ALMACENADORA		
		CAMPANIANO					
		SANTONIANO					
		CONIACIANO					
		TURONIANO					
	MEDIO	CENOMANIANO		MARGEN PASIVA	ROCA ALMACENADORA		
		ALBIANO					
	TEMPRANO	NEOCOMIANO		APTIANO		CORTEZA ESTABLECIDA	ROCA GENERADORA
				BARREMIANO			
				HAUTERIVIANO			
VALANGINIANO							
BERRIASIANO							
JURASICO	TARDIO	TITHONIANO		GOLFO DE MEXICO ABIERTO ←	ROCA ALMACENADORA		
		KIMMERIDGIANO					
		OXFORDIANO					
	MEDIO	CALLOVIANO		ROCA GENERADORA ROCA SELLO ROCA ALMACENADORA			

Figura I.2.1: Coluna estratigráfica, eventos tectônicos e elementos dos sistemas petrolíferos da Sonda de Campeche, México. As letras em vermelho salientam os elementos relacionados ao campo Taratunich (modificado de GUTIÉRREZ, 1993 e CHEVRON, 1993).

YACIMIENTO BTPKS



YACIMIENTO JSK

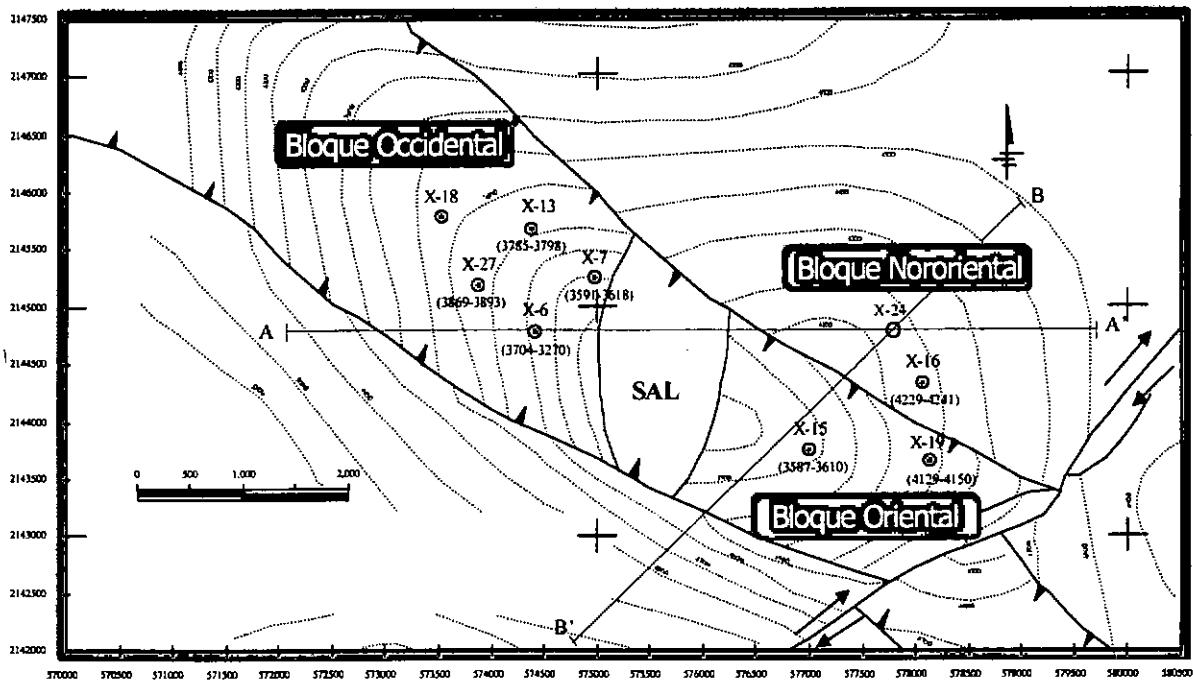


Figura II.1.1: Mapas estruturais dos reservatórios JSK e BTPKS no campo Taratunich.

CAMPO TARATUNICH

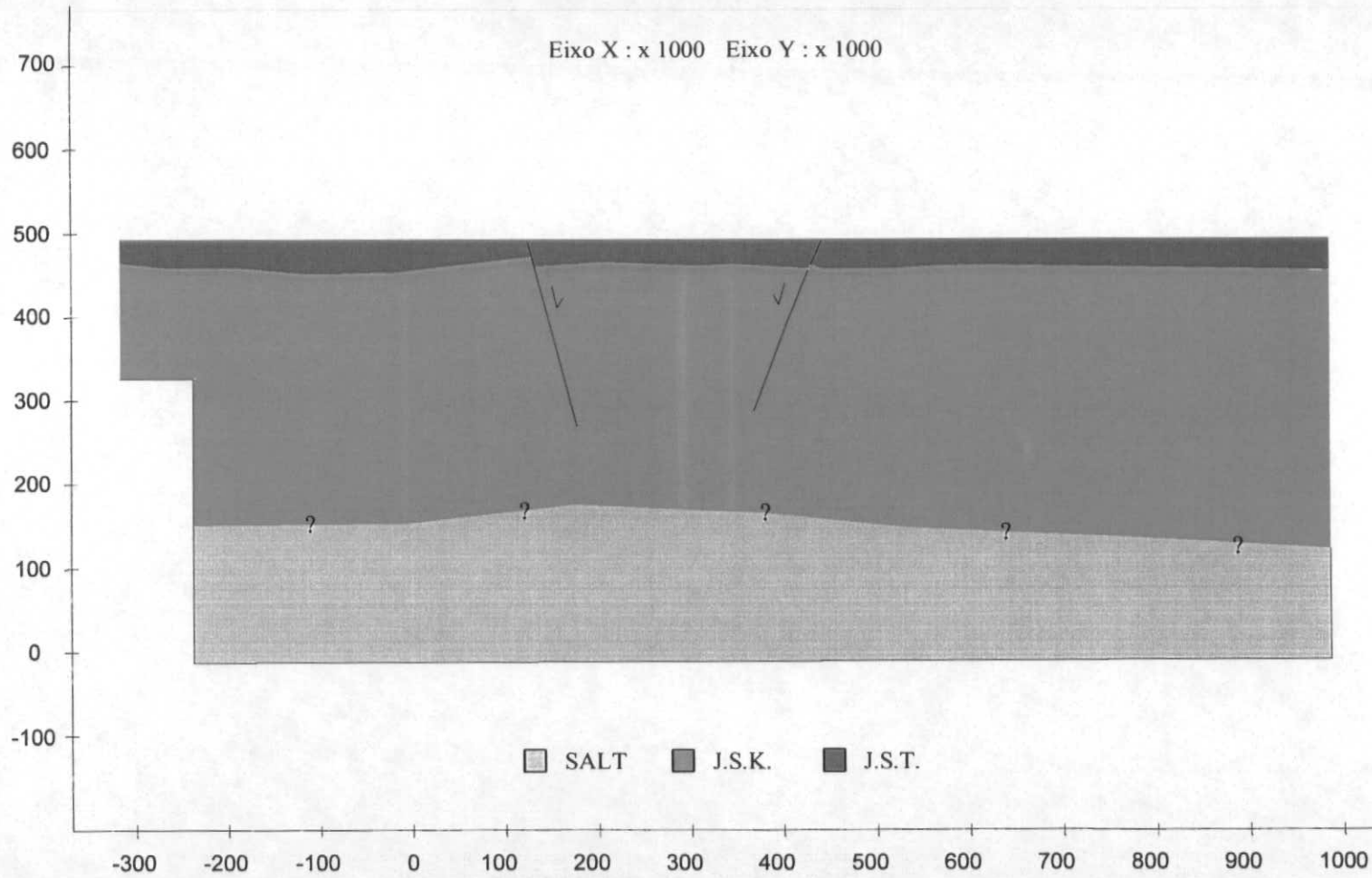


Figura II.3.1: Seção restaurada ao topo de J.S.T.

CAMPO TARATUNICH

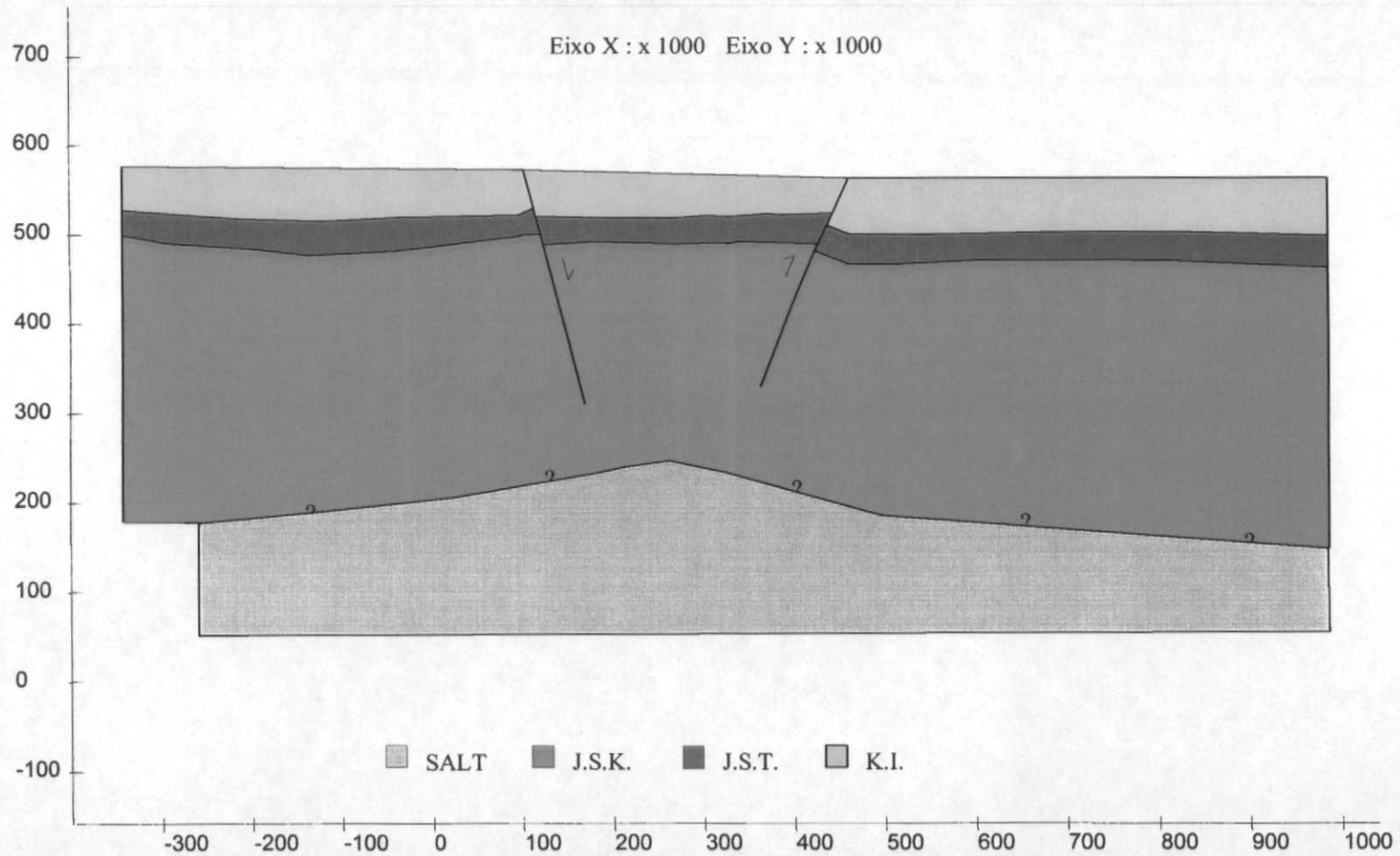


Figura II.3.2: Seção restaurada ao topo do Cretáceo Inferior.

CAMPO TARATUNICH

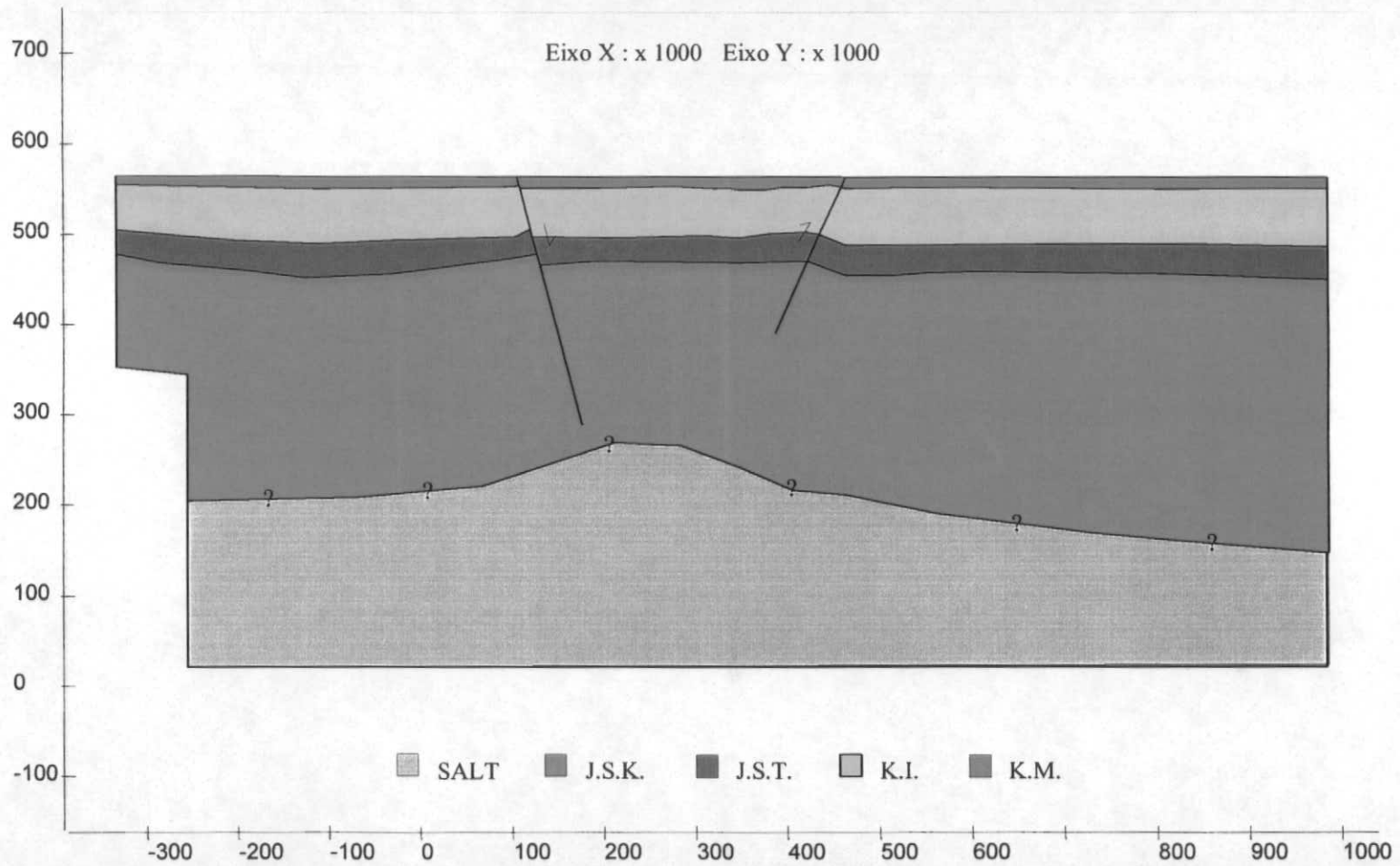


Figura II.3.3: Seção restaurada ao topo do Cretáceo medio.

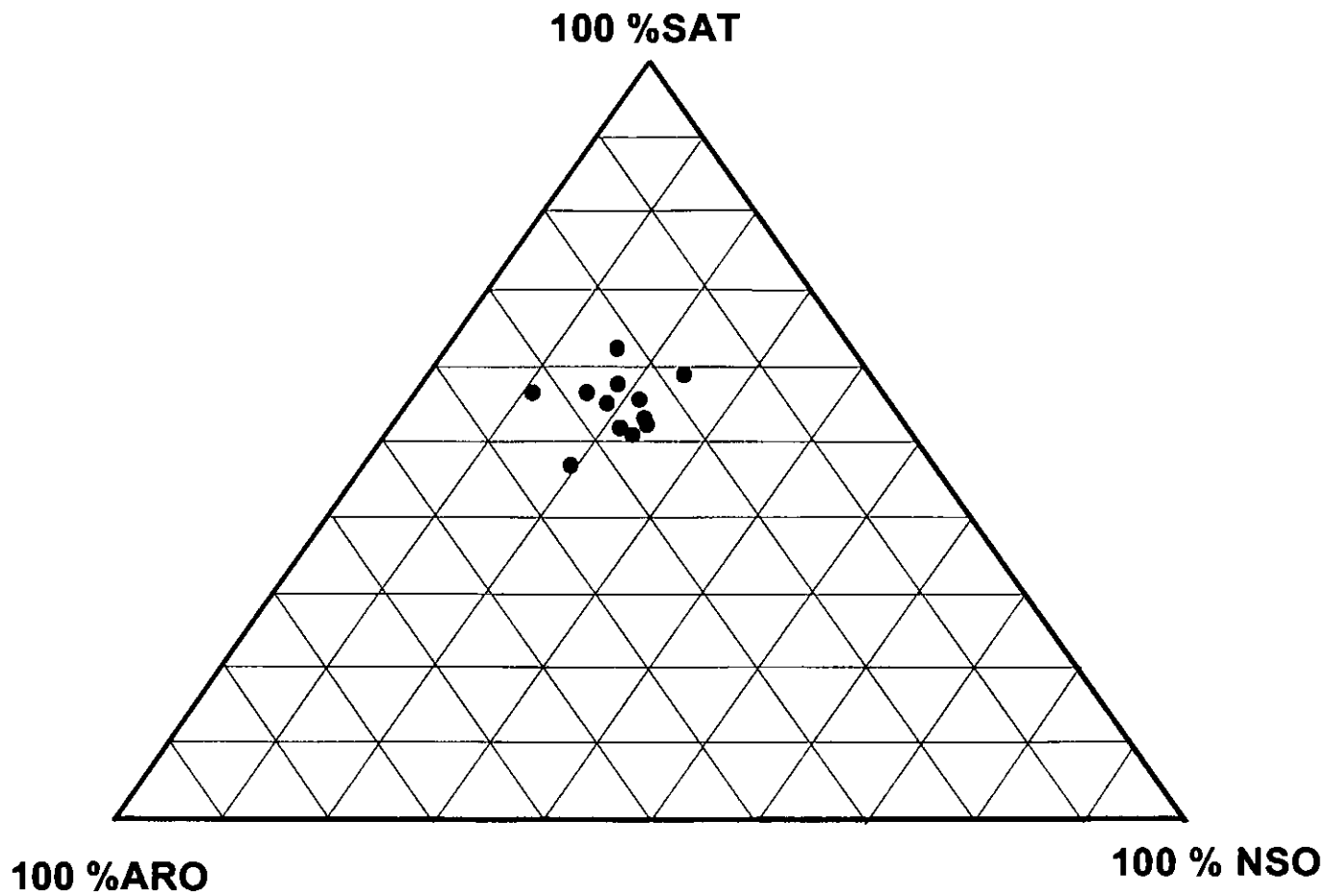


Figura IV.1.1 Diagrama ternário dos óleos do campo Taratunich.

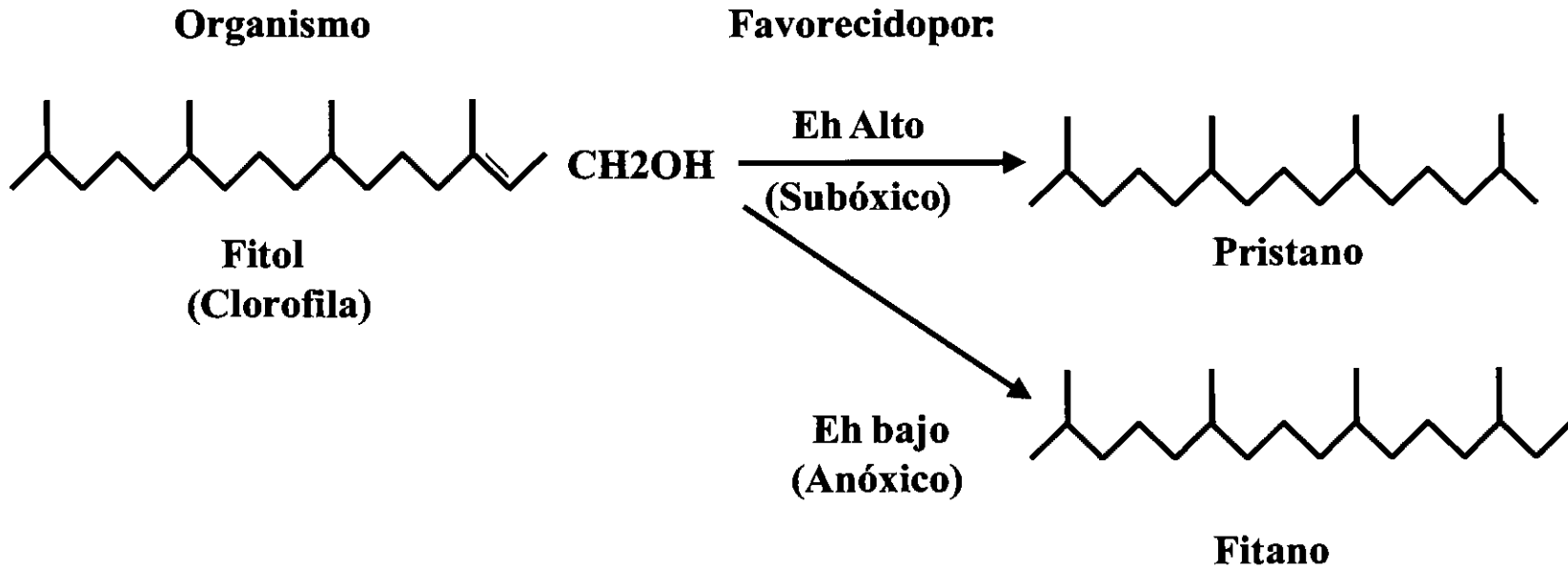
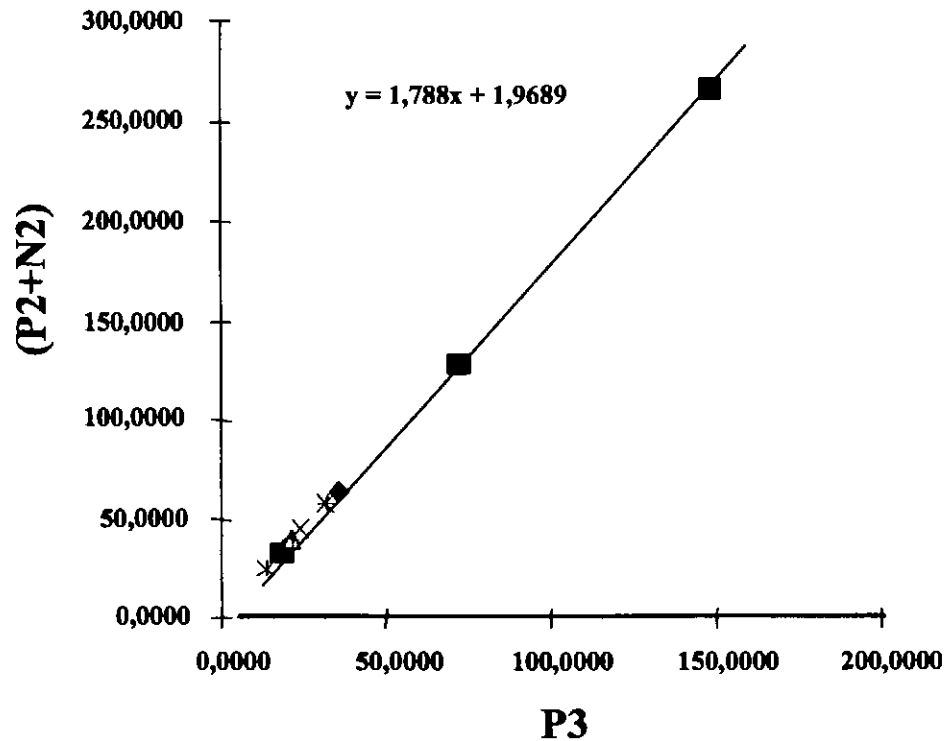


Figura IV.2.1: Origem diagenética do pristano e fitano a partir do fitol (derivado da clorofila), segundo PETERS e MALDOWAN (1993).



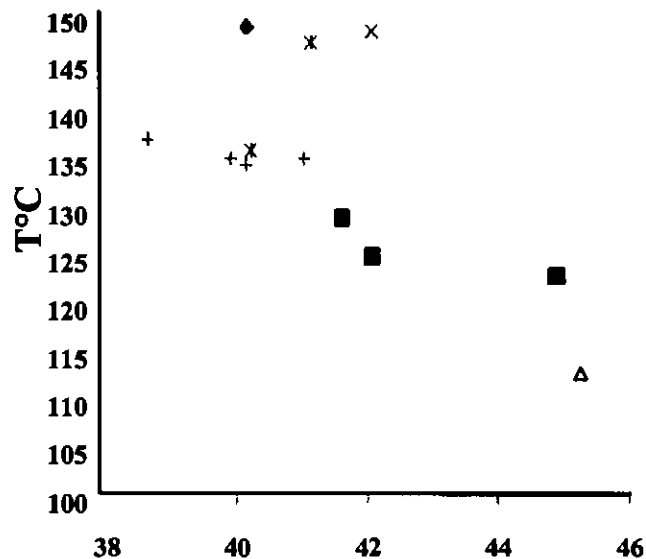
◆ BTPKS (101) ■ BTPKS (201) △ BTPKS (301)
 × JSK (101) * JSK (201) + JSK (301)

Figura IV.3.1: Parâmetros que definem o esquema 'pai-filho' proposto por MANGO (1990): a tendência linear dos valores indica a origem comum dos hidrocarbonetos de campo de Taratunich.

H (índice de parafinicidad)

Vs

T°C del yacimiento

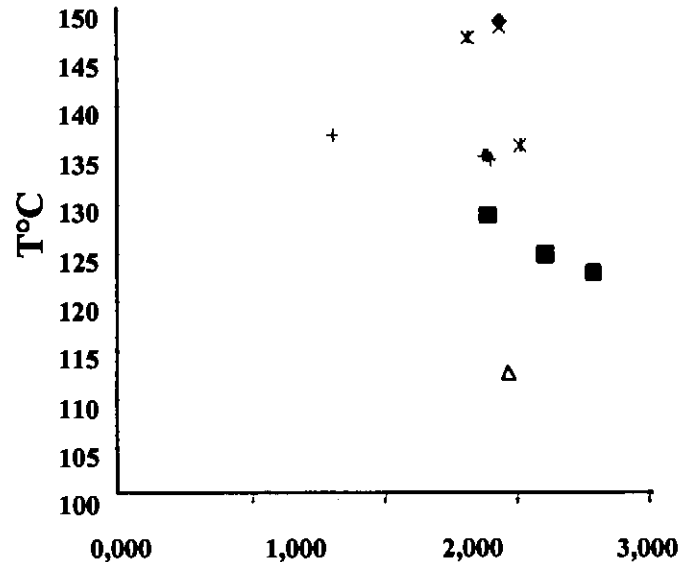


Valor de Heptano (H)

I (índice de parafinicidad)

Vs

T°C del yacimiento



Valor de Isoheptano (I)

◆ BTPKS (B. NORORIENTAL)

■ BTPKS (B. ORIENTAL)

△ BTPKS (B. OCCIDENTAL)

× JSK (B. NORORIENTAL)

× JSK (B. ORIENTAL)

+ JSK (B. OCCIDENTAL)

Figura IV.3.2: Parámetros de parafinicidad (definidos por THOMPSON, 1990) versus temperatura del reservatorio en el campo de Taratunich, México.

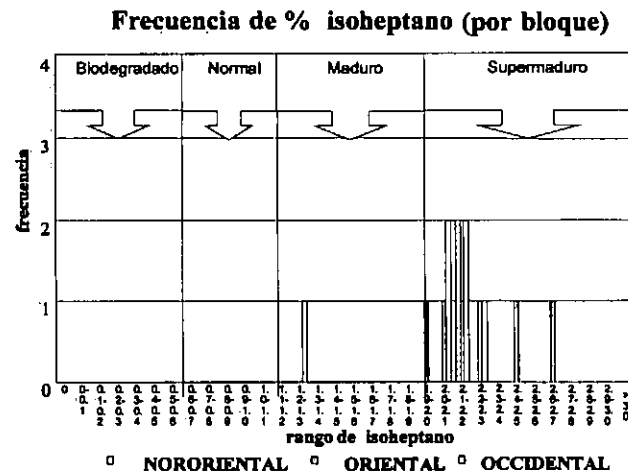
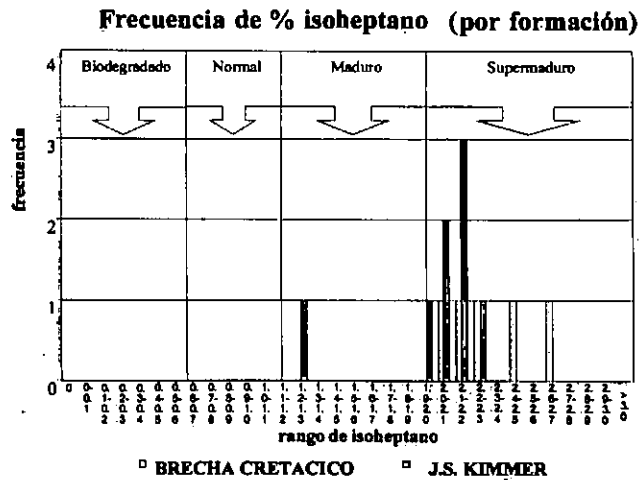
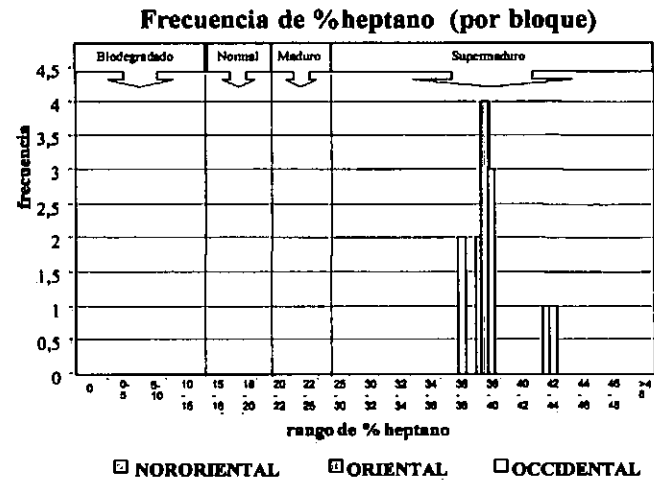
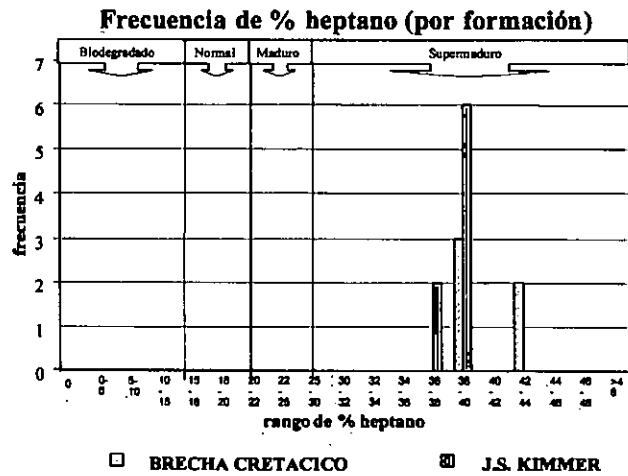
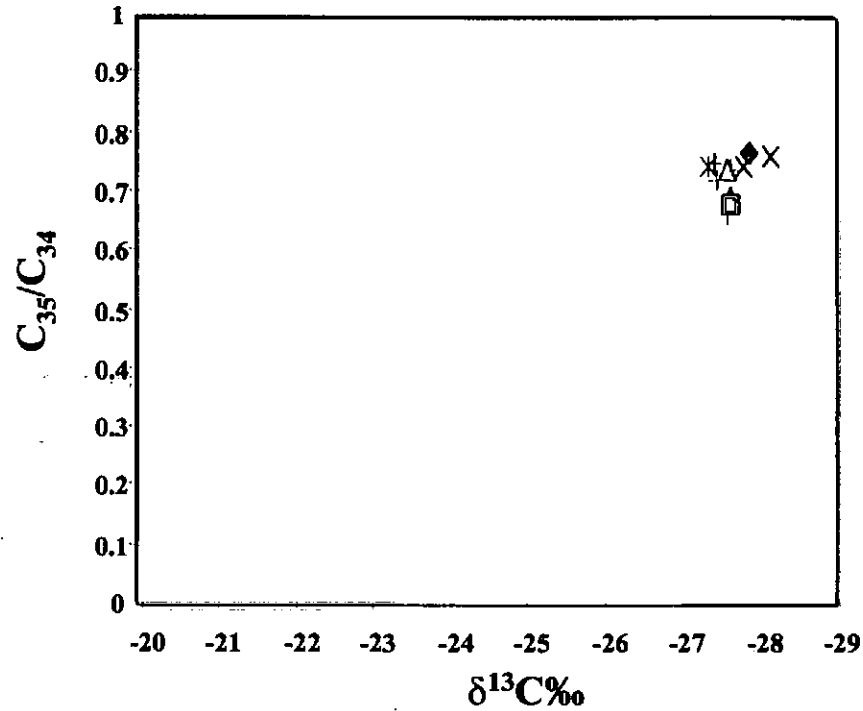
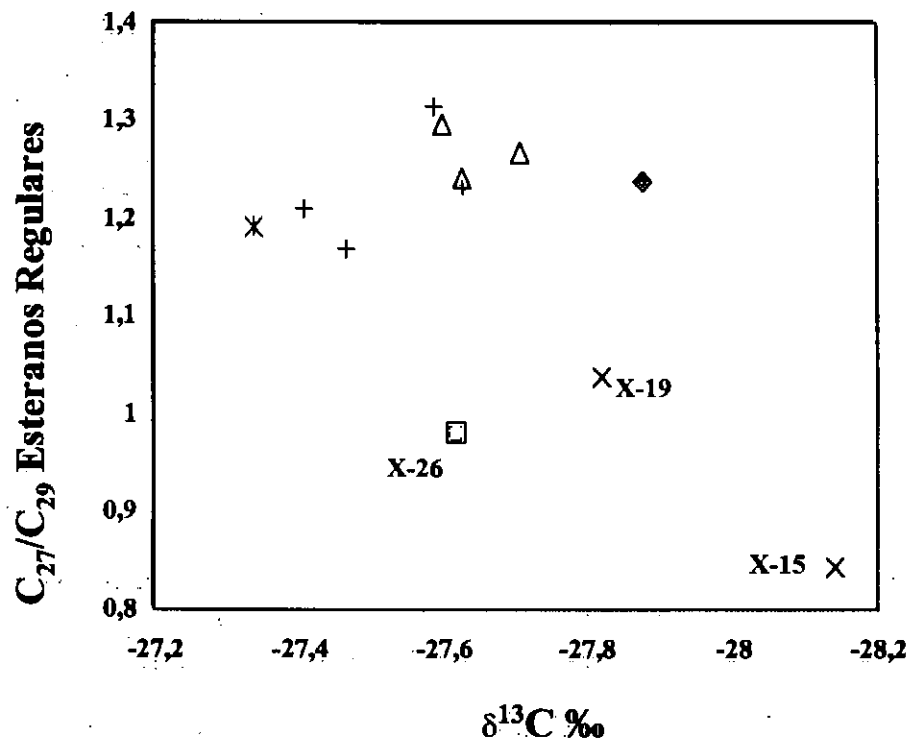


Figura IV.3.3: Distribuição da freqüência dos percentuais de heptano (H) e isoheptano (I) em óleos do campo de Taratunich.



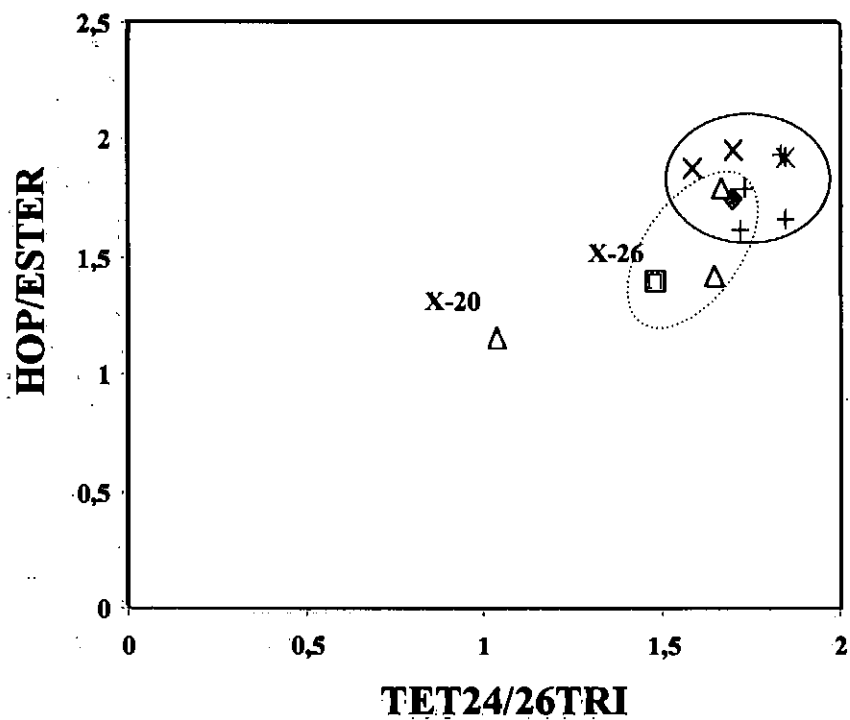
- ◆ **Nororiental (BTPKS)** △ **Oriental (BTPKS)** □ **Occidental (BTPKS)**
 * **Nororiental (JSK)** × **Oriental (JSK)** + **Occidental (JSK)**

Figura IV.4.1: Relação $\delta^{13}C$ versus C_{35}/C_{34} homohopanos em óleos do campo de Taratunich.



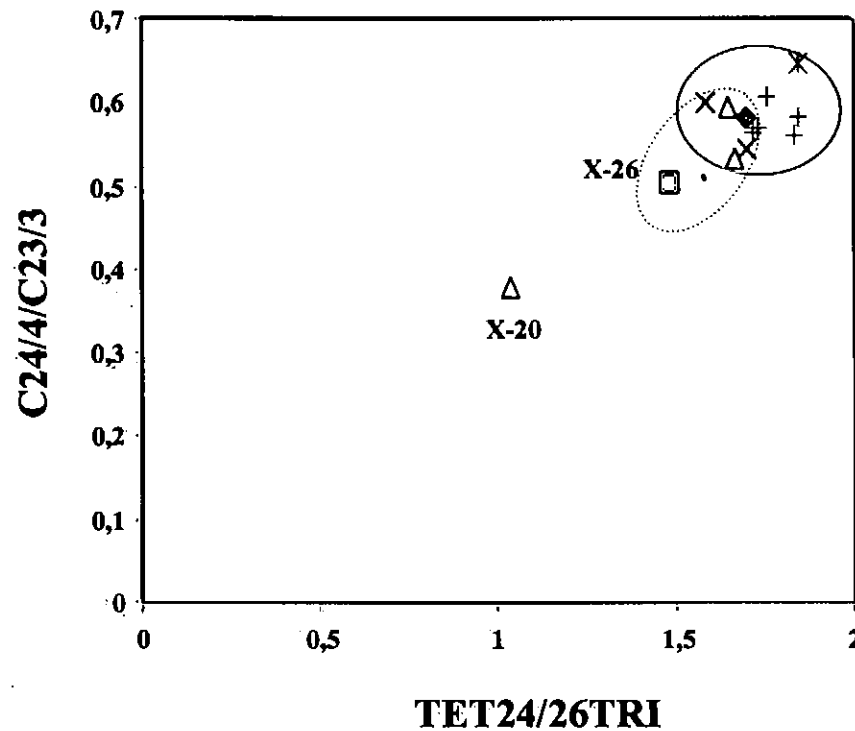
◆ Nororiental (BTPKS) △ Oriental (BTPKS) □ Occidental (BTPKS)
 * Nororiental (JSK) × Oriental (JSK) + Occidental (JSK)

Figura IV.4.2: Relação $\delta^{13}\text{C}$ versus C_{27}/C_{29} esteranos regulares em óleos do campo de Taratunich.



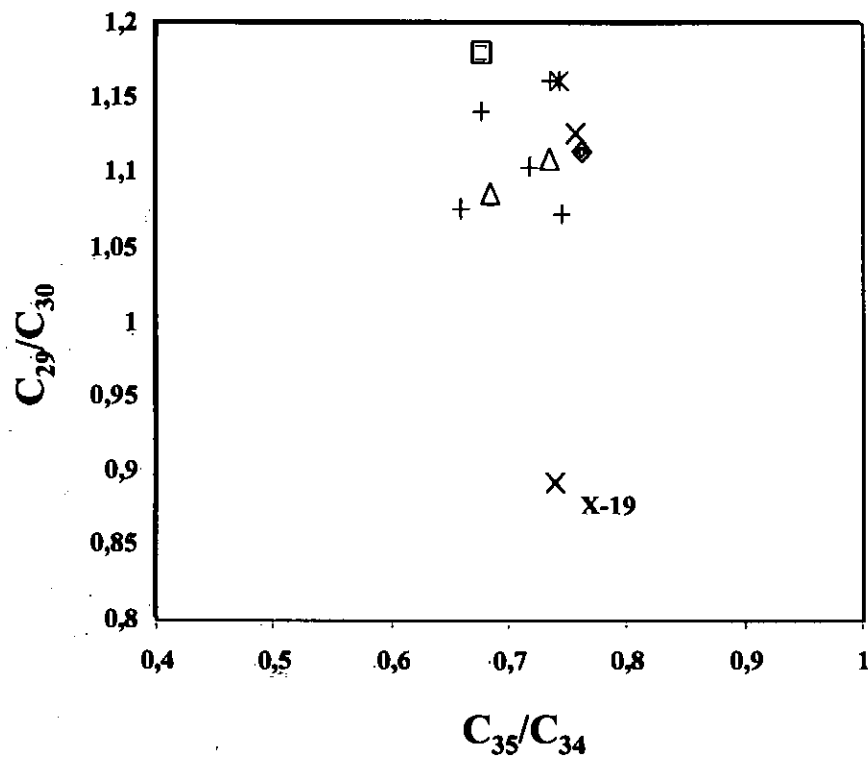
- ◆ **Nororiental (BTPKS)** △ **Oriental (BTPKS)** □ **Occidental (BTPKS)**
 * **Nororiental (JSK)** × **Oriental (JSK)** + **Occidental (JSK)**

Figura IV.4.3: Relação C_{24} tetracíclico/ C_{26} tricíclico *versus* hopano/esterano em óleos do campo de Taratunich.



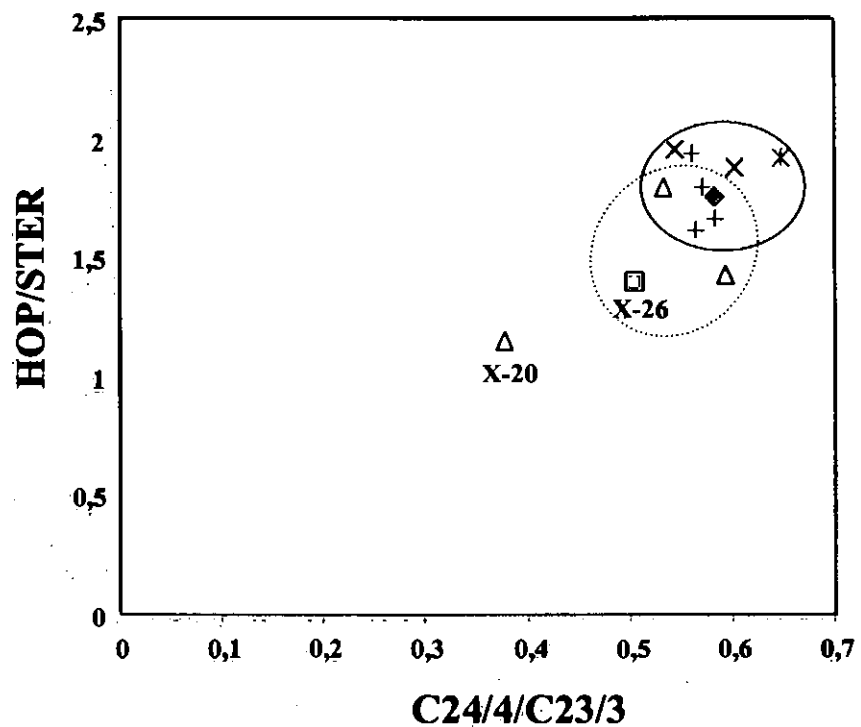
- ◆ **Nororiental (BTPKS)** △ **Oriental (BTPKS)** □ **Occidental (BTPKS)**
 * **Nororiental (JSK)** × **Oriental (JSK)** + **Occidental (JSK)**

Figura IV.4.4: Relação C_{24} tetracíclico/ C_{26} tricíclico *versus* C_{24} tetracíclico/ C_{23} tricíclico em óleos do campo de Taratunich.



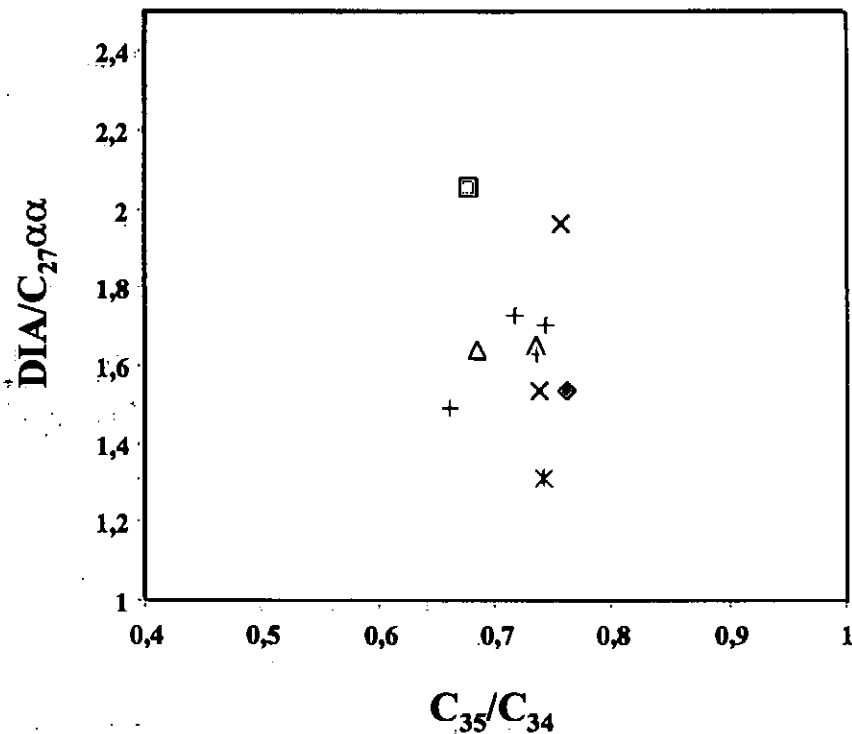
◆ **Nororiental (BTPKS)** △ **Oriental (BTPKS)** □ **Occidental (BTPKS)**
 × **Nororiental (JSK)** × **Oriental (JSK)** + **Occidental (JSK)**

Figura IV.4.5: Relação C_{35}/C_{34} homohopanos *versus* C_{29}/C_{30} hopanos em óleos do campo de Taratunich.



◆ Nororiental (BTPKS) △ Oriental (BTPKS) □ Occidental (BTPKS)
 × Nororiental (JSK) × Oriental (JSK) + Occidental (JSK)

Figura IV.4.6: Relação C_{24} tetracíclico/ C_{23} tricíclico *versus* hopanos/esteranos em óleos do campo de Taratunich.



◆ Nororiental (BTPKS) △ Oriental (BTPKS) □ Occidental (BTPKS)
 * Nororiental (JSK) × Oriental (JSK) + Occidental (JSK)

Figura IV.4.7: Relação C_{35}/C_{34} hopanos *versus* índice de diasteranos em óleos do campo de Taratunich.

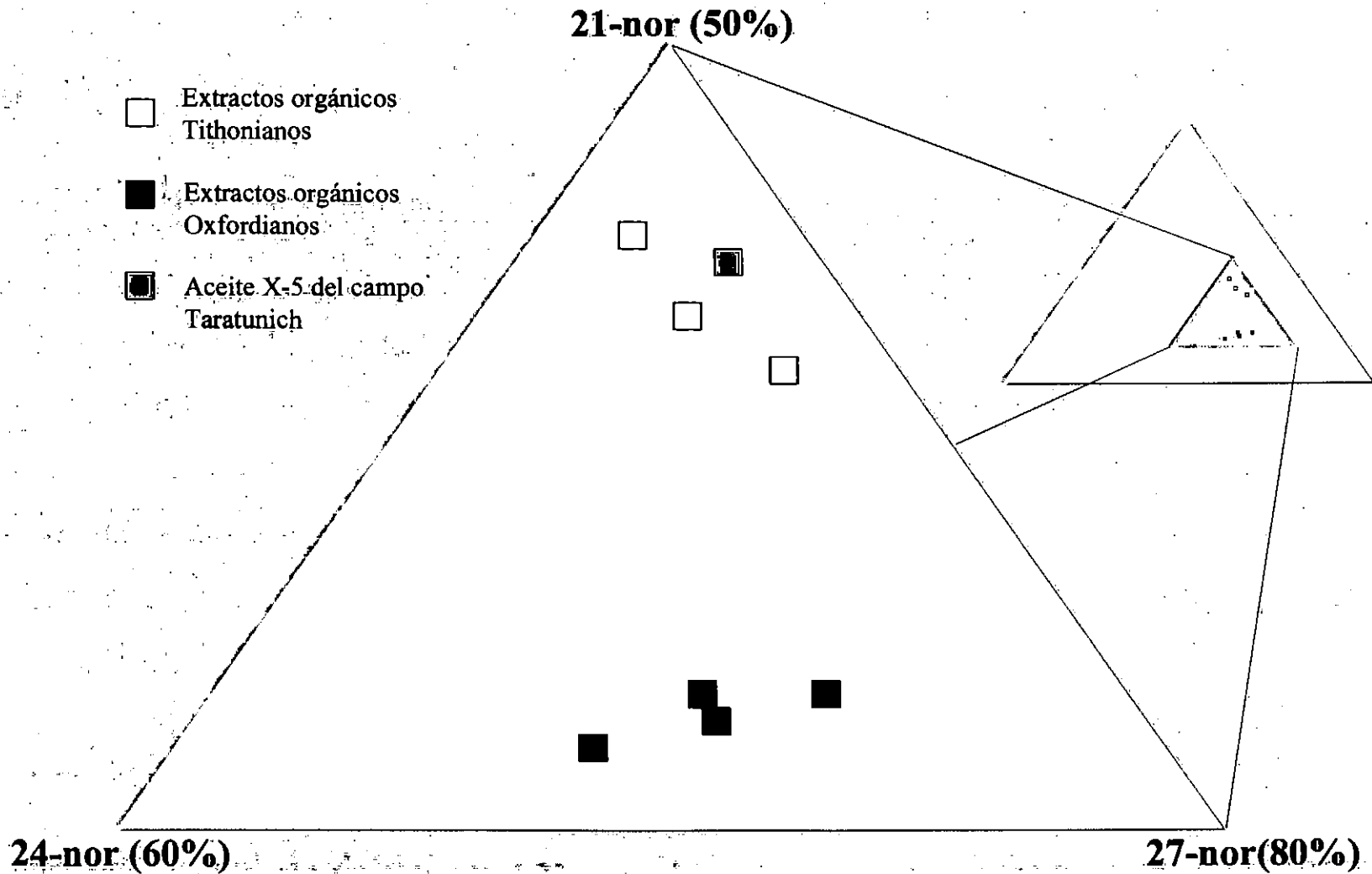
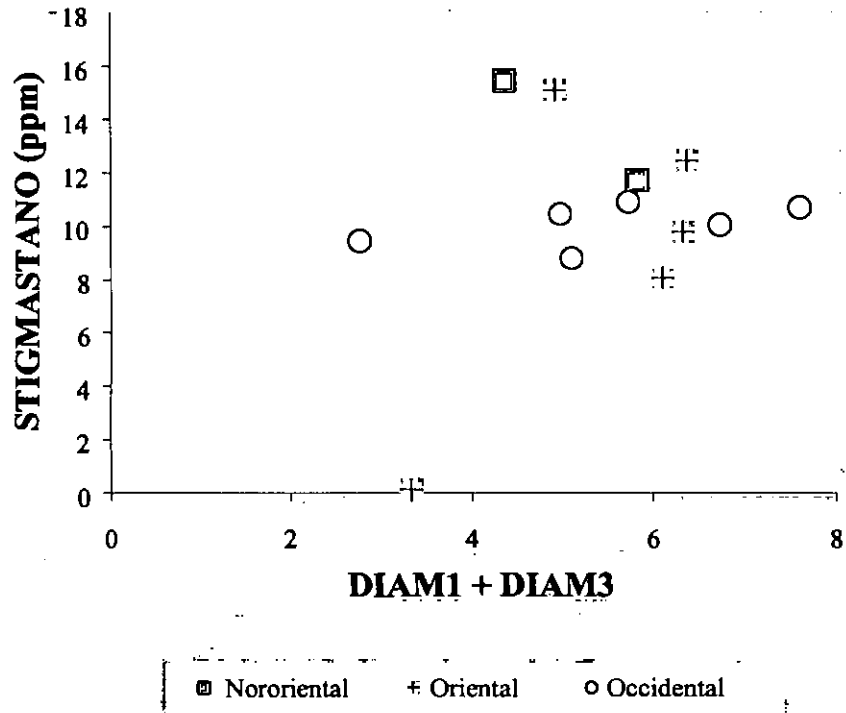


Figura IV.4.8: Distribuição de C_{26} esteranos de extratos orgânicos titonianos e oxfordianos na bacia de Tampico Misantla comparado com a distribuição do mesmo composto dos óleos do poço X-5 do campo de Taratunich (modificadô de GUZMÁN e MOLDOWAN, 1997).

**DISTRIBUCION DE DIAMANTOIDES
POR BLOQUE ESTRUCTURAL EN
EL CAMPO TARATUNICH, MEXICO**



**DISTRIBUCION DE DIAMANTOIDES
POR YACIMIENTO EN
EL CAMPO TARATUNICH, MEXICO**

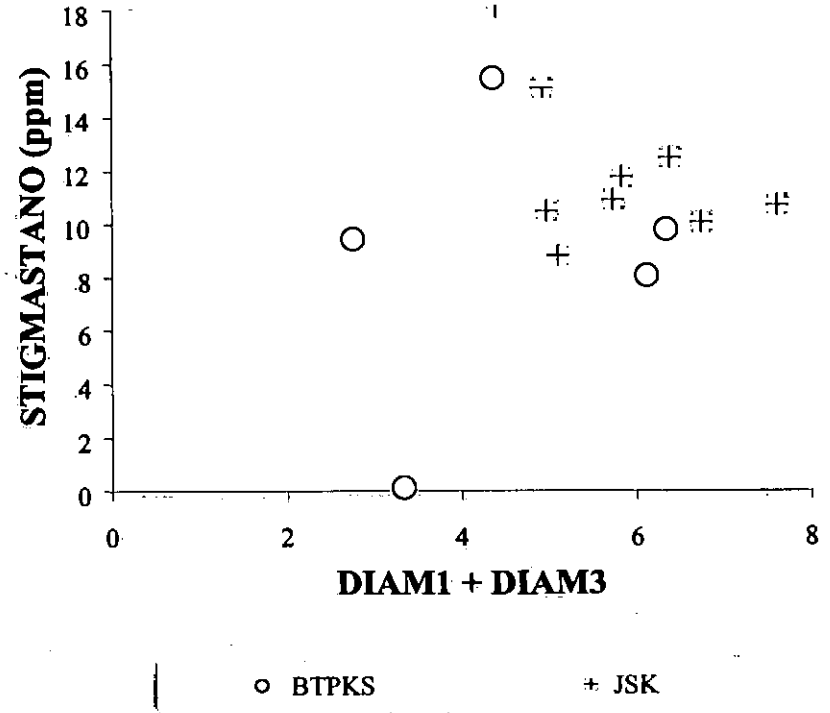
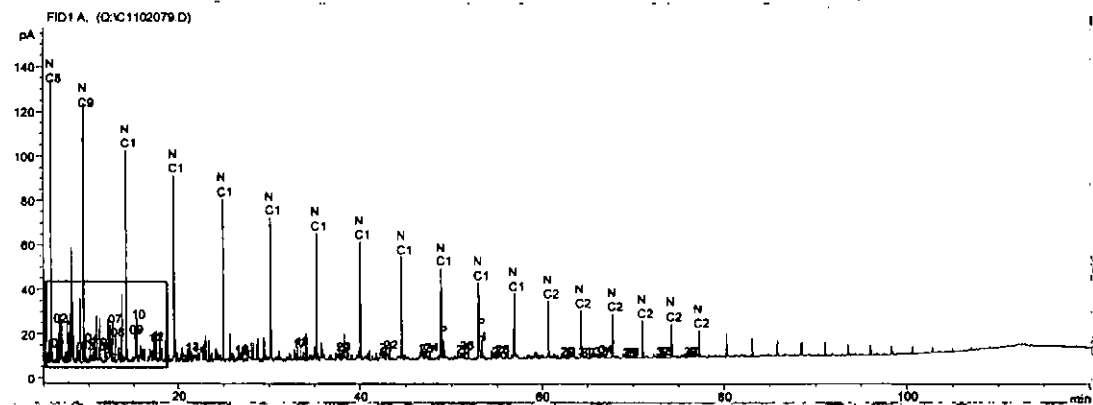


Figura IV.4.9: Distribuição dos diamandóides *versus* concentração de estigmastanos, como parâmetro de evolução térmica aplicado ao campo de Taratunich.

MUESTRA DE ACEITE X-27 (bloque Occidental-JSK)



MUESTRA DE ACEITE X-19 (bloque Oriental-BTPKS)

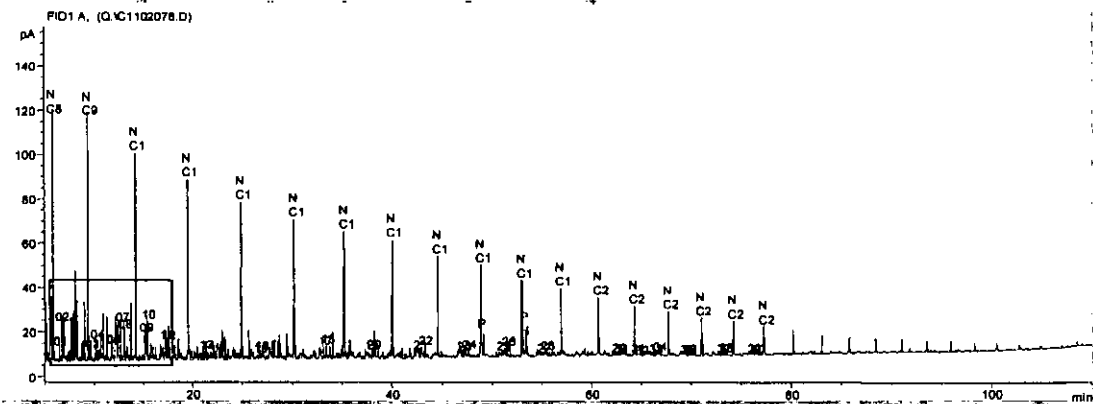
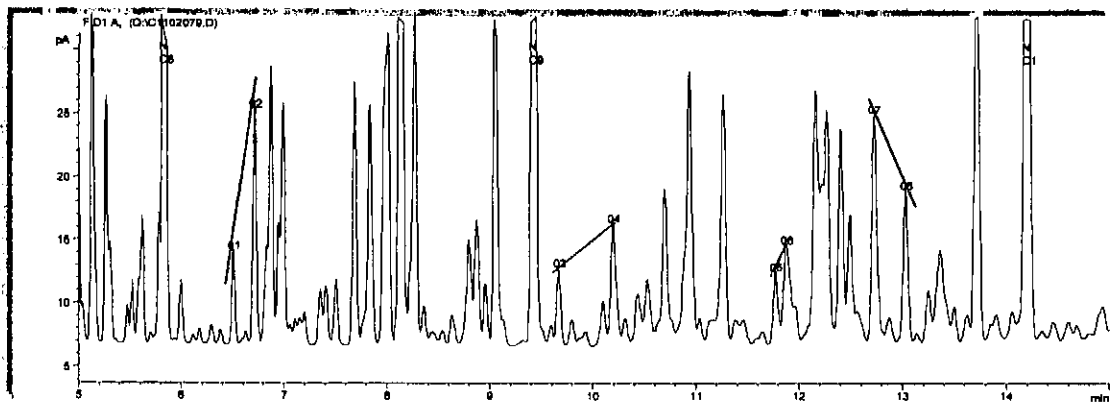


Figura V.1.1: Semelhanças cromatográficas nos cromatogramas whole oil do campo de Taratunich.

MUESTRA DE ACEITE X-27 (bloque Occidental-JSK)



MUESTRA DE ACEITE X-19 (bloque Oriental- btpks)

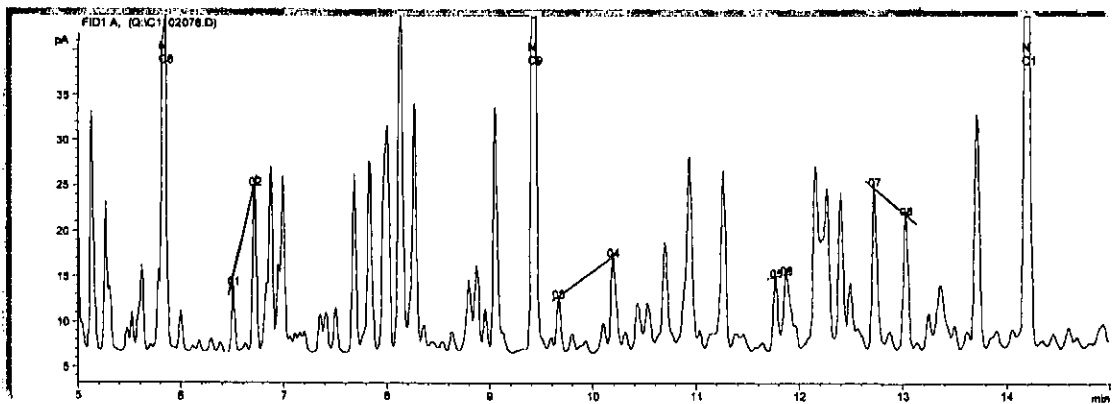


Figura V.1.2: Identificação de picos nos cromatogramas para analisar a possível compartimentação dos reservatórios no campo de Taratunich.

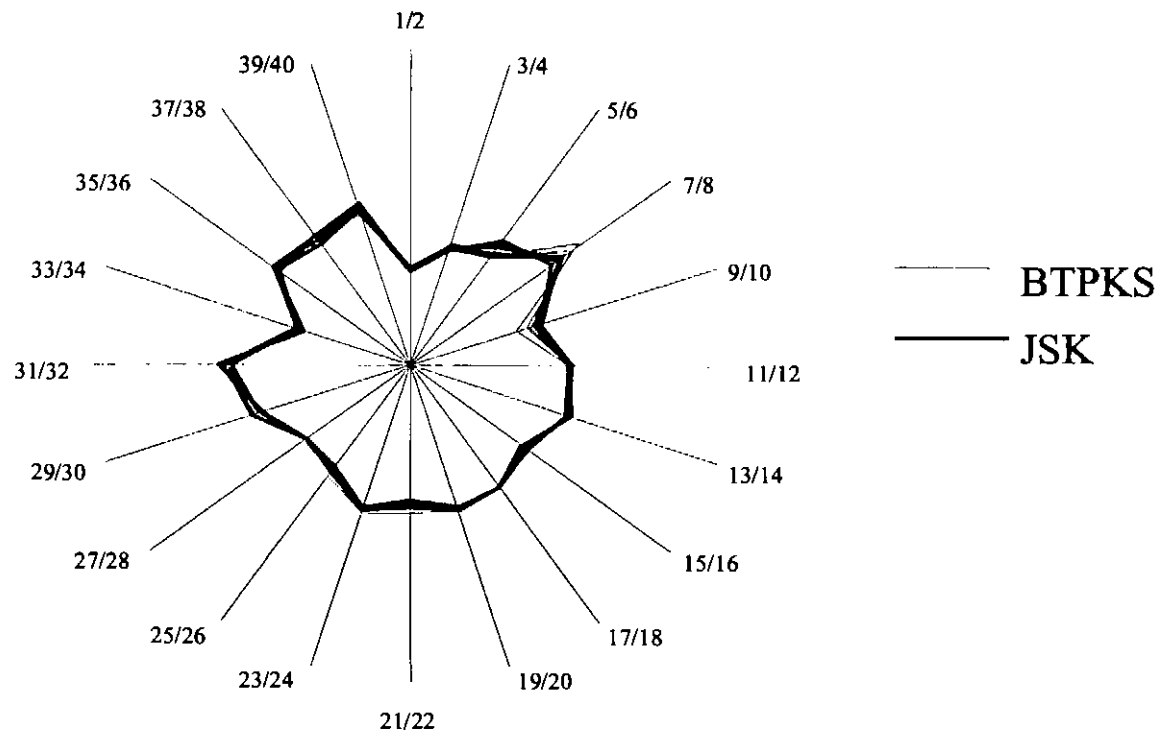


Figura V.1.3: Diagrama-em-estrela comparando as 'digitais cromatográficas' dos óleos do campo de Taratunich, diferenciados por formação armazenadora.

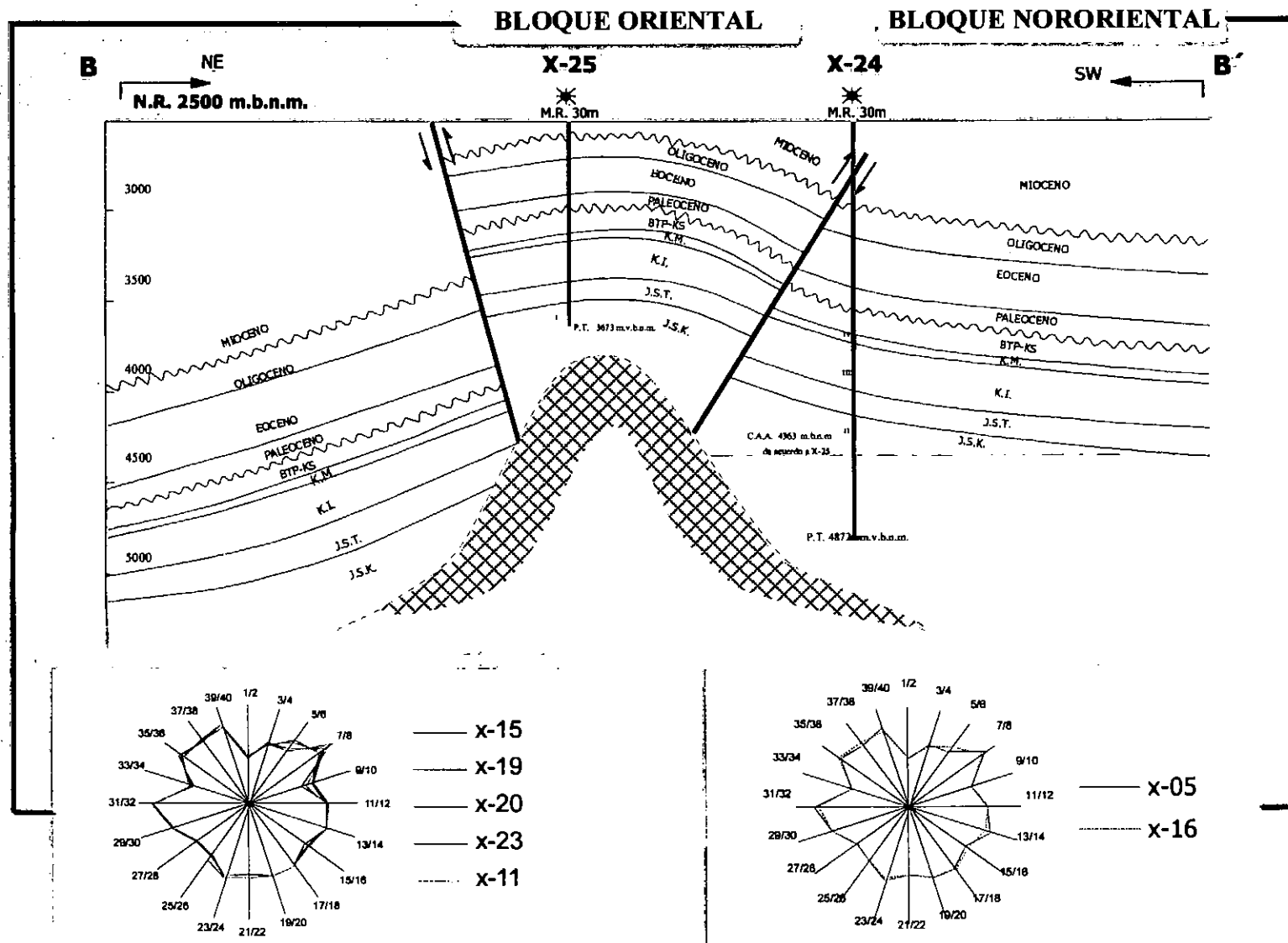


Figura V.1.4: Seção estrutural (modificada de PEP RM. 1998) e 'digitais cromatográficas' dos óleos dos blocos Oriental e Nororiental do campo Taratunich. Os poços representados na seção não foram estudados no presente trabalho.

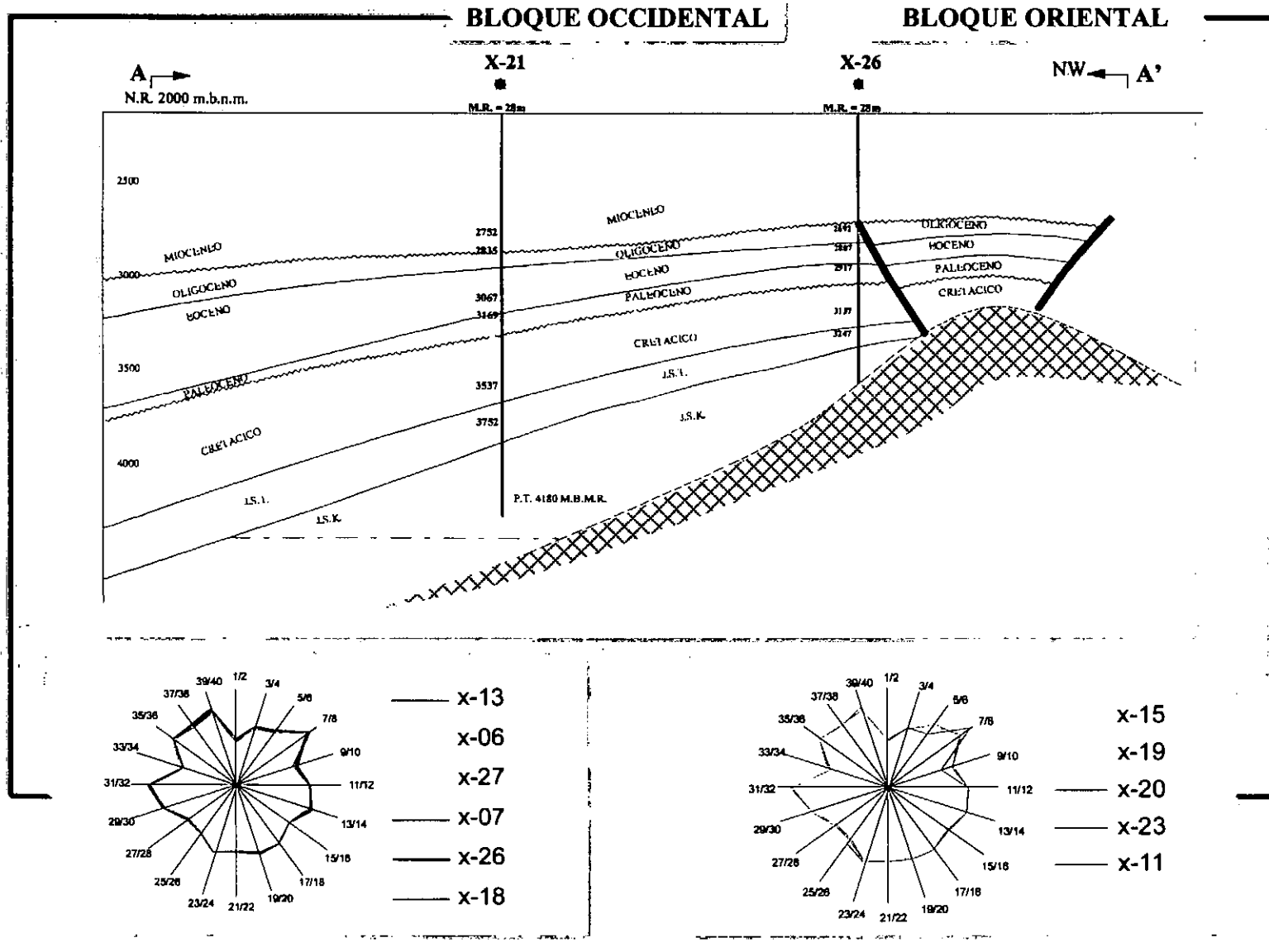
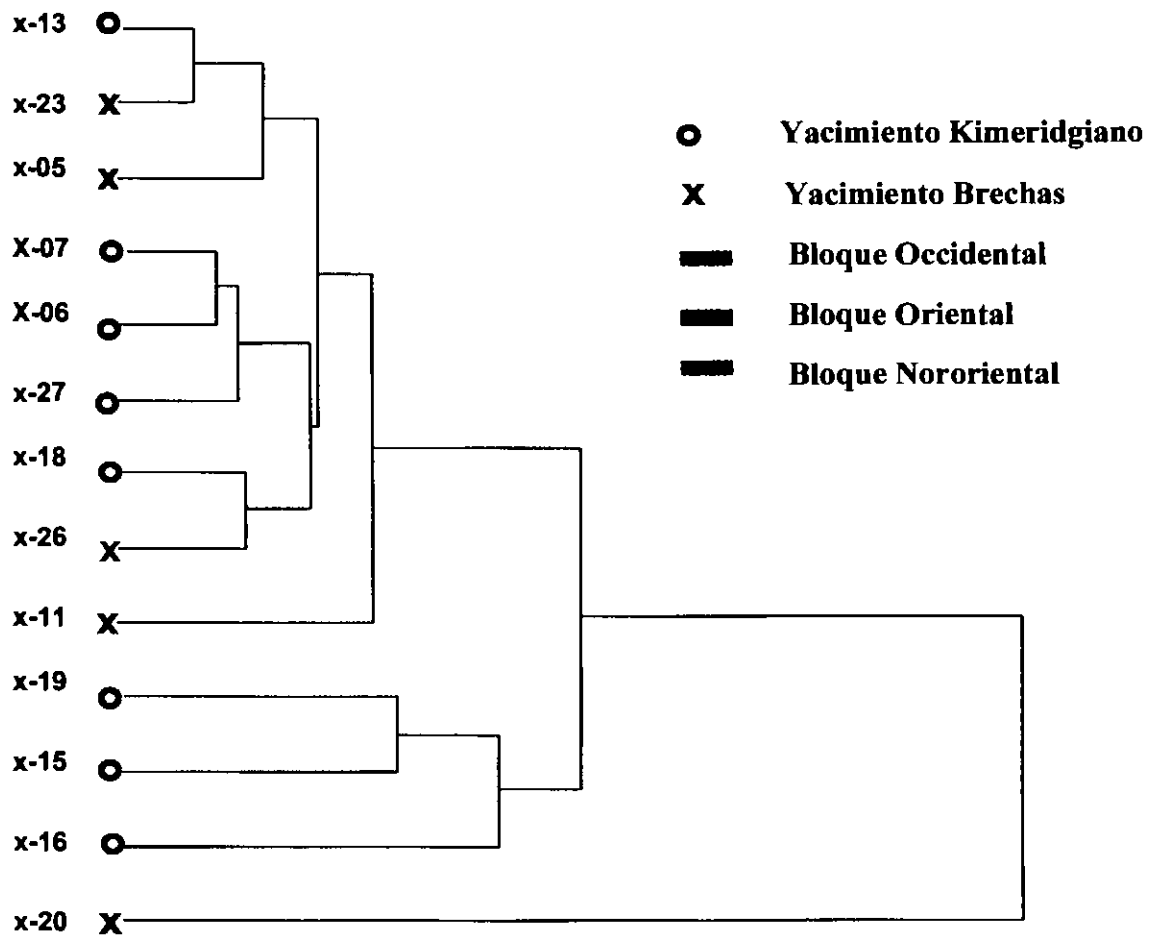


Figura V.1.5: Seção estrutural (modificada de PEP RM. 1998) e ‘digitais cromatográficas’ dos óleos dos blocos Ocidental e Oriental do campo Taratunich. Os poços representados na seção não foram estudados no presente trabalho.



ACEITE TOTAL

Figura V.1.6: Diagrama-em-árvore da análise de *cluster* dos dados de CG em whole oil do campo de Taratunich.

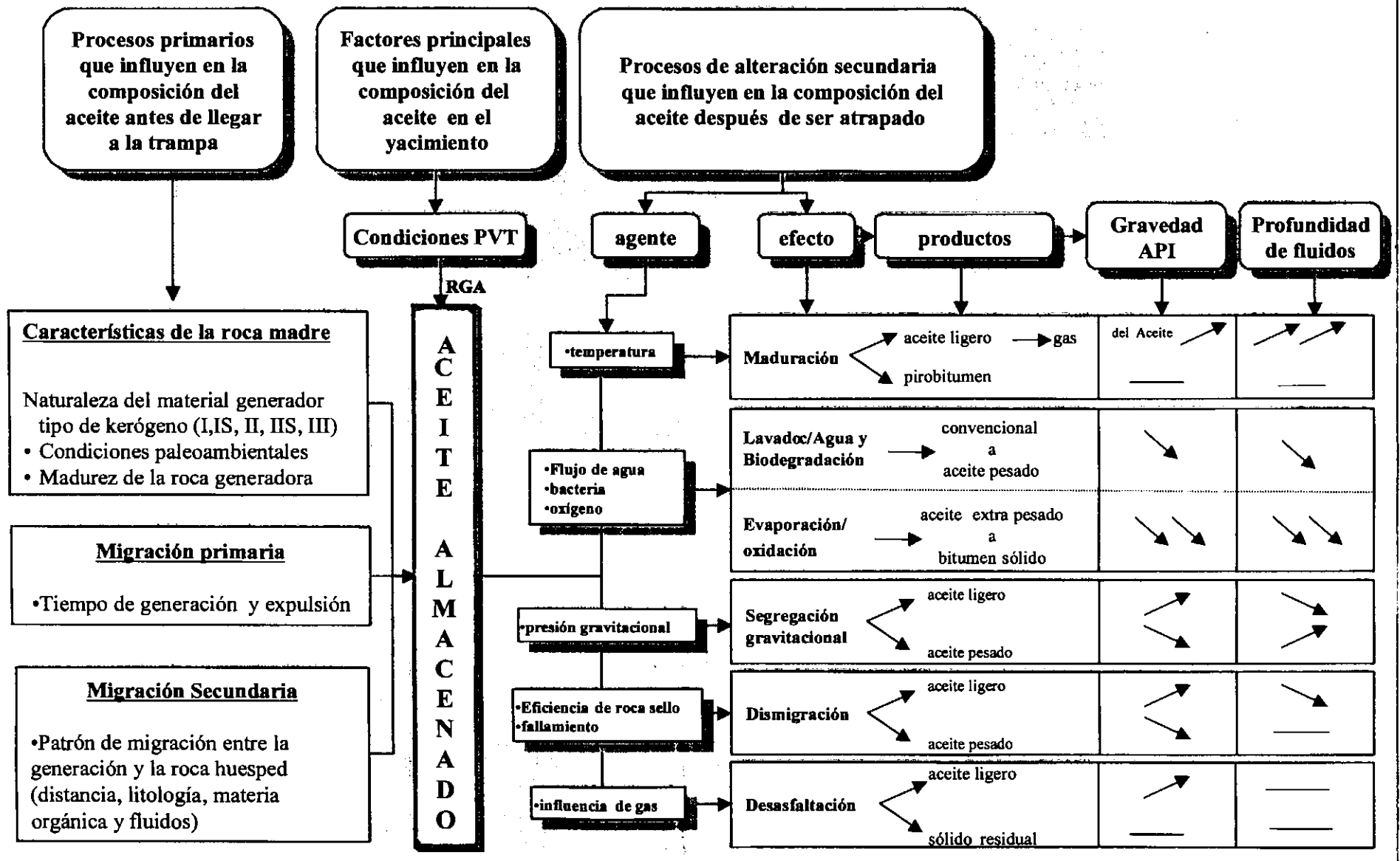
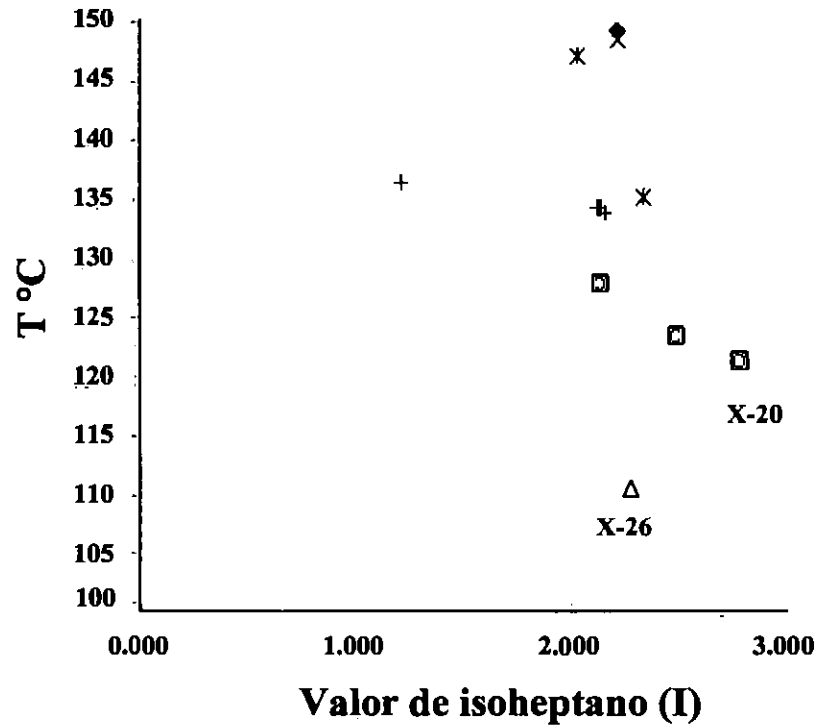
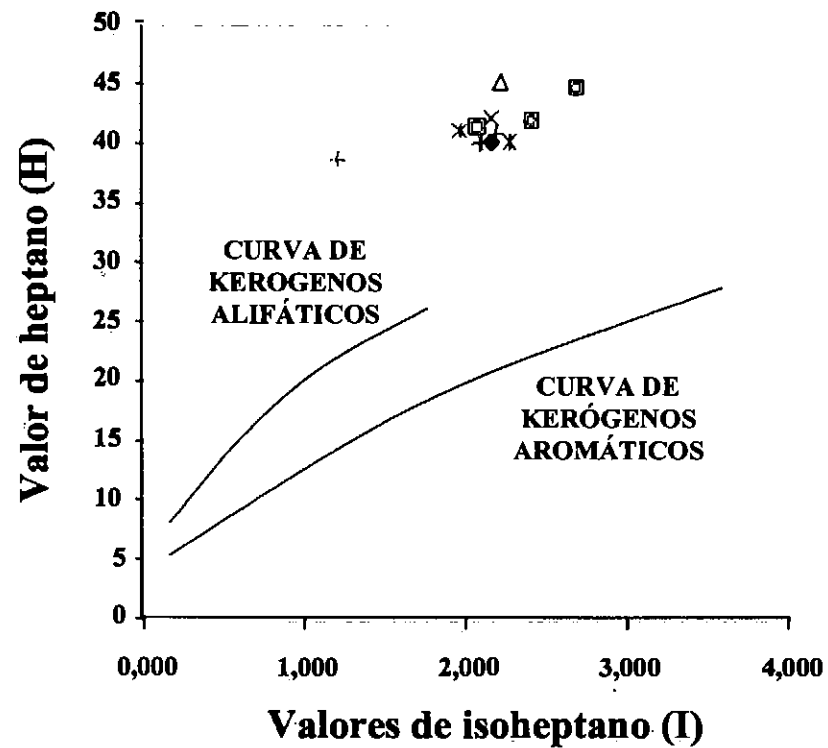


Figura V.2.1: Representação esquemática dos principais fatores e processos que influenciam a composição dos óleos. As setas inclinadas indicam aumento ou diminuição (Conforme BLANC e CONNAN, 1994).



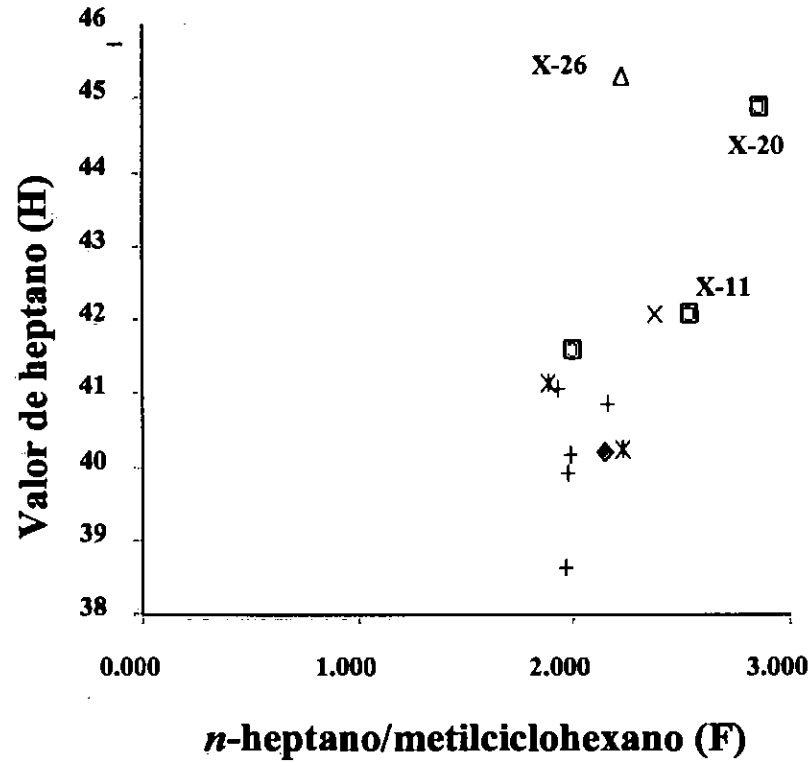
- ◆ BTPKS (Nororiental) ◻ BTPKS (Oriental) △ BTPKS (Occidental)
- × JSK ((Nororiental) * JSK (Oriental) + JSK (Occidental)

Figura V.2.2: Valores de isoheptano (índice de parafinidade) *versus* temperatura (°C) dos reservatórios do campo de Taratunich, México.



- ◆ BTPKS (Nororiental) ▣ BTPKS (Oriental) △ BTPKS (Occidental)
 × JSK ((Nororiental) * JSK (Oriental) + JSK (Occidental)

Figura V.2.3: Valores de isoheptano (índice de parafinidade) *versus* heptano (parafinidade) dos reservatórios do campo de Taratunich, México.



- ◆ BTPKS (Nororiental) □ BTPKS (Oriental) △ BTPKS (Occidental)
- × JSK (Nororiental) * JSK (Oriental) + JSK (Occidental)

Figura V.2.4: Relação *n*-heptano/metilciclohexano *versus* tolueno do campo de Taratunich.

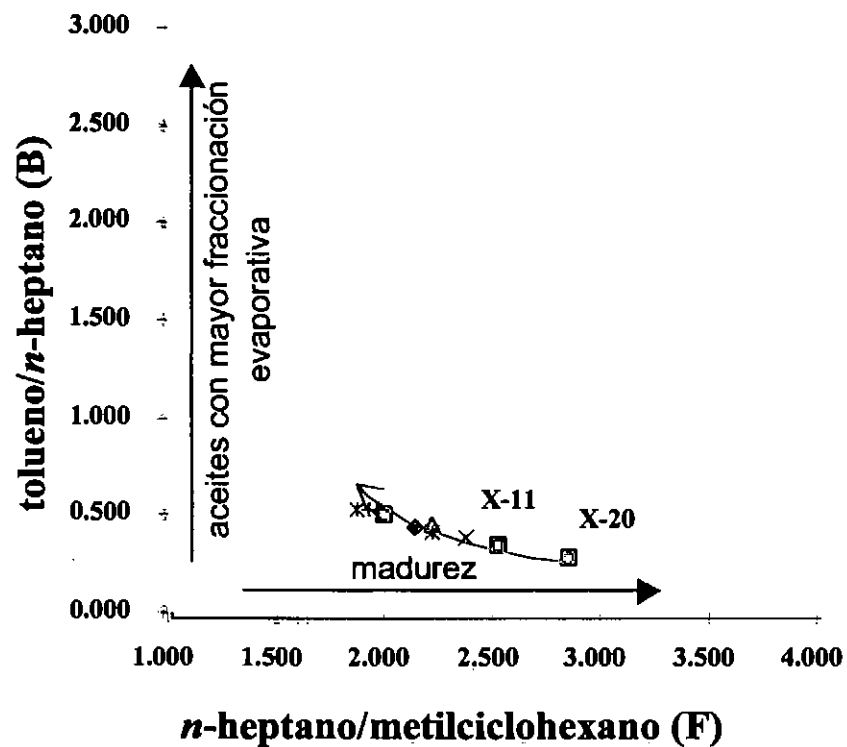


Figura V.2.5: Relação *n*-heptano/metilciclohexano *versus* tolueno/*n*-heptano do campo de Taratunich.

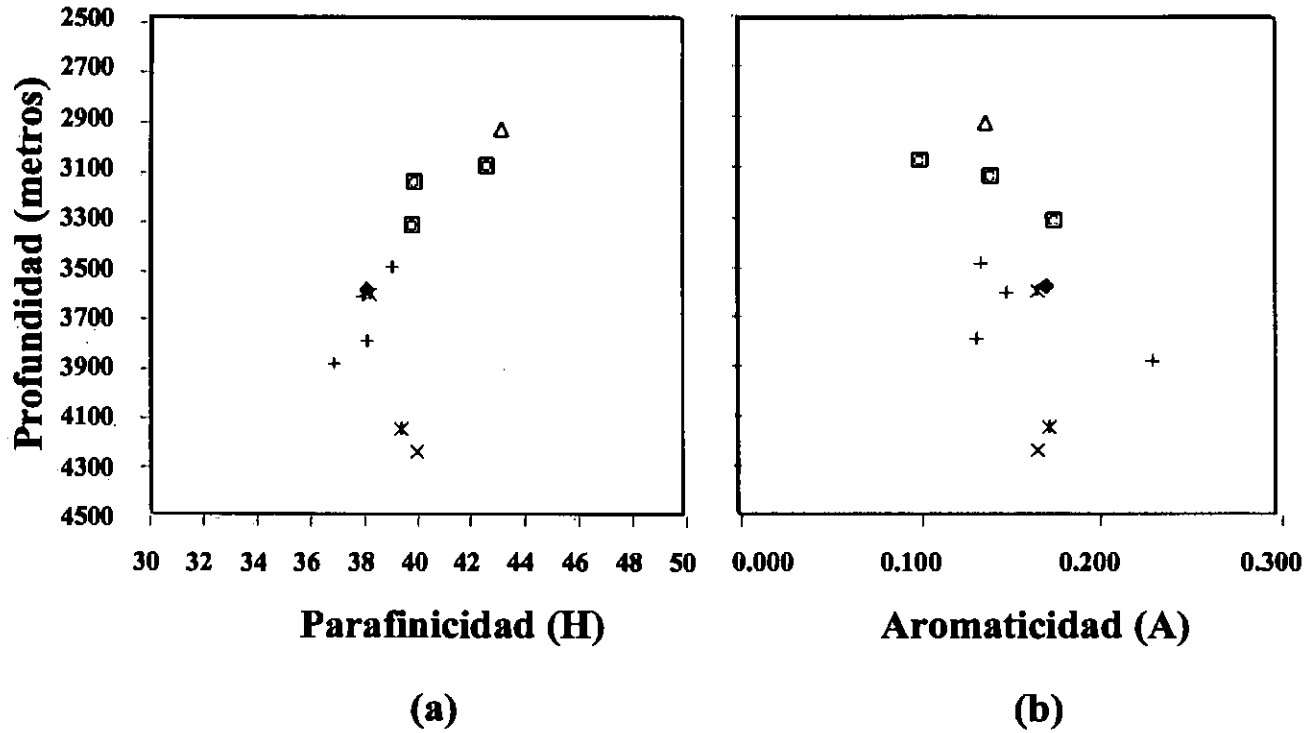
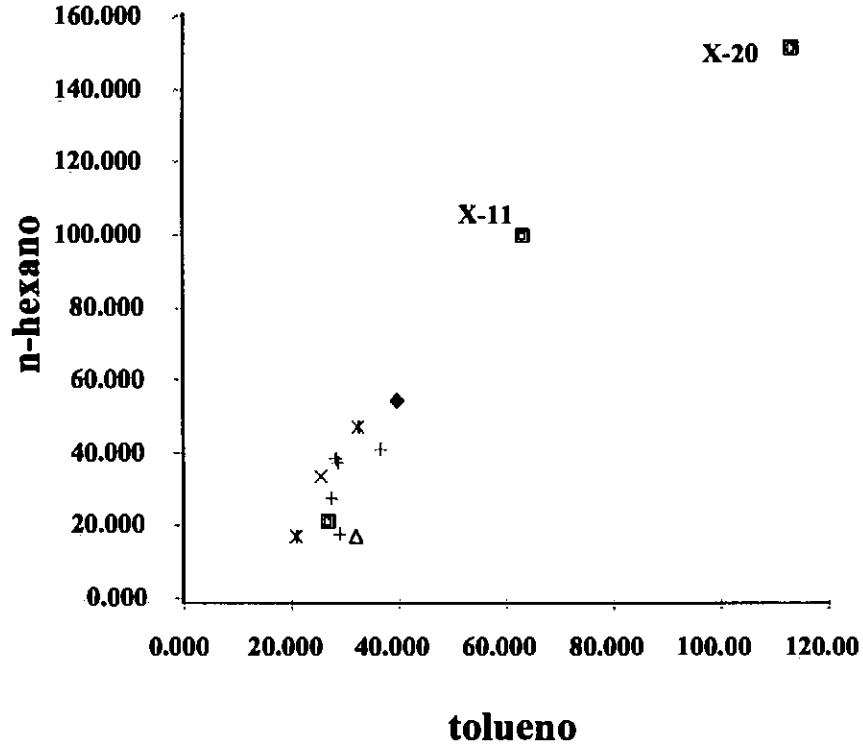


Figura V.2.6: Relação isoheptano (índice de parafinicidade) versus profundidade (m) e benzeno/n-hexano (aromaticidade) versus profundidade (m) do campo de Taratunich.



- ◆ BTPKS (Nororiental) □ BTPKS (Oriental) △ BTPKS (Occidental)
- × JSK ((Nororiental) * JSK (Oriental) + JSK (Occidental)

Figura V.2.7: Relação tolueno *versus* n-hexano dos óleos do campo de Taratunich

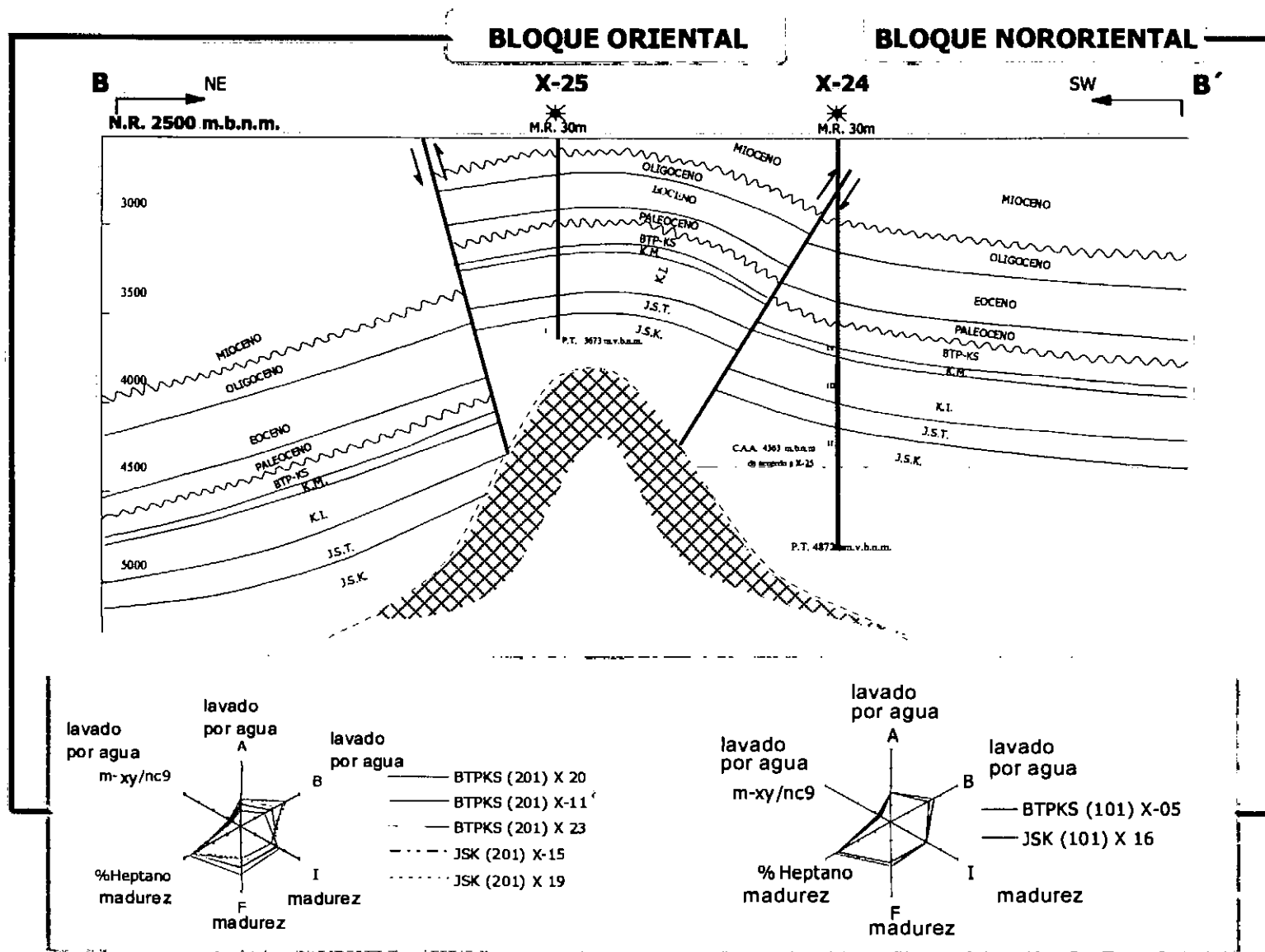


Figura V.2.8: Seção estrutural (modificada de PEP RM, 1998) e diagramas-em-estrela dos hidrocarbonetos leves dos blocos Oriental e Nororiental do campo de Taratunich. Os poços representados na seção não foram estudados no presente trabalho.

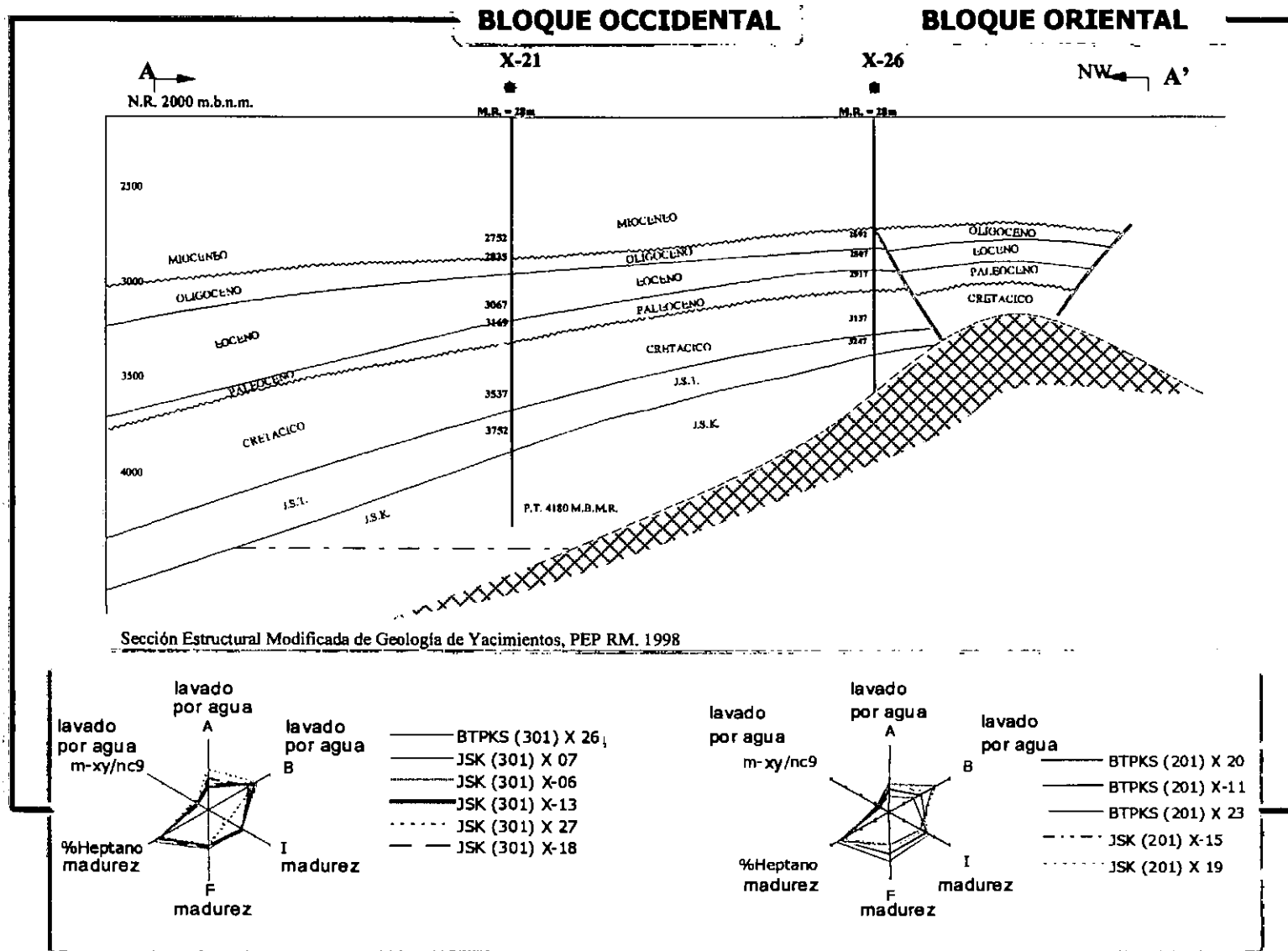
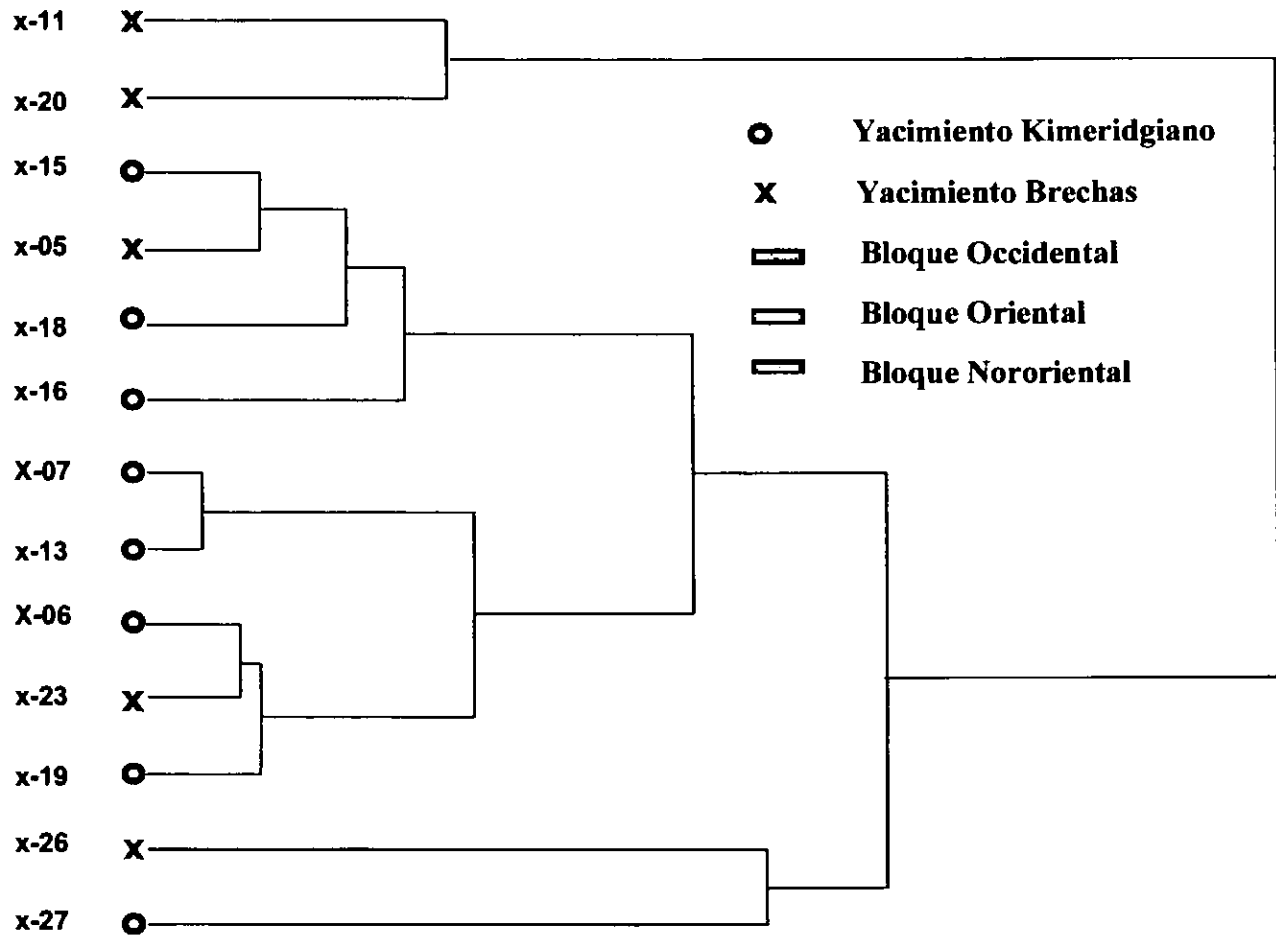
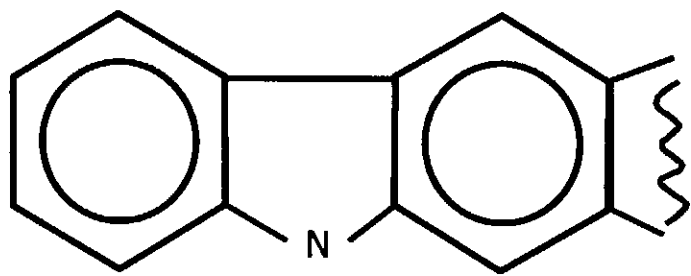


Figura V.2.9: Seção estrutural (modificada de PEP RM, 1998) e diagramas-em-estrela dos hidrocarbonetos leves dos blocos Ocidental e Oriental do campo de Taratunich. Os poços representados na seção não foram estudados no presente trabalho.

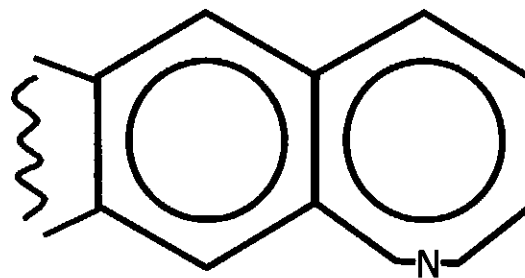


HIDROCARBUROS LIGEROS

Figura V.2.10: Diagrama-em árvore da análise de *cluster* dos hidrocarbonetos leves do campo de Taratunich.

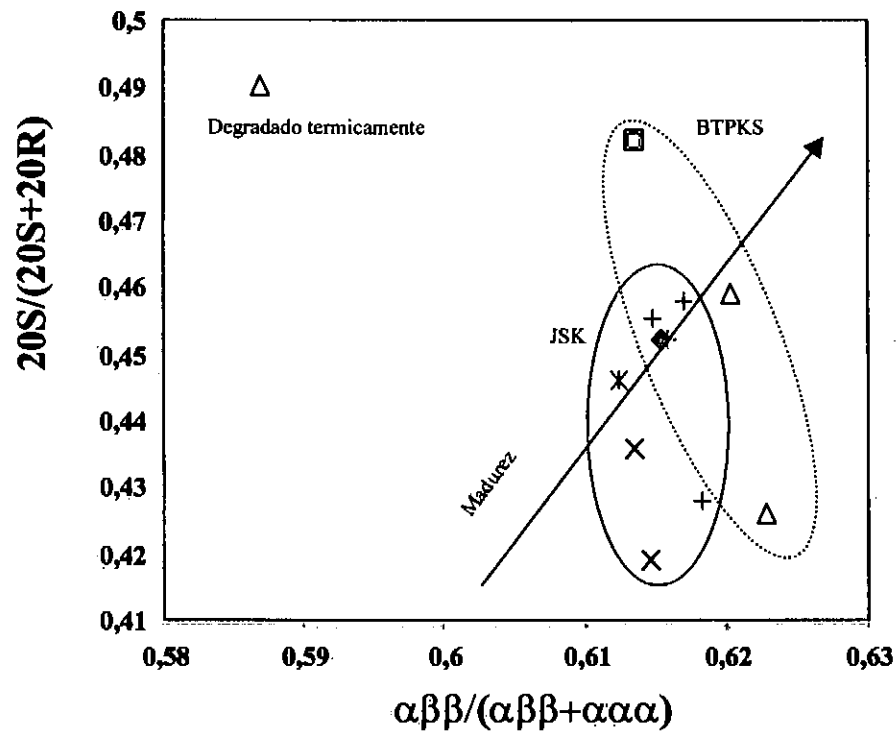


Nitrógeno Pyrrólico



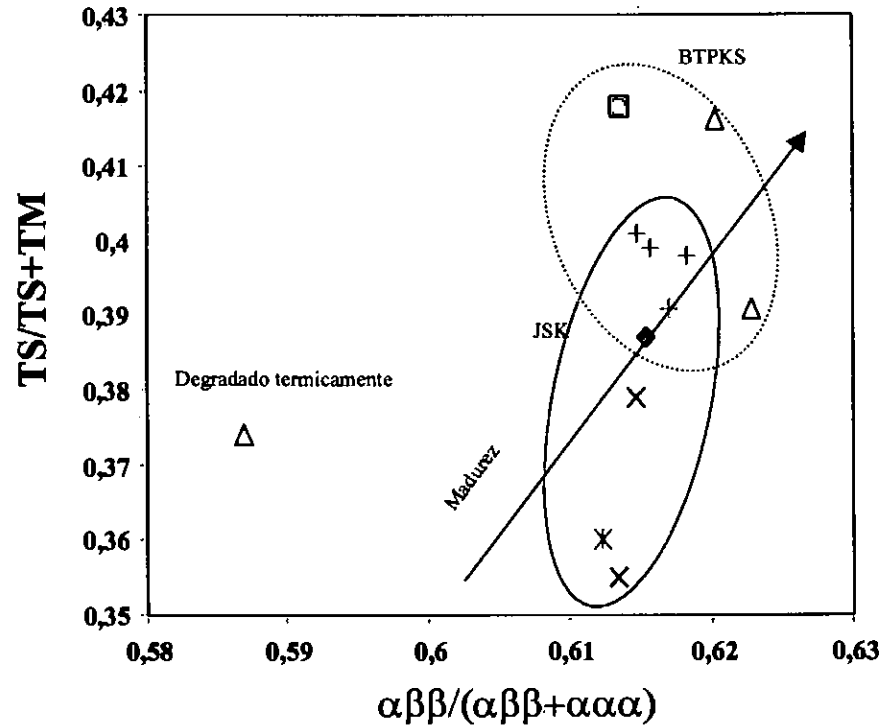
Nitrógeno Pyridínico

Figura VI.1.1: Estruturas dos compostos nitrogenados mais abundantes no petróleo.



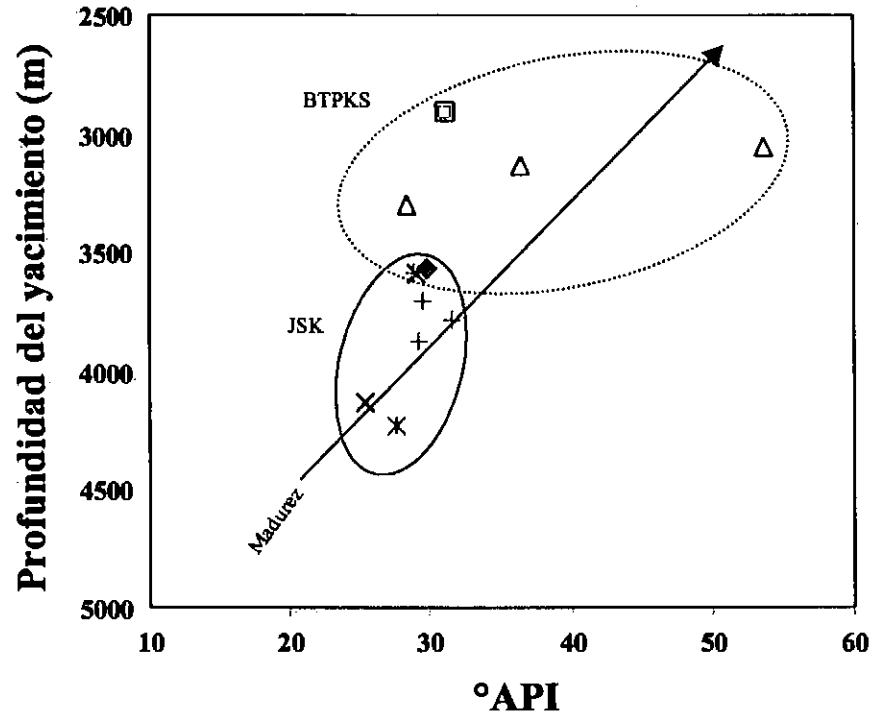
- \blacklozenge Nororiental (BTPKS)
- \triangle Oriental (BTPKS)
- \square Occidental (BTPKS)
- \ast Nororiental (JSK)
- \times Oriental (JSK)
- $+$ Occidental (JSK)

Figura VI.1.2: Relação $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha) / 20S/20S+20R$ C29, para determinação do grau de evolução térmica, no campo de Taratunich.



- \blacklozenge Nororiental (BTPKS)
- \triangle Oriental (BTPKS)
- \square Occidental (BTPKS)
- \times Nororiental (JSK)
- \times Oriental (JSK)
- $+$ Occidental (JSK)

Figura VI.1.3: Relação $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha) / TS/TS+TM$, para determinação do grau de evolução térmica, no campo de Taratunich.



◆ Nororiental (BTPKS)

△ Oriental (BTPKS)

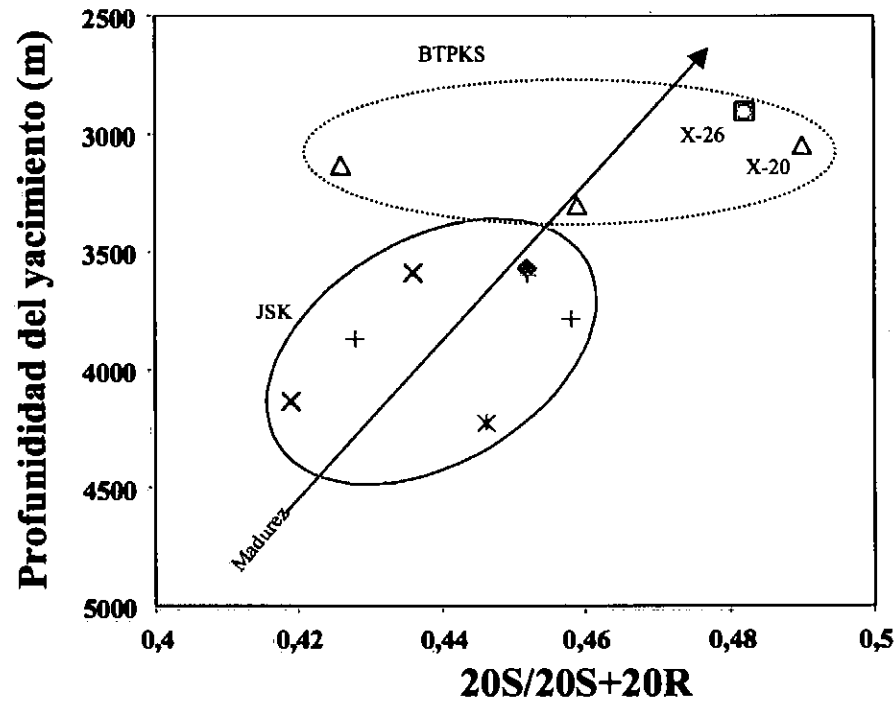
□ Occidental (BTPKS)

* Nororiental (JSK)

× Oriental (JSK)

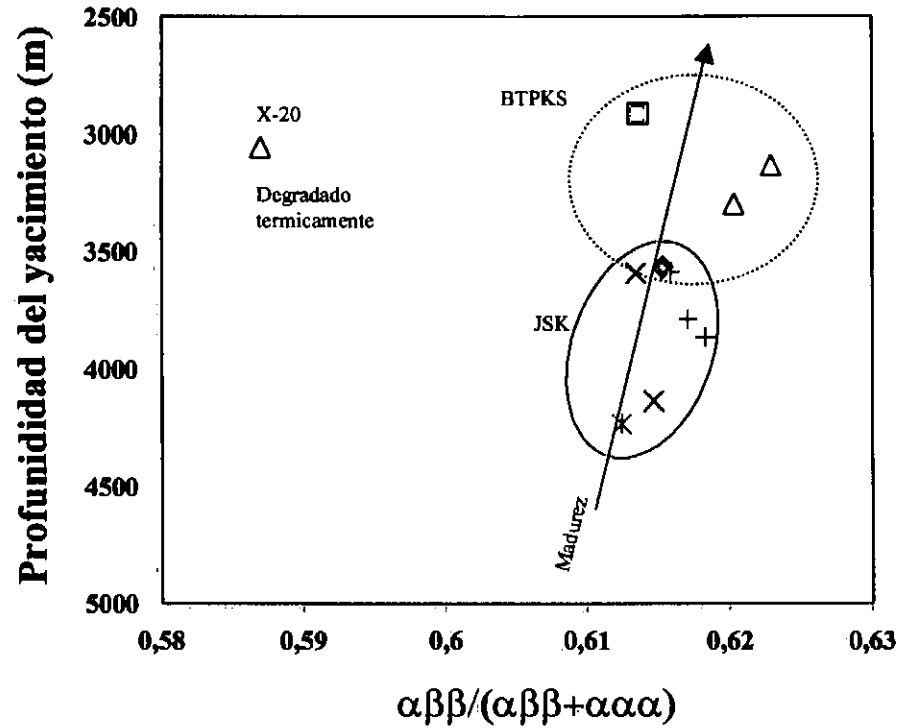
+ Occidental (JSK)

Figura VI.1.4: Relação °API/profundidade do reservatório, para determinação do grau de evolução térmica, no campo de Taratunich.



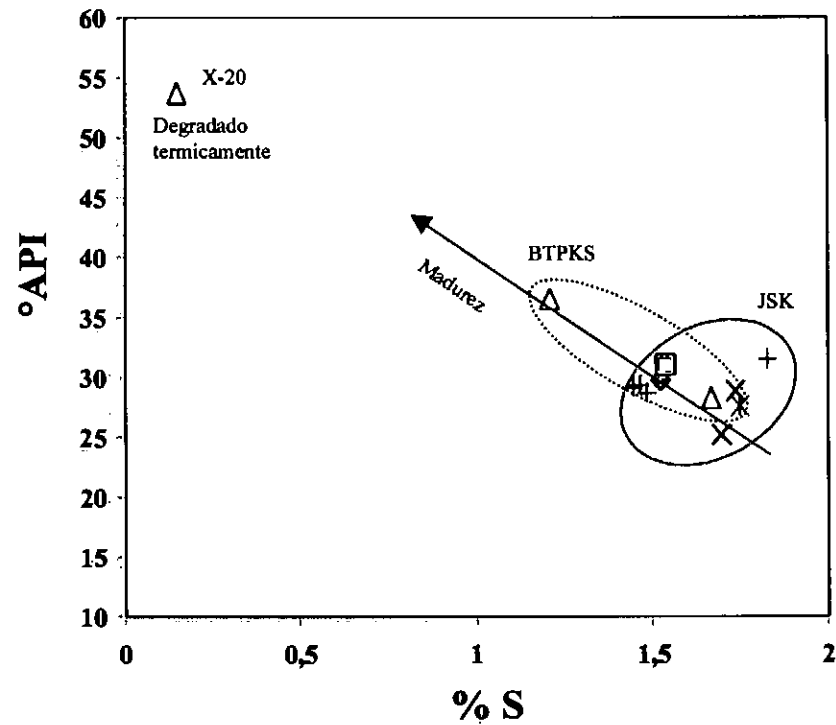
- \blacklozenge Nororiental (BTPKS)
- \triangle Oriental (BTPKS)
- \square Occidental (BTPKS)
- \times Nororiental (JSK)
- \times Oriental (JSK)
- $+$ Occidental (JSK)

Figura VI.1.5: Relação $20S/20S+20R$ C29 / profundidade do reservatório, para determinação do grau de evolução térmica, no campo de Taratunich.



- \blacklozenge Nororiental (BTPKS)
- \triangle Oriental (BTPKS)
- \square Occidental (BTPKS)
- $*$ Nororiental (JSK)
- \times Oriental (JSK)
- $+$ Occidental (JSK)

Figura VI.1.6: Relação $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ / profundidade do reservatório, para determinação do grau de evolução térmica, no campo de Taratunich.



◆ Nororiental (BTPKS)

△ Oriental (BTPKS)

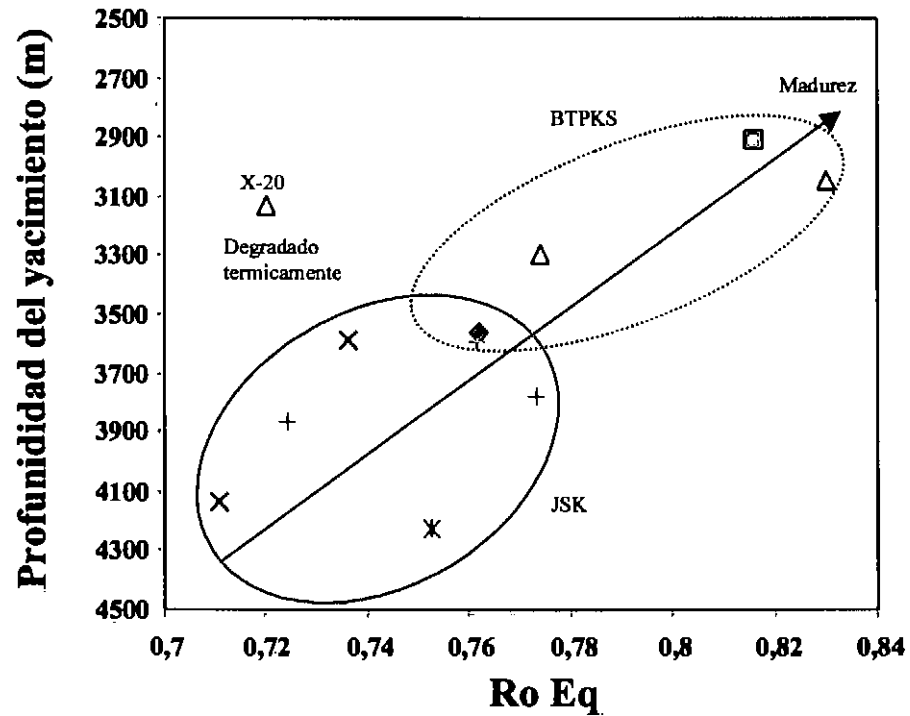
□ Occidental (BTPKS)

* Nororiental (JSK)

× Oriental (JSK)

+ Occidental (JSK)

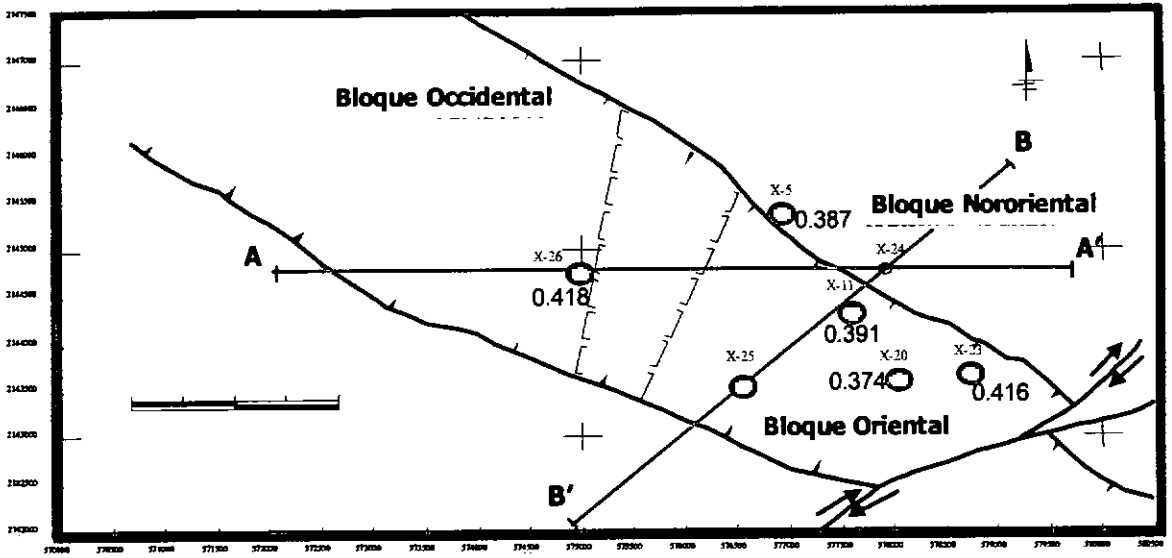
Figura VI.1.7 Relação % de enxofre / °API, para determinação do grau de evolução térmica, no campo de Taratunich.



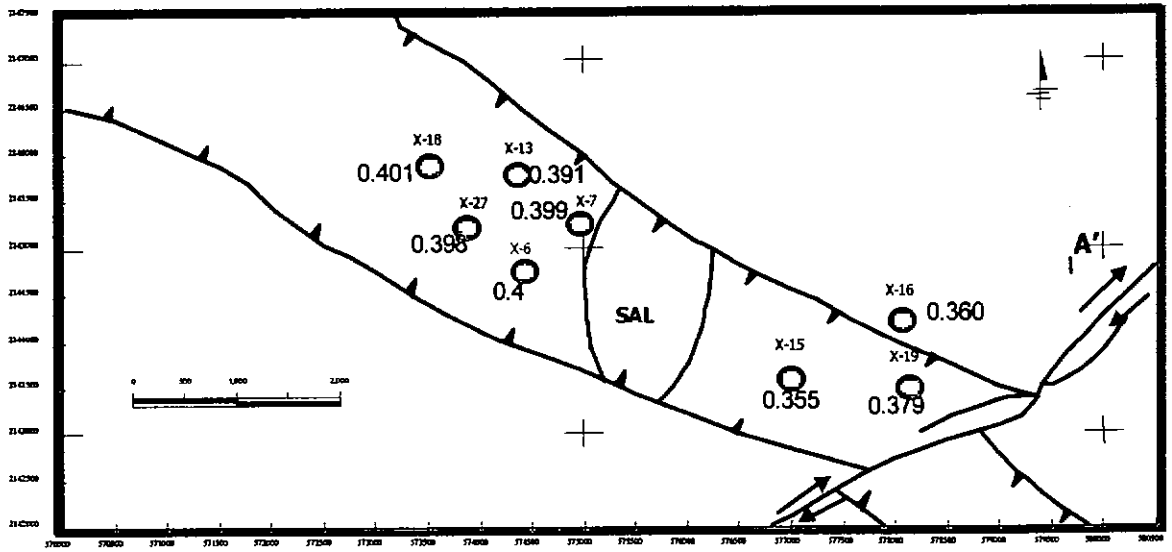
- | | | |
|-----------------------|--------------------|----------------------|
| ◆ Nororiental (BTPKS) | △ Oriental (BTPKS) | □ Occidental (BTPKS) |
| * Nororiental (JSK) | × Oriental (JSK) | + Occidental (JSK) |

Figura VI.1.8: Relação Ro Eq / profundidade do reservatório, para determinação do grau de evolução térmica, no campo de Taratunich.

Yacimiento BTPKS



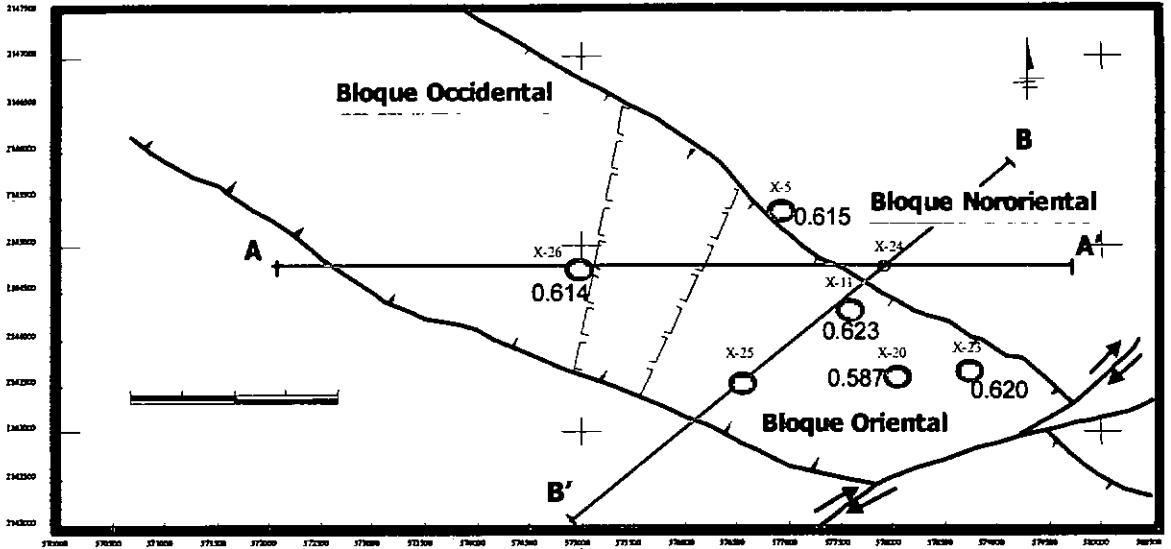
Yacimiento JSK



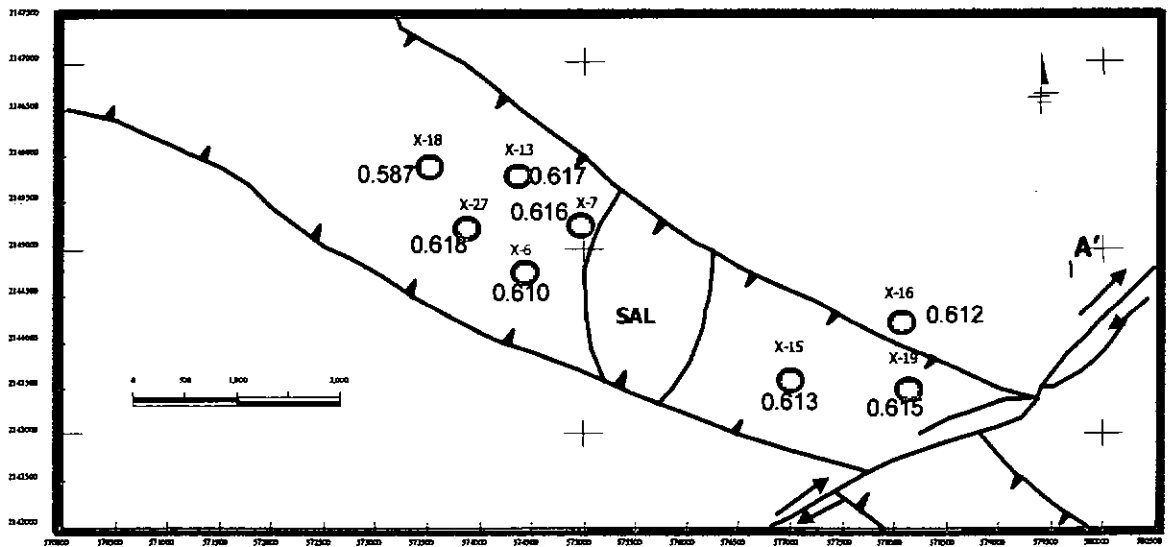
$$Ts/(Ts+Tm)$$

Figura VI.1.9: configuração de parâmetros de maturidade no campo Taratunich

Yacimiento BTPKS



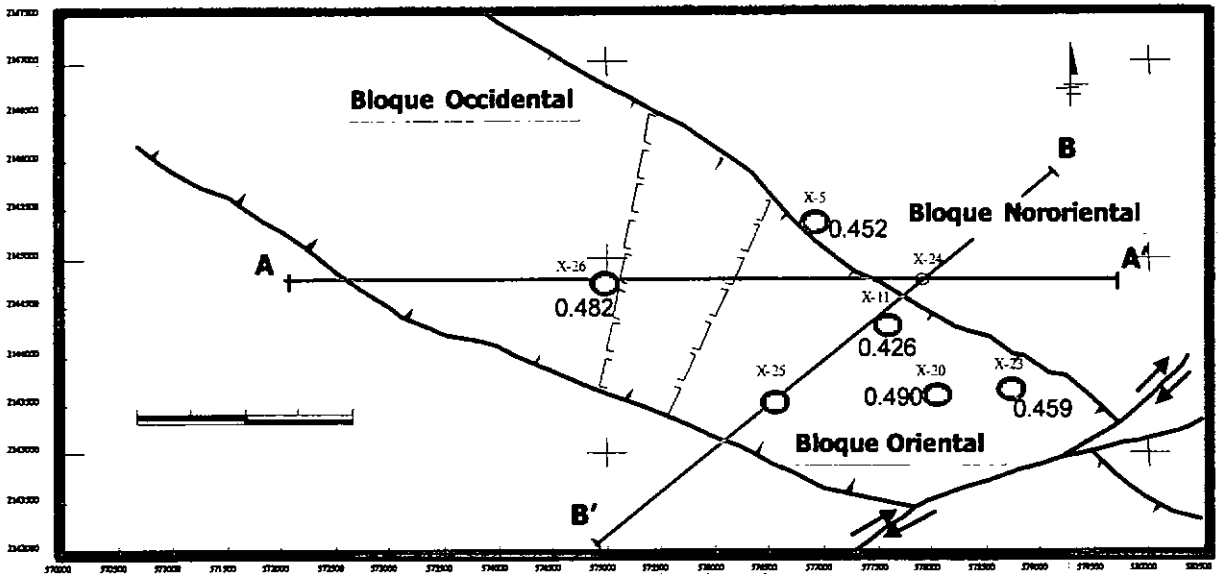
Yacimiento JSK



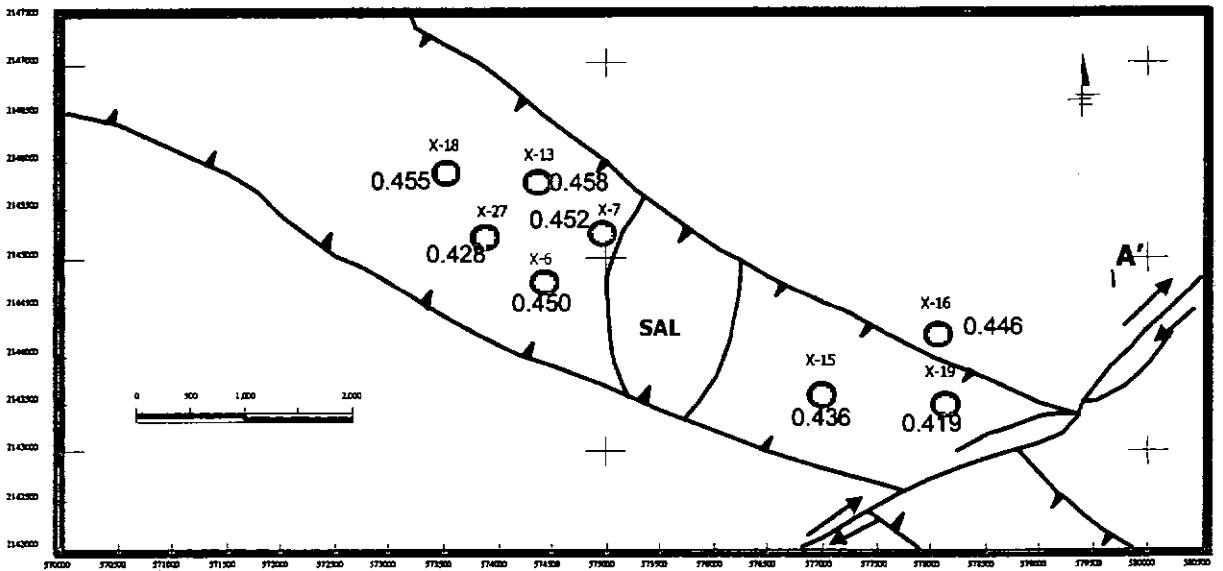
$$\frac{\alpha\alpha\alpha}{(\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)}$$

Figura IV.4.10: configuração de parâmetros de maturidade no campo Taratunich

Yacimiento BTPKS



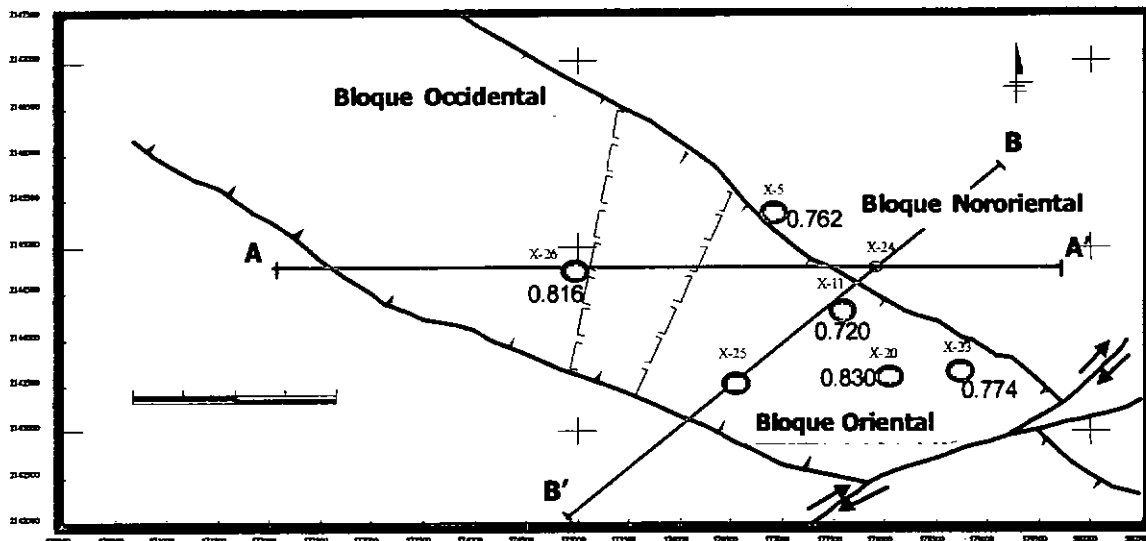
Yacimiento JSK



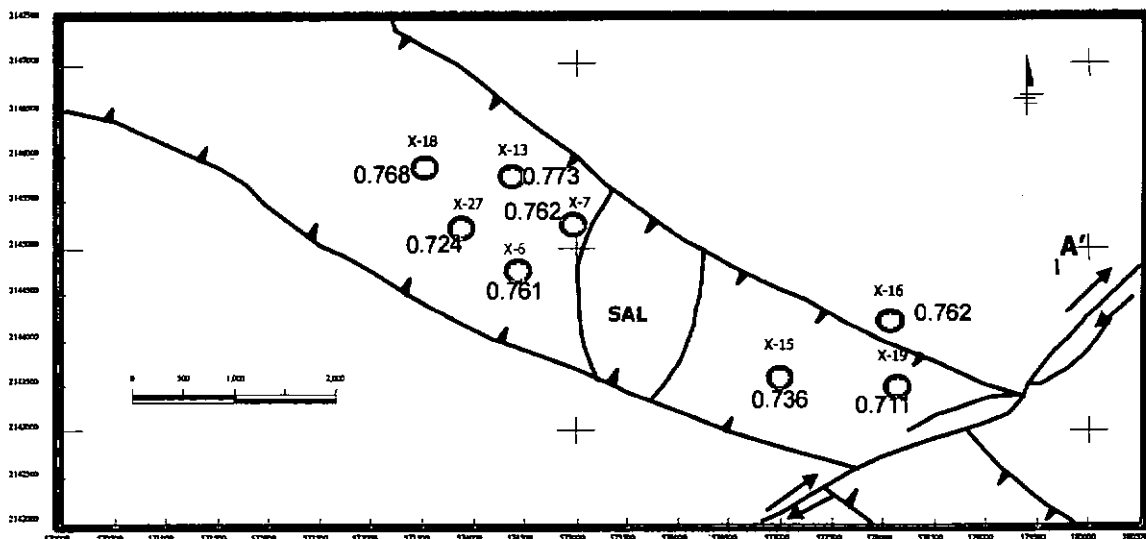
20S/20S+20R

Figura IV.4.11: configuração de parâmetros de maturidade no campo Taratunich

Yacimiento BTPKS

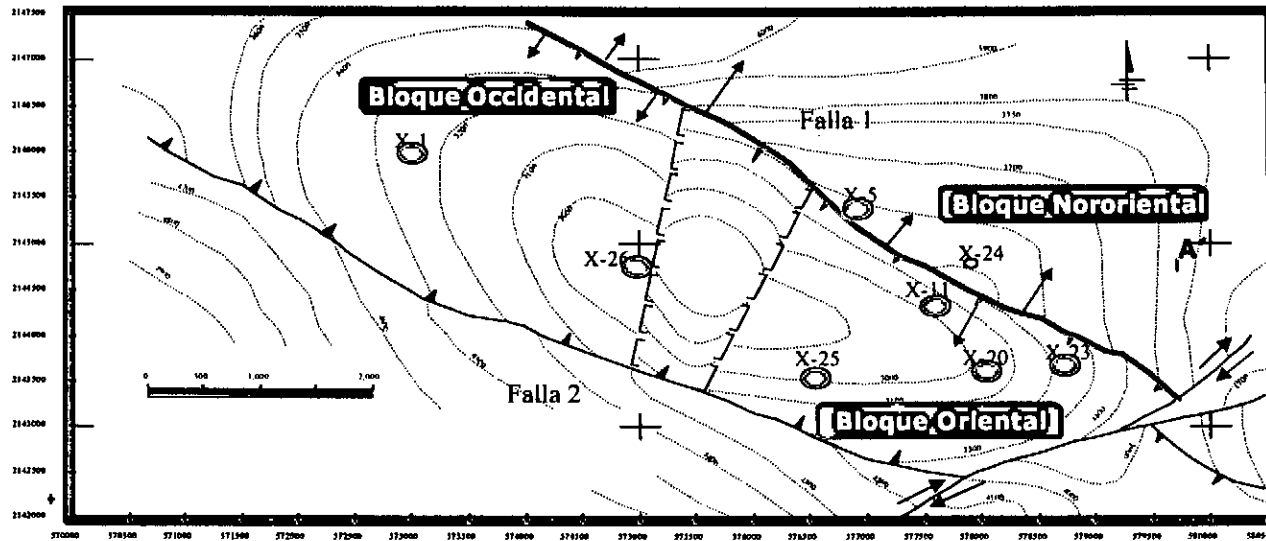


Yacimiento JSK

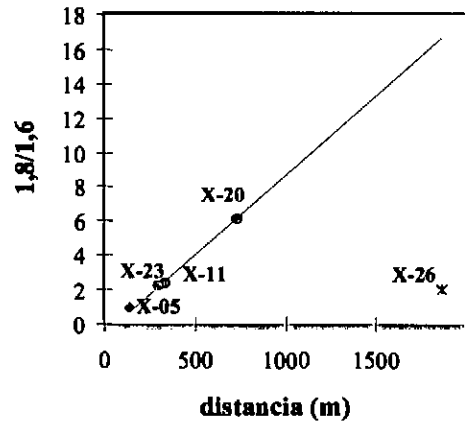


Ro Eq

Figura VI.1.12: configuração de parâmetros de maturidade no campo Taratunich

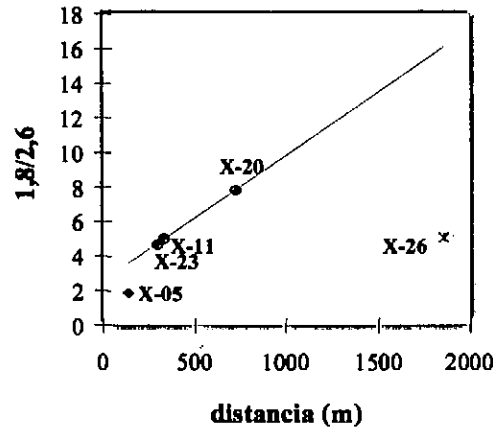


**1,8/1,6 dimetil-carbazol
Vs. distancia con falla 1**



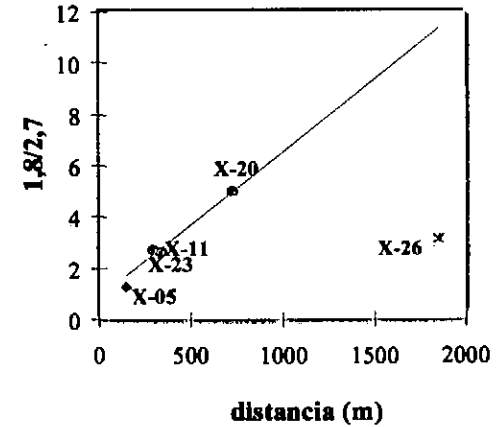
● BLOQUE NORORIENTAL

**1,8/2,6 dimetil-carbazol
Vs. distancia con falla 1**



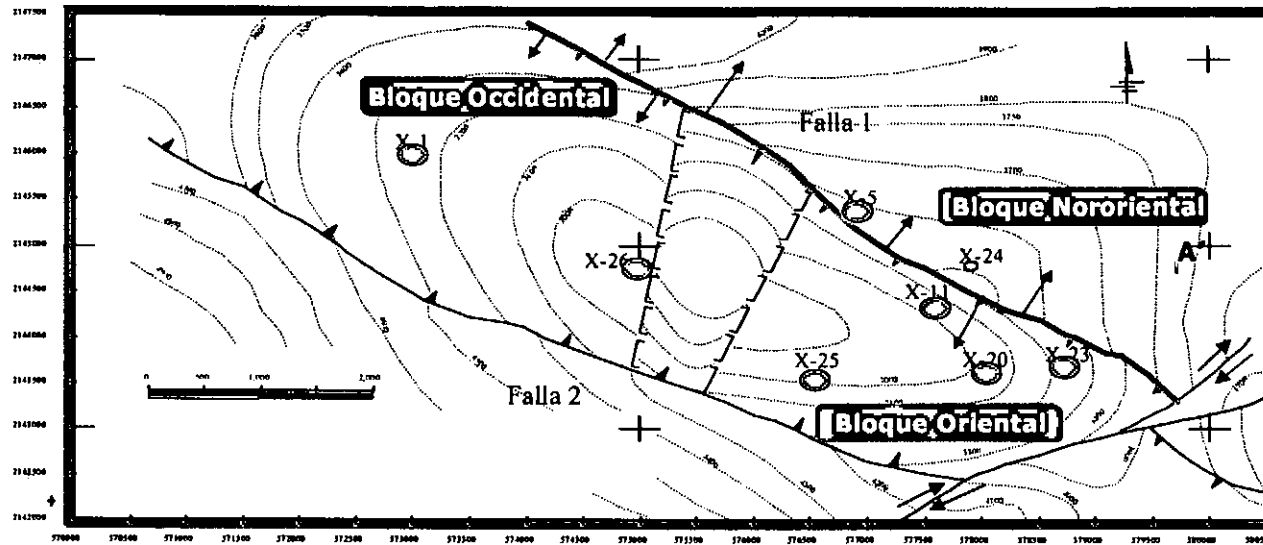
● BLOQUE ORIENTAL

**1,8/2,7 carbazol
Vs. distancia con falla 1**

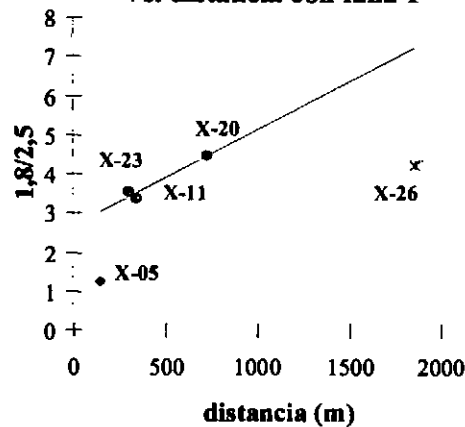


× BLOQUE OCCIDENTAL

Figura VI.2.1a: Distribución de carbazoles en los pozos del campo Taratunich para los aceites almacenados en rocas de las Brechas del Cretácico Superior y gráficos de relación de carbazoles escudados y no escudados que dan idea de la migración en el campo Taratunich, México.



**1,8/2,5 dimetil-carbazol
Vs. distancia con falla 1**



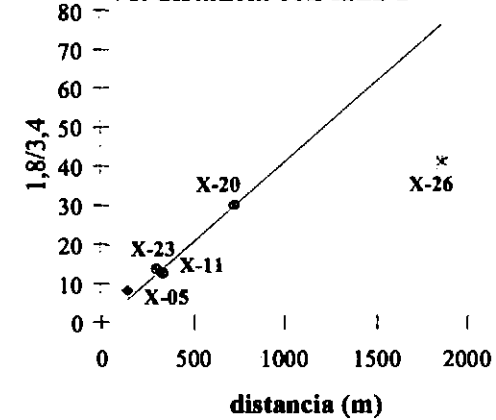
● BLOQUE NORORIENTAL

**1,8/2,3 carbazol
Vs. distancia con falla 1**



● BLOQUE ORIENTAL

**1,8/3,4 dimetil-carbazol
Vs. distancia con falla 1**



× BLOQUE OCCIDENTAL

Figura VI.2.1b: Distribución de carbazoles en los pozos del campo Taratunich para los aceites almacenados en rocas de las Brechas del Cretácico Superior y gráficos de relación de carbazoles escudados y no escudados que dan idea de la migración en el campo Taratunich, México.

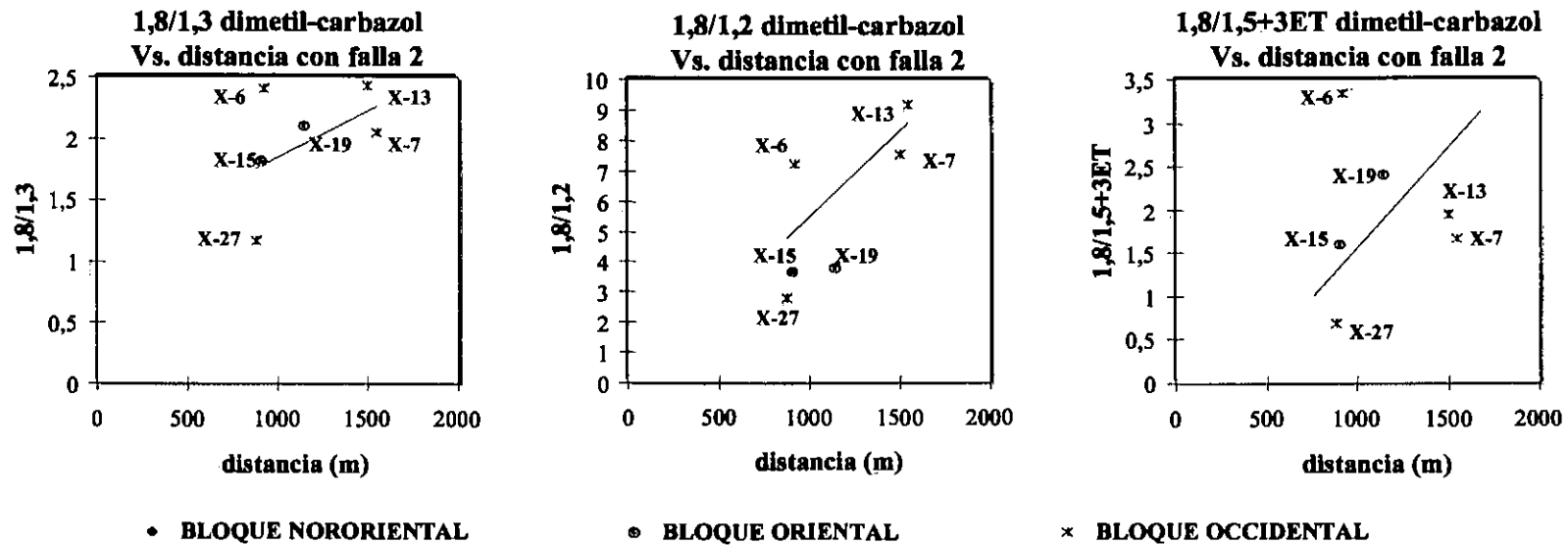
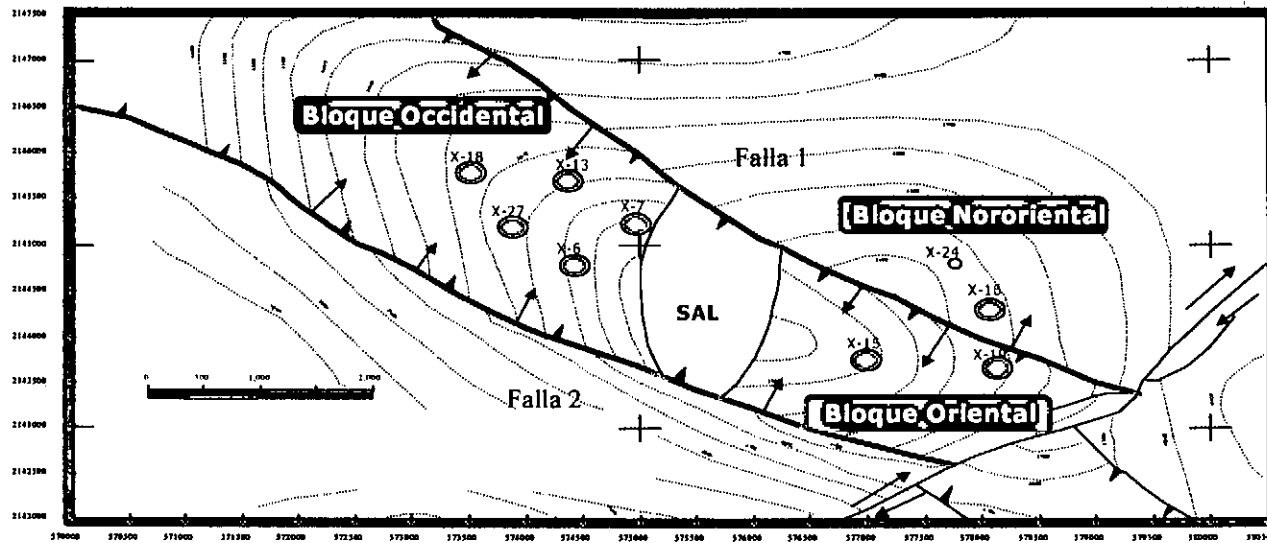
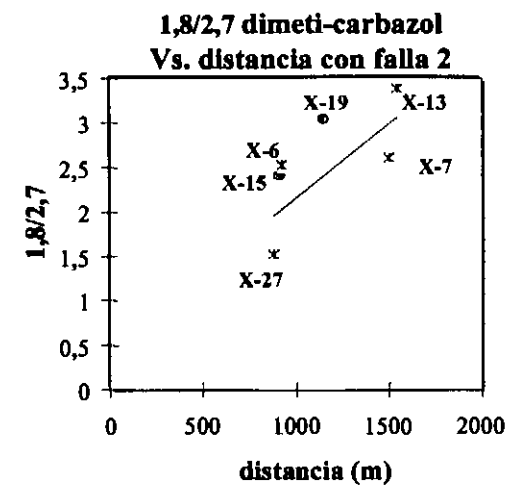
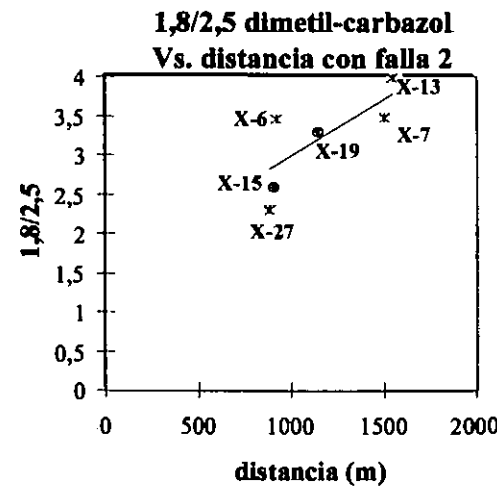
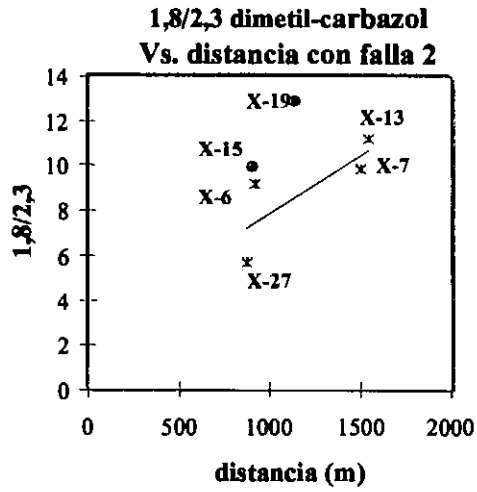
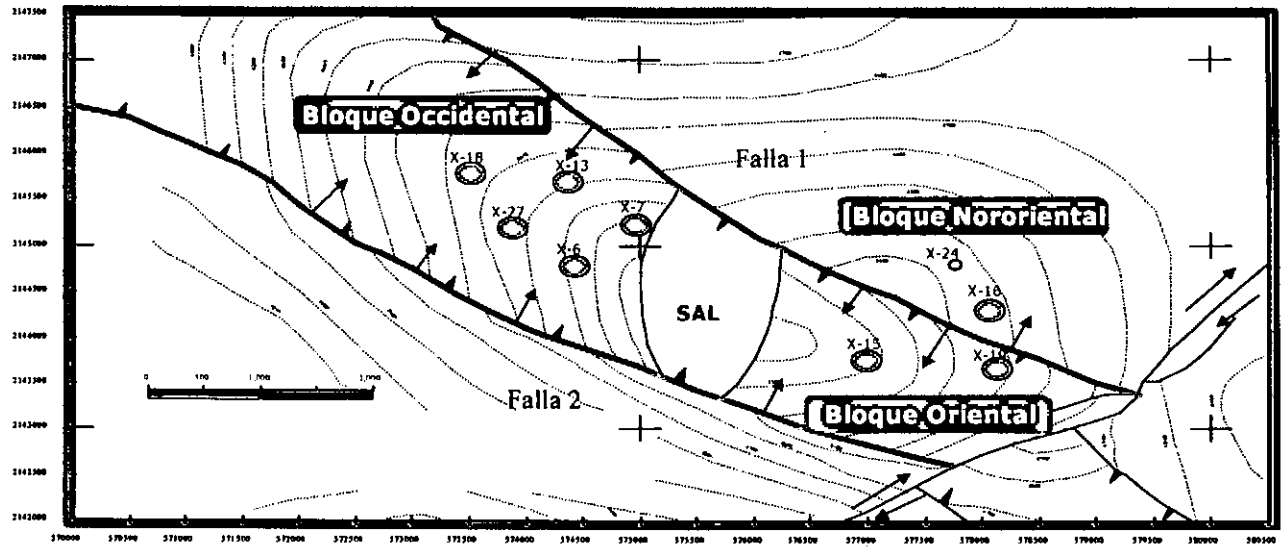


Figura VI.2.2a: Distribución de carbazoles en los pozos del campo Taratunich para los aceites almacenados en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano y gráficos de relación de carbazoles escudados y no escudados que dan idea de la migración en el campo Taratunich, México.



● BLOQUE NORORIENTAL

● BLOQUE ORIENTAL

× BLOQUE OCCIDENTAL

Figura VI.2.2b: Distribución de carbazoles en los pozos del campo Taratunich para los aceites almacenados en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano y gráficos de relación de carbazoles escudados y no escudados que dan idea de la migración en el campo Taratunich, México.

POZO X-5

Dilución	Absorbancia	Variación
0.0	2.205	-0.008
0.5	1.635	-0.047
1.0	1.848	-0.041
2.0	2.109	-0.400
3.0	2.094	-0.311
4.0	1.885	-0.535
5.0	1.520	-0.283

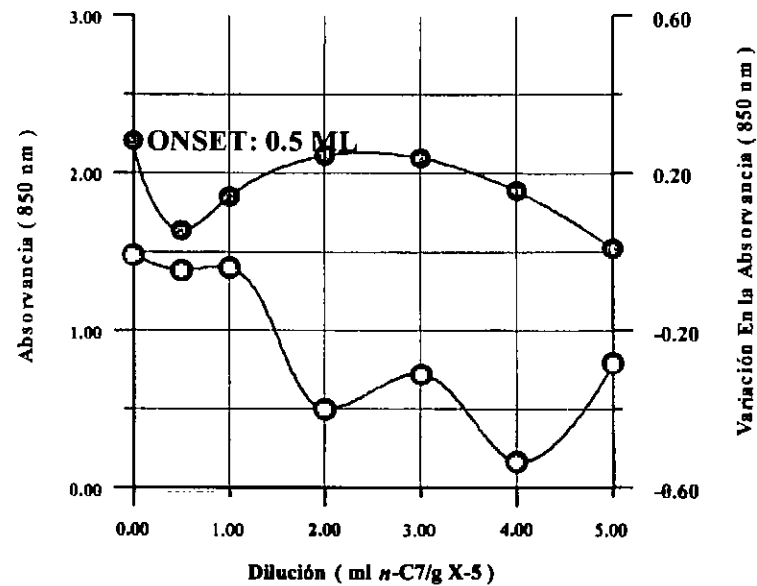


Figura VII.1.1: Relação de absorvância e variação na absorvância do óleo do poço X-5 do campo do Taratunich.

TABLAS

Tabela II.2.1: Análises das condições de exploração no campo de Taratunich, México.

BLOQUE	ACEITE / NUCLEO	EN JSK	EN BTP-KS	muestra de núcleo	muestra de aceite	PROBLEMA	OBSERVACIONES POR POZO	OBSERVACIONES DEL YACIMIENTO
Nororiental	X-24	*		*		abatiniento de presión por depósito de asfaltenos	efectos de almacenamiento y frontera sellante	yacimiento con comportamiento de doble porosidad
	X-16	*		*	*	abatiniento de presión por depósito de asfaltenos	baja permeabilidad de la formación, provocando altas caídas de presión	yacimiento infinito con comportamiento de doble porosidad
	S/M	*		-	-	abatiniento de presión por depósito de asfaltenos		yacimiento cerrado de baja permeabilidad
	X-5		*		*	abatiniento de presión	al cambiar el estrangulador las presiones no se recuperan	yacimiento con comportamiento de doble porosidad, efectos de almacenamiento variable y una falla sellante.
Oriental	X-25	*		*		fragmentos de formación	baja permeabilidad y baja presión. Fracturado hidráulicamente. Hay un cambio de facies que limita el área de drenaje	modelo de doble porosidad
	X-25		*	*				alta RGA, usar intervalo de BTPKS e incorporar producción a través de jsk
	X-15	*		*	*	baja presión en TP		
	X-19	*		*	*	probable presencia de asfaltenos	depósito de posible material orgánico que obstruye parcialmente el flujo. Herramienta cubierta de asfalto compacto.	yacimiento de doble porosidad, efectos de almacenamiento variable y un probable cambio de facies como frontera
	S/M		*	-	-	bajo nivel de aceite, alta RGA y bajos gastos de aceite.	se encuentra en una zona de baja permeabilidad y alta saturación de gas (por posición estructural y por vecindad con los pozos 21 y 20)	formación de baja permeabilidad representada por un modelo de doble porosidad, grandes efectos de almacenamiento variable y una frontera a presión constante
	S/M		*	-	-	alta RGA, "por registros de Temperatura hay un enfriamiento indicativo de que el gas proviene de la parte superior de la formación"	crece RGA incrementando la ptp reduciendo la producción de aceite. Contacto gas-aceite entre 3345 y 3360 mubbar. El intervalo 3475-3510 qundo como productor de aceite con alta RGA	comportamiento de doble porosidad con efecto de almacenamiento variable. Se localizó un enfriamiento pudiendo indicar que el gas proviene de la parte superior de la formación. Ver pag.16
	X-20		*	*	*	alta RGA.	la ptp se incrementa, se reduce bruscamente y vuelve a crecer, posiblemente causado por la alta producción de gas, la densidad del aceite se reduce significativamente (de 31.6 a 56oAPI)	sistema de doble porosidad con una variación importante durante el período de almacenamiento por la presencia de alta RGA y la disminución de la densidad del aceite. Hay un probable efecto de segregación de fases en la columna de pozos.
	X-23		*	*	*	incrustación de sedimentos	formación con buena permeabilidad, caída de presiones durante la producción	sistema homogéneo con efecto de almacenamiento variable y de una frontera cercana al pozo.
X-11		*	*	*	incremento de la ptp, por efecto de interferencia al cerrar los pozos 201 y 21D propiciando el resquebrajamiento del bloque	perfil de flujo de: 38% en 3502-3510; 10% en 3510-3519 y 52% en 3524-3530	modelo de doble porosidad, una formación de alta permeabilidad con efectos de almacenamiento variable y de una frontera sellante.	
Occidental	X-13	*		*	*		declinamiento de la presión por efecto de daño (????)	modelo de doble porosidad infinito y con efectos de almacenamiento y daño
	X-6	*		*	*	pez, abrió ventana en 3363 para llegar al objetivo	declinación de la presión de 3.3 kg/cm2/mes. Presión de saturación será alcanzada en poco tiempo	modelo de doble porosidad, una formación de buena permeabilidad y efectos de almacenamiento variable.
	X-21	*		*	*	zona de colapsamiento sobre formaciones productoras.	condiciones excelentes en jsk, reponer con pozo similar	
	X-27	*		*	*		aportación de fluidos en todo el intervalo, presión estable en cabeza de pozo	modelo de doble porosidad con efecto de inercia presente en el período de almacenamiento variable.
	X-7	*		*	*		comportamiento de presión similar a 1-11, son vecinos y pertenecen al mismo yacimiento.	
	X-22	*		*	*			contacto agua-aceite 4299 mubbar
	X-26		*	*	*	falta de línea de escamamiento	productor en km de 3 toAPI, taponado, productor en BTPKS con 3 toAPI, buenas condiciones de producción.	yacimiento homogéneo con efecto de almacenamiento variable e infinito para km Para BTPKS es un modelo de doble porosidad con efectos de almacenamiento daño y fronteras sellantes cerca del pozo
S/M		*	-	-	formación de baja permeabilidad y pozo presenta alta caída de presión.	Barra impermeable cercana al pozo, se concluye que es un sistema cerrado pequeño sin posibilidades de producción	comportamiento de doble porosidad con efectos de almacenamiento variable y de una falla sellante.	

Tabela II.4.1b: Propriedades dos reservatórios BTPKS do campo de Taratunich, México.(Dados do grupo interdisciplinar Taratunich-Batab).Tabela II.4.2: Algumas propriedades dos óleos do campo de Taratunich, México.

BLOQUE POZOS	Nororiental	Oriental		Occidental	
	X-5	X-20	X-25	X-1	X-26
FACTOR DE VOLUMEN (Bo)	1.89	1.89	1.89	1.75	1.75
DENSIDAD ACEITE (ro)	0.87	0.86	0.86	0.89	0.87
TEMPERATURA DE YACIMIENTO (Ty)	148.80	123.00	124.20	124.00	112.70
LIGEREZA DEL ACEITE	32.50	32.50	32.50	26.00	30.50
COMPRESIBILIDAD DEL AGUA (Cw)*10 ⁻⁴	0.39	0.39	0.39		0.39
POROSIDAD(f)	5.00	15.00	6.00		10.00
PERMEABILIDAD (K)	215.00	130.00	11.00	908.00	240.00
SATURACION DE AGUA (Sw)	25.00	9.60	35.00		20.00
ESPESOR NETO	40.00		64.00		
AREA PROBADA TOTAL	4.30		6.05		2.72
PROD. PROM. DE ACEITE	4390.00	3616.00	786.00		4737.00
PROD. PROM. DE GAS	4.26	11.59	1.30		5.51
RELACION GAS ACEITE (RGA)	173.00	571.00	294.00		207.00
CONTACTO AGUA ACEITE (C.W.O)	3700.00	*3070	*3070	° 3390	° 3390
RESERVA ORIGINAL TOTAL	69.71		25.07		11.59

Tabela II.4.2: Algumas propriedades dos óleos do campo de Taratunich, México.

BLOQUE Y YACIMIENTO	POZO	% S	oAPI	RGA (m³/m³)	d13C (PDB)
Nororiental (BTPKS)	XOCHITL-05	1.53	29.7	177	-27.88
Nororiental (JSK)	XOCHITL-16	1.75	27.6	85	-27.66
Oriental (BTPKS)	XOCHITL-11	1.21	36.5	2226	-27.47
Oriental (BTPKS)	XOCHITL-20	0.15	53.6	570	-27.63
Oriental (BTPKS)	XOCHITL-23	1.67	28.3	179	-27.59
Oriental (JSK)	XOCHITL-15	1.74	29	161	-28.14
Oriental (JSK)	XOCHITL-19	1.7	25.3	158	-27.34
Occidental (BTPKS)	XOCHITL-26	1.54	31.1	207	-27.63
Occidental (JSK)	XOCHITL-06	1.47	29.4	198	-27.82
Occidental (JSK)	XOCHITL-07	1.49	28.8	181	-27.71
Occidental (JSK)	XOCHITL-13	1.83	31.5	211	-27.6
Occidental (JSK)	XOCHITL-18	1.28	30.5	220	-27.62
Occidental (JSK)	XOCHITL-27	1.45	29.2	181	-27.41

Tabela IV.1.1: Algumas propriedades dos óleos do campo de Taratunich, México.

POZO	Bloque	Edad	S %	°API	$\delta^{13}\text{C}\text{‰}$
X-05	Nororiental	BTPKS	1,53	29,7	-27,88
X-16	Nororiental	JSK	1,75	27,6	-27,66
X-11	Oriental	BTPKS	1,21	36,5	-27,47
X-15	Oriental	JSK	1,74	29	-28,14
X-19	Oriental	JSK	1,7	25,3	-27,34
X-20	Oriental	BTPKS	0,15	53,6	-27,63
X-23	Oriental	BTPKS	1,67	28,3	-27,59
X-06	Oriental	JSK	1,47	29,4	-27,82
X-07	Oriental	JSK	1,49	28,8	-27,71
X-13	Oriental	JSK	1,83	31,5	-27,6
X-18	Oriental	JSK	1,28	30,5	-27,62
X-26	Oriental	BTPKS	1,54	31,1	-27,63
X-27	Oriental	JSK	1,45	29,2	-27,41

Tabela IV.2.1: Tipo de lodo utilizado nas perfurações no campo de Taratunich, México.

CLAVE POZO	NUCLEO	TIPO DE LODO	Densidad gr/cm3	VISCOSIDAD (seg)	SOLIDOS (%)	ACEITE (%)	AGUA (%)
X-01	1	POLIMÉRICO	1,1	40	7	0	93
X-01	2	POLIMÉRICO	1,13	41	8	14	78
X-01	3	x	x	X	x	x	X
X-11	1						
X-18	1	LS. POLIMÉRICO	1,12	50	8	6	86
X-18	2	LS. POLIMÉRICO	1,12	50	8	5	87
X-20	1	BARAMEX	x	X	6	0	94
X-21	2	?	?	?	?	?	?
X-22	1	PROTEXIL	1,41	64	21	51	28
X-22	2	EMULSION INV.	1,42	65	20	51	29
X-22	3	EMULSION INV.	1,42	60	20	56	24
X-22	4	EMULSION INV.	1,42	60	20	55	25
X-24	1	DESTRID-PAC	1,36	41	13	0	87
X-24	2	POLIMÉRICO	1,54	41	24	0	76
X-25	4	c.l.s.e.	1,8	58	28	10	62
X-26	2	c.l.s.e.	1,8	x	5	0	95

Tabela IV.3.1: Concentrações de compostos que permitem a análise genética de condensados (conforme MANGO, 1987), aplicadas ao campo de Taratunich.

POZO	2MH	2,3DMP	3MH	2,4DMP	K_1 (2MH+2,3DMP)/(3MH+2,4DMP)
X-05	21,89	9,40	28,42	2,28	1,02
X-06	10,91	4,80	14,91	1,10	0,98
X-07	12,75	5,56	17,01	1,27	1,00
X-11	44,85	18,78	57,55	4,90	1,02
X-13	12,65	5,57	17,08	1,22	1,00
X-15	20,02	8,43	25,87	2,06	1,02
X-16	14,87	6,63	20,63	1,34	0,98
X-18	19,70	8,47	26,01	1,96	1,01
X-19	8,03	3,00	11,05	0,70	0,94
X-20	95,76	37,71	121,42	9,69	1,02
X-23	11,05	3,80	15,17	1,15	0,91
X-26	13,15	5,49	18,28	1,01	0,97
X-27	11,71	5,20	15,84	1,19	0,99

Tabela IV.3.2 Esquema 'pai-filho' proposto por MANGO (1990).

Padres	Hijas
P1 = heptano	N1 = 1,trans,2-dimetilciclopentano + 1,cis,2-dimetilciclopentano + etilciclopentano
P2 = 2-metilhexano + 3-metilhexano	
P3 = 2,2-dimetilpentano + 2,4 dimetilpentano + 3,3 dimetilpentano + 2,3 dimetilpentano + 3-etilpentano	N2 = 1,1-dimetilciclopentano + 1 cis,3-dimetilciclopentano + 1,trans,3-dimetilciclopentano

Tabela IV.3.2: Relações composicionais dos hidrocarbonetos leves em óleos, conforme THOMPSON (1979).

Tabla IV.3.2: Relaciones composicionales de los hidrocarburos ligeros en los aceites (THOMPSON, 1979).

Aromaticidad (A)	benzeno/ <i>n</i> -hexano
Aromaticidad (B)	tolueno/ <i>n</i> -heptano
Parafinidade (C)	(<i>n</i> -hexano+ <i>n</i> -heptano)/(ciclohexano+metilciclohexano)
Parafinidade (I)	(2metilhexano+3 metilhexano)/(1,cis3 dimetilciclopentano+ 1,trans3 dimetilciclopentano + 1, trans2 dimetilciclopentano)
Parafinidade (F)	(<i>n</i> -heptano/metilciclohexano)
Naphteno ramificado (U)	ciclohexano/metilciclopentano
Parafina ramificado (R)	<i>n</i> -heptano/2-metilhexano
Parafina ramificada (S)	<i>n</i> -hexano/2,2-dimetilbutano
Parafinidade (H)	100.0 x <i>n</i> -heptano/[(ciclohexano + 2metilhexano + 1,1 dimetilciclopentano + 3 metilhexano + 1,cis3 dimetilciclopentano + 1, trans3 dimetilciclopentano + 1, trans2 dimetilciclopentano + <i>n</i> -heptano + 1,cis2 dimetilciclopentano + metilciclohexano)]

Tabela IV.3.2a: Altura dos picos no cromatograma de compostos (estabelecidos por THOMPSON (1990) para o estudo de hidrocarbonetos leves) nos óleos do campo de Taratunich.

Pozo	BENZENO	NC6	TOLUENO	NC7	CICLOHEXANO	MCHEXANO	2MH	3MH
X-05	9,2385	54,5021	39,6414	89,4243	16,0847	41,6150	21,8964	28,4154
X 16	5,5378	33,6967	25,4247	66,3253	10,1527	27,9011	14,8774	20,6308
X-11	13,7220	99,7130	62,9917	177,8946	26,4166	70,2265	44,8582	57,5525
X-15	7,7440	46,9635	32,4645	78,7061	13,9573	35,3944	20,0173	25,8691
X 19	2,9149	17,1241	20,5806	39,2892	5,7517	20,9018	8,0295	11,0492
X 20	15,1170	151,6570	112,9310	391,5898	39,6197	137,0833	95,7590	121,4191
X 23	3,6831	21,1894	26,6306	52,7205	7,6767	26,3556	11,0536	15,1711
X-06	3,6638	27,6720	27,2464	51,6588	7,9941	26,7945	10,9188	14,9145
X 07	5,5461	37,5157	28,4174	55,4214	10,1121	28,0626	12,7559	17,0107
X-13	5,0388	38,6169	27,9437	55,8606	9,9638	28,1061	12,6569	17,0770
X-18	7,2875	41,1837	36,6664	83,0951	13,6438	38,5322	19,7022	26,0065
X 26	2,3017	16,9584	31,9344	70,1882	6,5388	31,5877	13,1556	18,2814
X 27	3,9986	17,4751	28,8562	54,9636	7,8284	28,0029	11,7064	15,8440

Pozo	1cs3,DMCP	1tr3DMCP	1tr2DMCP	MCP	1,1DMCP	2,3DMP	2,2DMCH
X-05	5,9166	6,3607	11,0129	17,7084	1,8968	9,4030	2,5861
X 16	4,0882	4,5078	7,8845	11,3347	1,2684	6,6304	1,6727
X-11	10,8397	11,6748	19,9789	29,8499	3,4669	18,7773	4,8258
X-15	5,1115	5,5532	9,5301	15,5776	1,5658	8,4396	2,0901
X 19	2,3114	2,5993	4,7357	5,7922	0,8401	3,0000	1,3332
X 20	20,5135	22,3342	38,0506	41,4657	6,3466	37,7198	10,5569
X 23	3,0905	3,4084	6,1082	7,6000	1,1869	3,8000	1,8644
X-06	3,0660	3,4244	6,0064	8,1007	1,1133	4,7992	1,6669
X 07	3,5708	3,8884	6,8186	11,2557	1,2171	5,5559	1,6839
X-13	3,5144	3,8637	6,7732	11,2772	1,3289	5,5737	1,9174
X-18	5,2828	5,7153	9,8504	14,0581	1,6885	8,4781	2,4357
X 26	3,4503	3,8611	6,8922	5,4911	1,0525	5,4973	2,1508
X 27	3,2912	3,6576	15,8874	7,5000	1,1369	5,1999	1,7448

Tabela IV.3.2b: Relações dos parâmetros estabelecidos por THOMPSON (1990) para o estudo de hidrocarbonetos leves aplicado ao campo de Taratunich.

	AROM.	AROM.	PARAF.	PARAF.	PARAF.	NAPHTENO RAMIFICADO	PARAFINA RAMIFICADA	PARAFINA RAMIFICADA	PARAF
Pozo	A	B	C	I	F	U	R	S	H
X-05	0,1695	0,4433	2,4944	2,1602	2,1488	0,9083	4,0840	-	40,1685
X 16	0,1643	0,3833	2,6284	2,1546	2,3772	0,8957	4,4581	-	42,0749
X-11	0,1376	0,3541	2,8725	2,4100	2,5332	0,8850	3,9657	-	42,0645
X-15	0,1649	0,4125	2,5464	2,2722	2,2237	0,8960	3,9319	-	40,2167
X 19	0,1702	0,5238	2,1165	1,9778	1,8797	0,9930	4,8931	-	41,1371
X 20	0,0997	0,2884	3,0744	2,6846	2,8566	0,9555	4,0893	-	44,8703
X 23	0,1738	0,5051	2,1718	2,0802	2,0004	1,0101	4,7695	-	41,5870
X-06	0,1324	0,5274	2,2804	2,0672	1,9280	0,9868	4,7312	-	41,0347
X 07	0,1478	0,5128	2,4345	2,0848	1,9749	0,8984	4,3448	-	39,9124
X-13	0,1305	0,5002	2,4817	2,1011	1,9875	0,8835	4,4134	-	40,1457
X-18	0,1770	0,4413	2,3819	2,1924	2,1565	0,9705	4,2176	-	40,8296
X 26	0,1357	0,4550	2,2857	2,2133	2,2220	1,1908	5,3352	-	45,2804
X 27	0,2288	0,5250	2,0217	1,2064	1,9628	1,0438	4,6952	-	38,6202

Tabela IV.3.4: Classificação dos óleos de acordo com seus valores de heptano e isoheptano (conforme THOMPSON, 1979).

Clases de petróleo	Valores de heptano (H)	Valores de Isoheptano (I)
Biodegradado	0 – 18	0 - 0.8
Normal, parafínico	18.1 – 22	0.81 - 1.2
Maduro	22.1 – 30	1.21 - 2.0
Sobremaduro	30.1 – 60	2.01 - 4.0

Tabela IV.4.1: Parâmetros de biomarcadores aplicados aos óleos do campo de Taratunich.

POZO	BLOQUE (YACIM.)	$\delta^{13}\text{C}$	$\text{C}_{27}/\text{C}_{29}$	$\text{C}_{24}/4/\text{C}_{26}/3$	HOP/STER	$\text{C}_{24}/4/\text{C}_{23}/3$	$\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$	$\text{C}_{29}/\text{C}_{30}$	$\text{C}_{24}/4/\text{C}_{23}/3$	$\text{DIA}/\text{C}_{27}^{\alpha\alpha}$
X-05	Nororiental (BTPKS)	-27,880	1,238	1,698	1,754	0,583	0,762	1,114	0,684	1,535
X-16	Nororiental (JSK)	-27,340	1,193	1,846	1,923	0,649	0,742	1,162	0,639	1,309
X-11	Oriental (BTPKS)	-27,630	1,242	1,668	1,792	0,533	0,685	1,087	0,630	1,640
X-20	Oriental (BTPKS)	-27,710	1,267	1,038	1,153	0,379	2,403	1,081	2,223	2,550
X-23	Oriental (BTPKS)	-27,600	1,296	1,652	1,422	0,594	0,735	1,110	0,662	1,654
X-15	Oriental (JSK)	-28,140	0,843	1,699	1,961	0,544	0,756	1,127	0,671	1,966
X-19	Oriental (JSK)	-27,820	1,038	1,588	1,887	0,602	0,738	0,893	0,826	1,536
X-26	Occidental (BTPKS)	-27,620	0,981	1,486	1,395	0,506	0,677	1,180	0,574	2,057
X-06	Occidental (JSK)	-27,660	0,977	1,756	1,872	0,608	0,677	1,140	0,594	1,756
X-07	Occidental (JSK)	-27,470	1,169	1,735	1,795	0,571	0,717	1,104	0,649	1,725
X-13	Occidental (JSK)	-27,590	1,315	1,719	1,618	0,565	0,660	1,076	0,613	1,492
X-18	Occidental (JSK)	-27,630	1,233	1,849	1,664	0,583	0,735	1,161	0,633	1,628
X-27	Occidental (JSK)	-27,410	1,211	1,836	1,942	0,561	0,744	1,073	0,693	1,701

Tabela IV.4.2: Valores numéricos das concentrações utilizadas para a análise da evolução térmica através dos diamandóides dos óleos do campo de Taratunich.

<i>Bloque Almacén clave pozo</i>			Nororiental BTPKS X-5	Nororiental JSK X-16	Oriental BTPKS X-11	Oriental JSK X-15	Oriental JSK X-19	Oriental BTPKS X-20	Oriental BTPKS X-23	Occidental JSK X-6	Occidental JSK X-7	Occidental JSK X-13	Occidental JSK X-18
Tiempo de ret.	Núm. de ión.	Nombre del compuesto	altura ppm	altura ppm	altura ppm	altura ppm	altura ppm	altura ppm	altura ppm	altura ppm	altura ppm	altura ppm	altura ppm
55.414	187	D3DIAM	16.564	14.823	15.122	15.947	15.883	15.296	14.518	15.696	13.689	15.594	16.632
100.182	217	CHOLANE	26.685	23.881	24.363	25.691	25.589	24.643	23.39	25.288	22.055	25.124	26.796
53.239	187	DIAM1	3.62	3.655	4.015	4.033	3.329	2.237	4.048	3.955	4.888	4.499	3.569
55.554	187	DIAM2	3.032	2.045	2.57	2.384	1.508	0.824	2.408	2.548	2.522	2.328	1.755
57.408	187	DIAM3	0.739	2.173	2.092	2.346	1.59	1.091	2.281	1.774	2.714	2.237	1.527
105.062	217	DIACHO	31.023	27.886	23.717	32.366	32.361	1.713	29.297	31.404	31.71	30.301	27.868
118.541	217	STIGMA	15.49	11.751	8.043	12.483	15.121	0.141	9.777	10.923	10.697	10.037	8.804
120.914	231	4MeSTIGM	1.733	0.848	0.957	0.82	1.62	0	0.951	0.825	0	0.953	0.919
		diam1+diam3	4.359	5.828	6.107	6.379	4.919	3.328	6.329	5.729	7.602	6.736	5.096
		STIGMA	15.49	11.751	8.043	12.483	15.121	0.141	9.777	10.923	10.697	10.037	8.804

Tabela V.1.1: Etapas a seguir na correlação óleo-óleo utilizando a técnica de cromatografia gasosa (conforme KAUFFMAN e AHMED, 1990).

Recolectar muestras	Análisis cromatográfico	Selección de picos	Correlación de aceites	Interpretación geológica
-DST	-Manejo de datos	-Seleccionar picos para correlación	-Diagramas de estrella	-Continuidad del yacimiento
-RFT	-Construir la línea base	-Calcular relaciones	-Otras técnicas multivariantes	-Fugas de aceite
-Circ. inversa	-Identificar picos			-Mezclas en producción
-Cabeza de pozo	-Medir alturas			-Generación
				-Madurez
				-Migración

Tabela VI.1.1: Dados de biomarcadores, para a interpretação do grau de evolução térmica, no campo de Taratunich.

POZO	Bloque (yacimiento)	Profundidad del yacimiento	°API	S %	$\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$	C29S/C29R	S/S+R	TS/TS+TM	Ro Eq
X-05	Nororiental (BTPKS)	3566	29,70	1,530	0,615	0,824	0,452	0,387	0,762
X-16	Nororiental (JSK)	4229	27,60	1,750	0,612	0,805	0,446	0,360	0,752
X-11	Oriental (BTPKS)	3129	36,50	1,210	0,623	0,741	0,426	0,391	0,720
X-20	Oriental (BTPKS)	3050	53,60	0,150	0,587	0,960	0,490	0,374	0,830
X-23	Oriental (BTPKS)	3300	28,30	1,670	0,620	0,848	0,459	0,416	0,774
X-15	Oriental (JSK)	3587	29,00	1,740	0,613	0,772	0,436	0,355	0,736
X-19	Oriental (JSK)	4129	25,30	1,700	0,615	0,722	0,419	0,379	0,711
X-26	Occidental (BTPKS)	2910	31,10	1,540	0,614	0,932	0,482	0,418	0,816
X-06	Occidental (JSK)	3704	29,40	1,470	0,610			0,400	
X-07	Occidental (JSK)	3591	28,80	1,490	0,616	0,823	0,452	0,399	0,762
X-13	Occidental (JSK)	3785	31,50	1,830	0,617	0,847	0,458	0,391	0,773
X-18	Occidental (JSK)	3630	30,50	1,280	0,615	0,837	0,455	0,401	0,768
X-27	Occidental (JSK)	3869	29,20	1,450	0,618	0,748	0,428	0,398	0,724

Tabela VII.1.1: Potencial de precipitação versus ONSET (CAMPAGNOLO,1997).

ONSET	INTERPRETACIÓN
ONSET \geq 2.0	Muy estable, no existe posibilidad de precipitación de asfaltenos.
1 > ONSET > 2.0	Es estable, existe la probabilidad de precipitación en caso de que las características del yacimiento coincidan con las descritas en el texto.
0.5 > ONSET > 1.0	Es inestable, la precipitación de asfaltenos puede presentarse con una probabilidad alta.
ONSET < 0.5	Muy inestable, existe una gran posibilidad de que la precipitación de asfaltenos se presente.

Tabla VII.1.2a: Gravedad API y temperatura de los yacimientos en el campo Taratunich.

POZO	BLOQUE Y YACIMIENTO	°API	TEMPERATURA DE YACIMIENTO
X-05	Nororiental (BTPKS)	29.70	148.80
X-16	Nororiental (JSK)	27.60	148.30
X-11	Oriental (BTPKS)	36.50	125.00
X-20	Oriental (BTPKS)	53.60	123.00
X-23	Oriental (BTPKS)	28.30	129.00
X-15	Oriental (JSK)	29.00	136.00
X-19	Oriental (JSK)	25.30	147.00
X-26	Occidental (BTPKS)	31.10	112.70
X-06	Occidental (JSK)	29.40	135.00
X-07	Occidental (JSK)	28.80	135.00
X-13	Occidental (JSK)	31.50	134.50
X-18	Occidental (JSK)	30.50	132.00
X-27	Occidental (JSK)	29.20	137.00

Tabla VII.1.2b: Presión de saturación y presión inicial en los yacimientos del campo Taratunich.

ESTRUCTURA	BLOQUE NORORIENTAL		BLOQUE ORIENTAL		BLOQUE OCCIDENTAL	
	Yacimiento	BTPKS	JSK	BTPKS	JSK	BTPKS
Presión de saturación (kg/cm²)	264	251	222	263	264	296
Presión inicial (kg/cm²)	349	317	317	537	326	536

Anexo 1

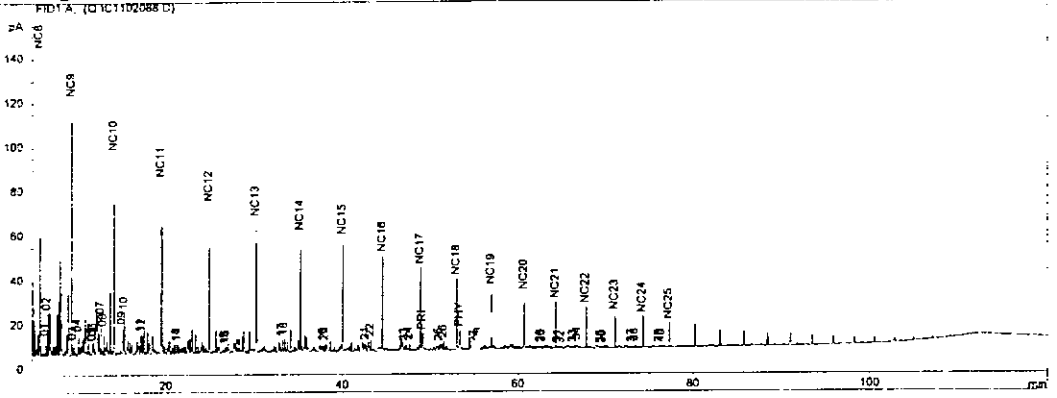
Cromatografía de gases e identificación de picos para diagramas de estrella

RELACION ENTRE LOS PICOS MENORES DE LOS CROMATOGRAMAS PARA REALIZAR DIAGRAMAS DE ESTRELLA Y
OBSERVAR LA COMPARTIMENTACION

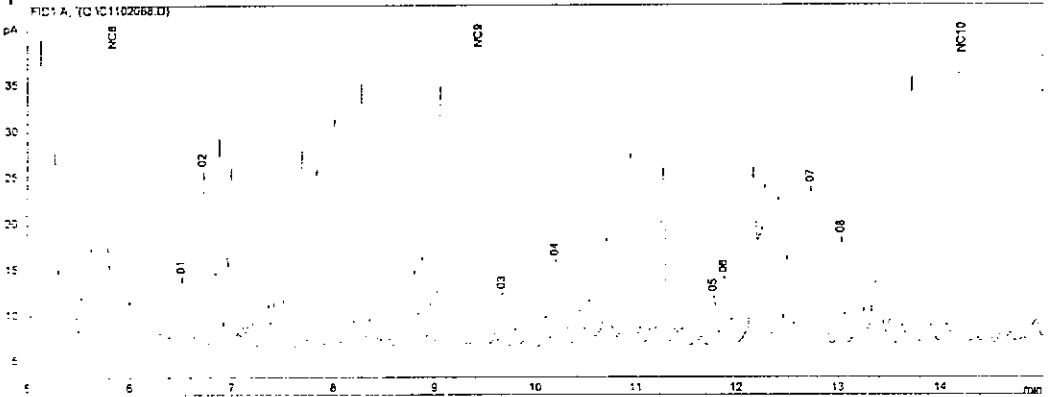
(RATIO)	BLOQUE 101		BLOQUE 201					BLOQUE 301					
	c2088 x-05 btpks	c2084 x-16 jsk	c2083 x-15 jsk	c2078 x-19 jsk	c2077 x-20 btpks	c2082 x-23 btpks	c2089 x-11 btpks	c2081 x-13 jsk	c2087 x-19 jsk	c2079 x-27 jsk	c2086 x-07 jsk	c2085 x-18 jsk	c2080 -26 btpks
1/2	0.398750328	0.416004	0.416826	0.397067	0.388426753	0.392653894	0.396389652	0.394468	0.394252	0.396026	0.394876	0.400163021	0.395807
3/4	0.622718271	0.604384	0.588918	0.575324	0.581307794	0.629149037	0.602595469	0.627504	0.624468	0.620807	0.625321	0.629880536	0.613083
5/6	0.725701717	0.827545	0.86947	0.971714	0.691788479	0.733647112	0.715821494	0.747214	0.735411	0.735398	0.724831	0.751965906	0.730551
7/8	1.469710893	1.398761	1.354481	1.211222	1.942669452	1.457190186	1.680719705	1.473281	1.462923	1.491488	1.473359	1.473081726	1.57833
9/10	0.653849521	0.653215	0.6977	0.708629	0.492018215	0.661803455	0.574216037	0.666288	0.662875	0.661757	0.657561	0.663145861	0.612908
11/12	0.961237993	0.959133	0.978942	0.975935	0.969913861	0.956615284	0.95351511	0.9552	0.942002	0.943439	0.950216	0.966830068	0.956849
13/14	1.101764235	0.990356	1.03699	1.03544	1.068974515	1.087336355	1.084805708	1.104751	1.1136	1.106864	1.106618	1.106594885	1.100242
15/16	0.737830541	0.797602	0.752002	0.788513	0.835848434	0.73415283	0.771239174	0.72665	0.73897	0.748856	0.749456	0.723745921	0.740341
17/18	0.888346598	0.920058	0.878413	0.87841	0.882771168	0.88792845	0.864861032	0.887376	0.876919	0.888941	0.87888	0.865300471	0.862672
19/20	0.891036896	0.88327	0.897229	0.873132	0.892945495	0.89161588	0.885739708	0.889216	0.908565	0.898838	0.911186	0.90447973	0.908948
21/22	0.740253758	0.72473	0.736982	0.716612	0.844346057	0.743307065	0.767827652	0.759076	0.745814	0.754715	0.771498	0.768314812	0.762039
23/24	0.913477327	0.888022	0.866059	0.861319	0.954590189	0.871237914	0.904829423	0.889344	0.887059	0.886728	0.899351	0.886580723	0.883252
25/26	0.660482179	0.678183	0.656295	0.598173	0.746811665	0.638809019	0.639463706	0.639281	0.631565	0.654229	0.643353	0.640805287	0.647554
27/28	0.628955802	0.626096	0.624667	0.615139		0.617375967	0.631164536	0.613363	0.622475	0.618128	0.605351	0.621702861	0.613976
29/30	1.01179959	0.969833	0.950918	0.916521		1.031487393	1.023484122	1.025636	1.07531	1.040898	1.04935	1.051083842	1.063725
31/32	1.470309976	1.30684	1.434851	1.533062		1.423669918	1.523283654	1.409199	1.326479	1.430747	1.354287	1.411921565	1.45668
33/34	0.529569832	0.532576	0.544913	0.512814		0.550086712	0.506105556	0.547158	0.551069	0.551663	0.518754	0.534208697	0.529228
35/36	1.067979288	1.109051	1.084877	1.034018		0.998160115	1.101158807	1.053745	1.018625	0.981918	1.055141	1.084594972	1.033701
37/38	0.870301668	0.984159	0.957473	0.892739		0.991723732	0.912356025	0.925113	0.985173	0.985049	0.873888	0.993575589	0.984518
39/40	1.132144105	1.00172	1.073225	1.110697		1.12274985	1.145389262	1.10906	1.17462	1.154775	1.061558	1.086373277	1.108375

MUESTRA DE ACEITE X-05

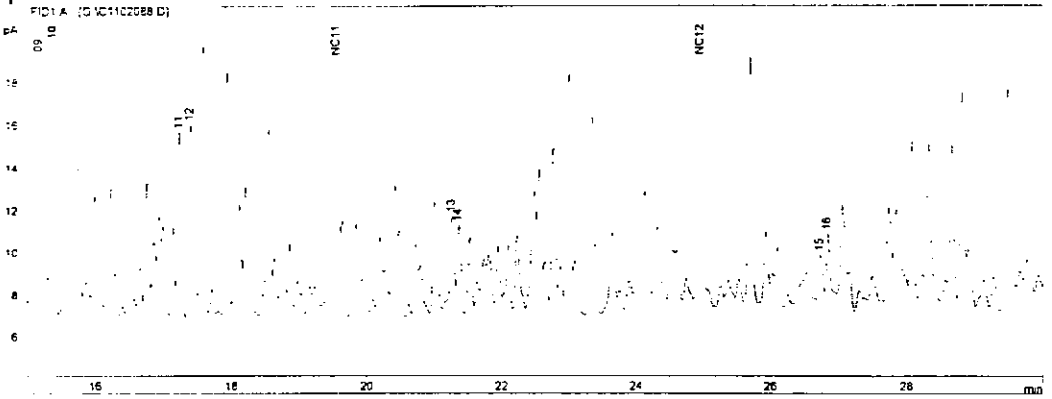
Cromatograma



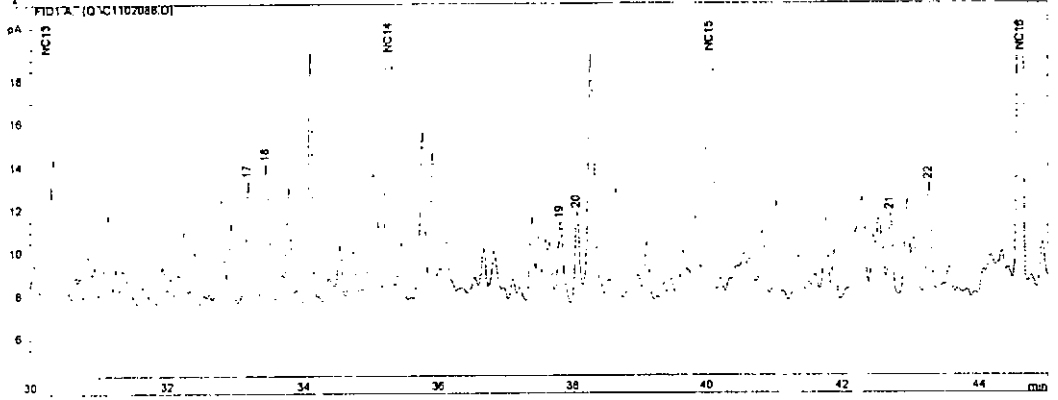
tiempo de retención de 5 a 15



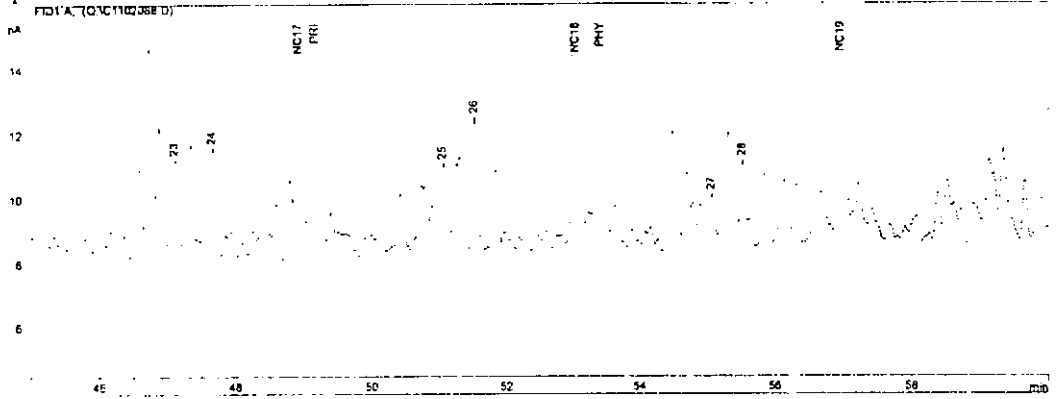
tiempo de retención de 15 a 30



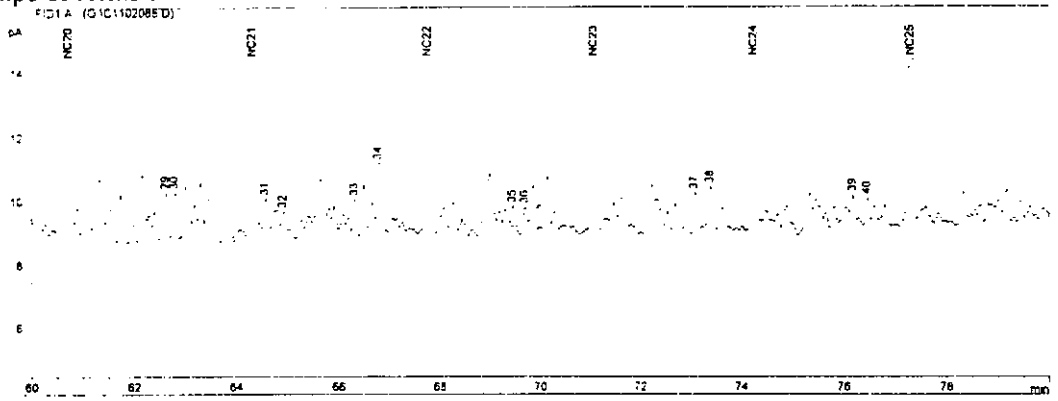
tiempo de retención de 30 a 45



tiempo de retención de 45 a 60

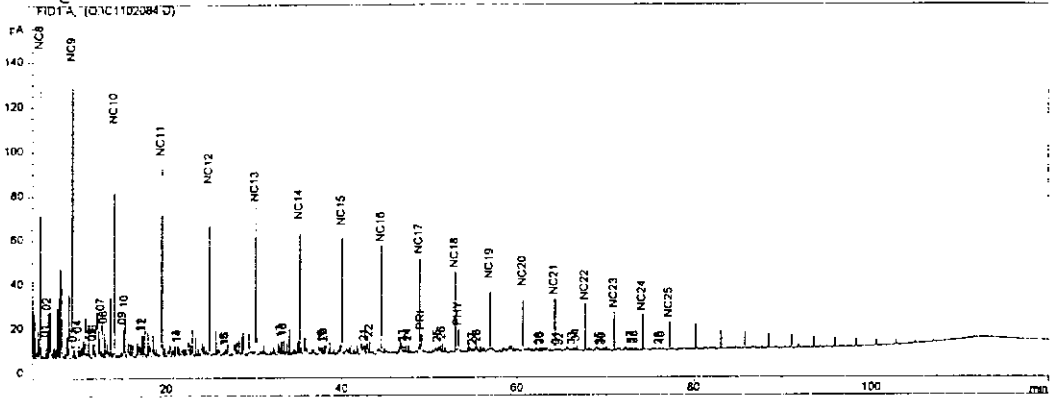


tiempo de retención de 60 a 80

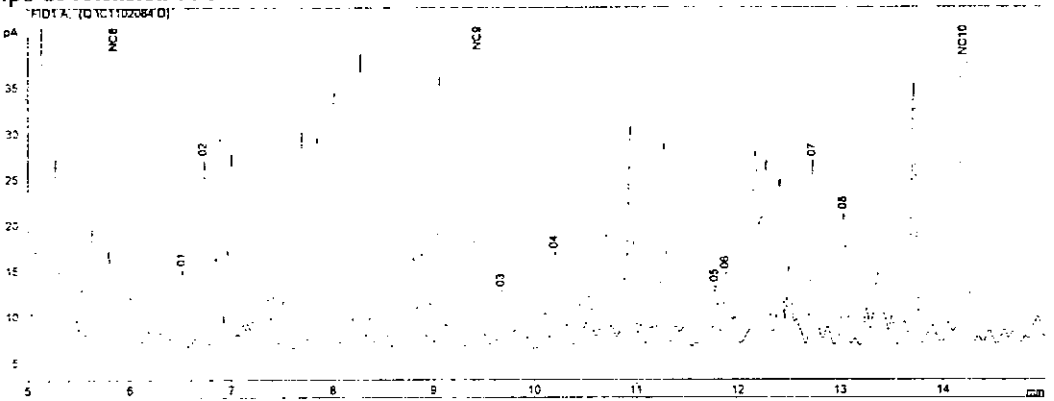


MUESTRA DE ACEITE X-16

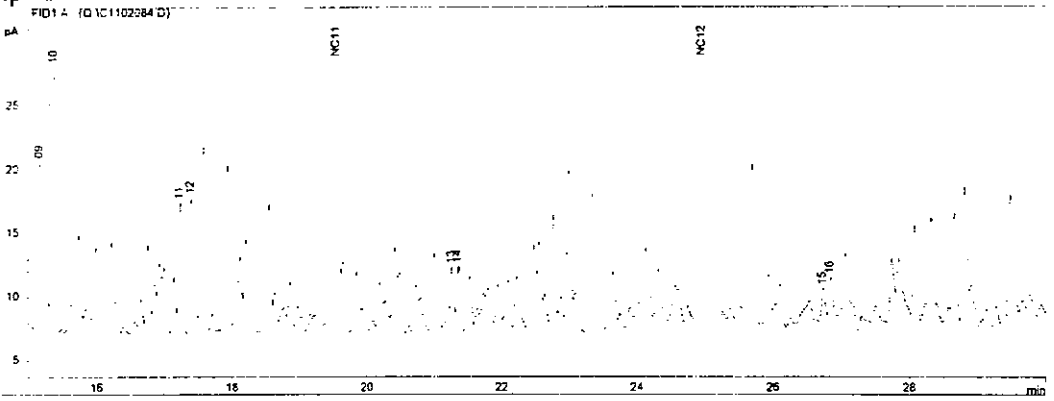
Cromatograma



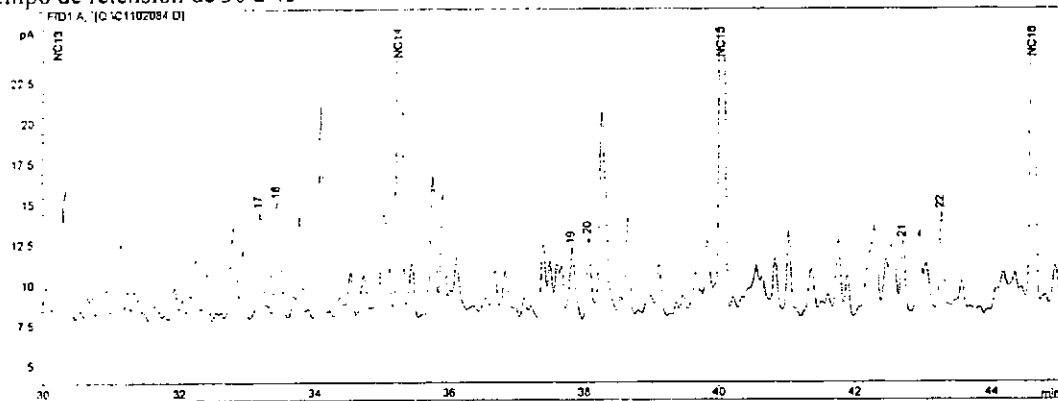
tiempo de retención de 5 a 15



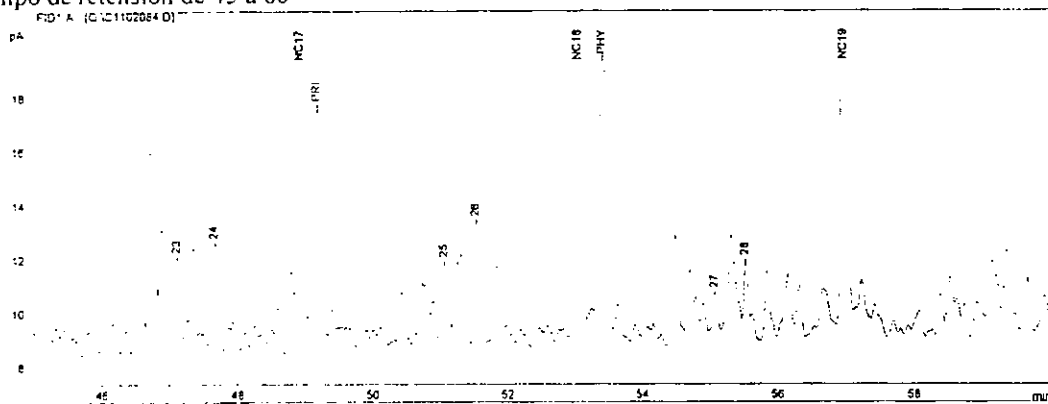
tiempo de retención de 15 a 30



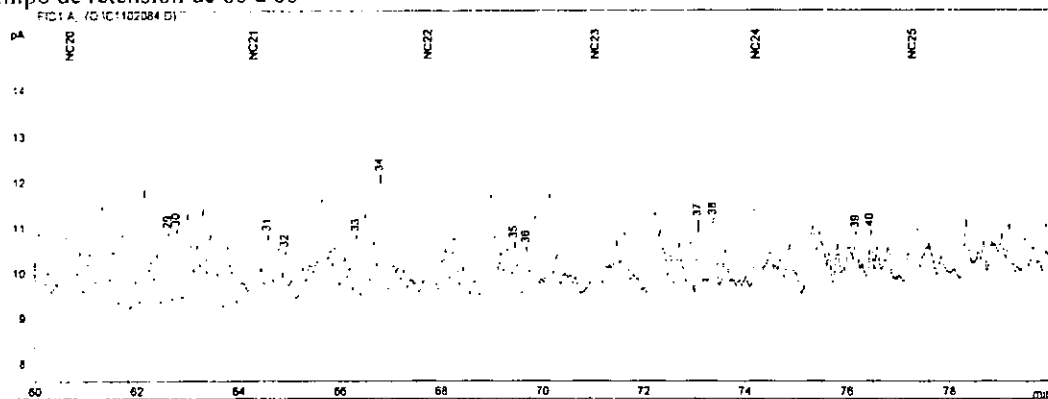
tiempo de retención de 30 a 45



tiempo de retención de 45 a 60

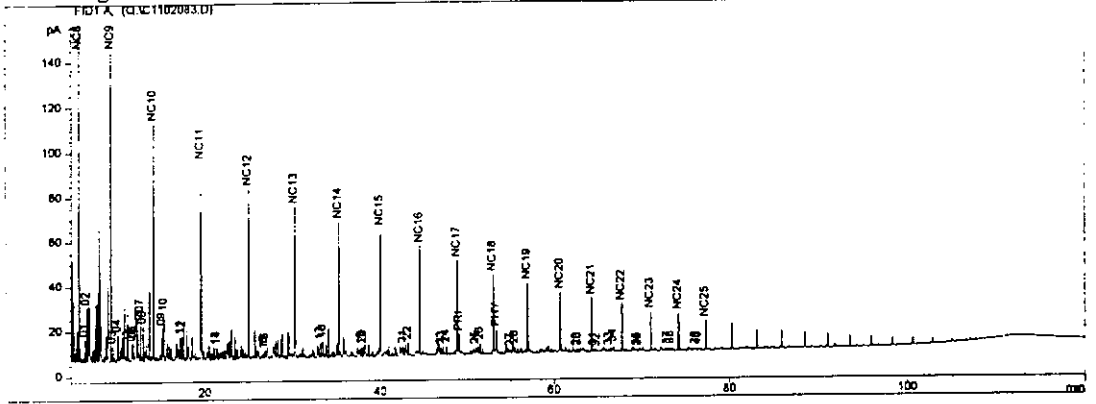


Tiempo de retención de 60 a 80

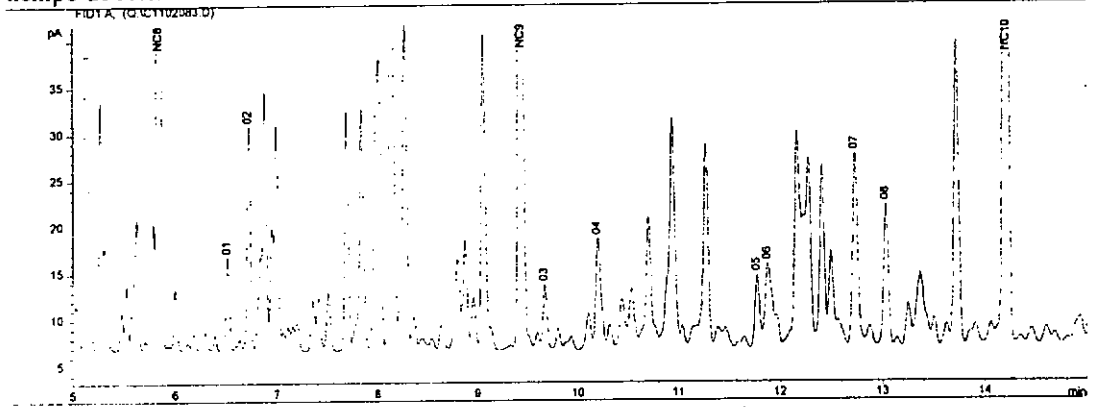


MUESTRA DE ACEITE X-15

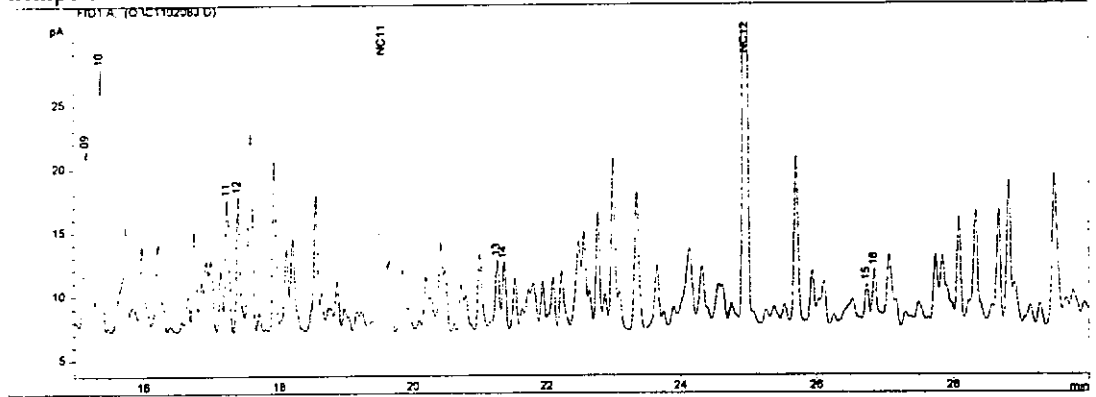
Cromatograma



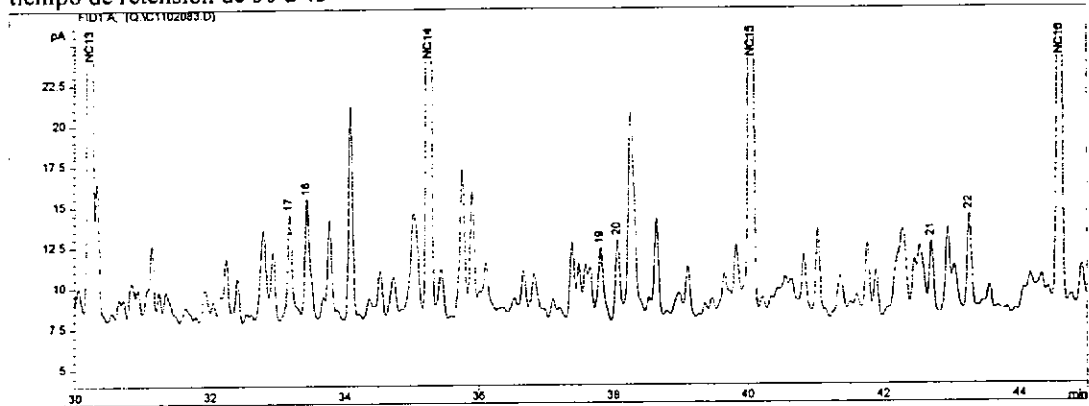
tiempo de retención de 5 a 15



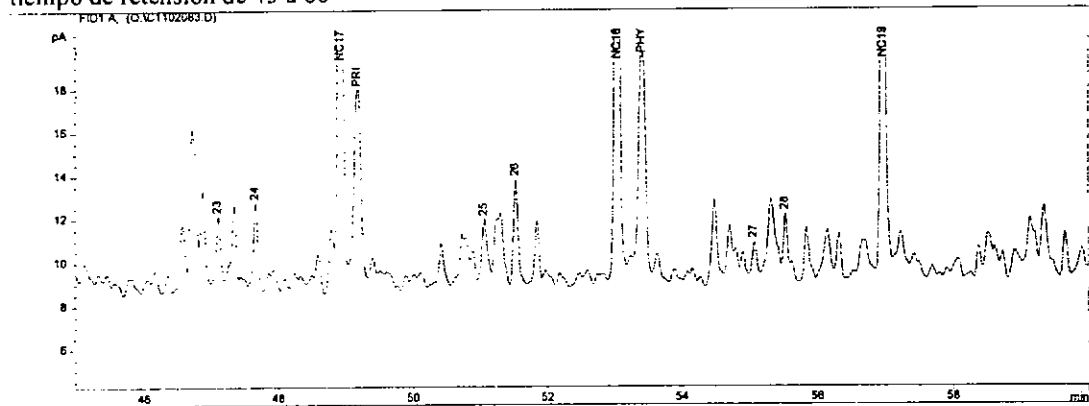
tiempo de retención de 15 a 30



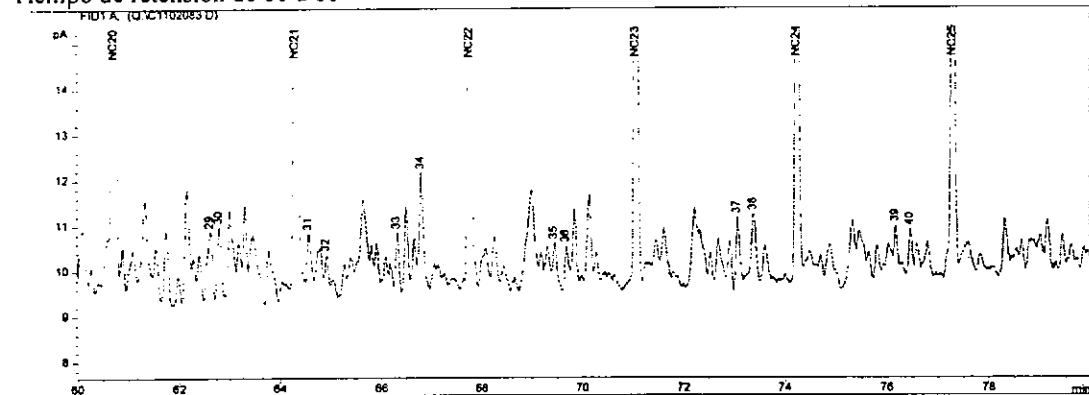
tiempo de retención de 30 a 45



tiempo de retención de 45 a 60

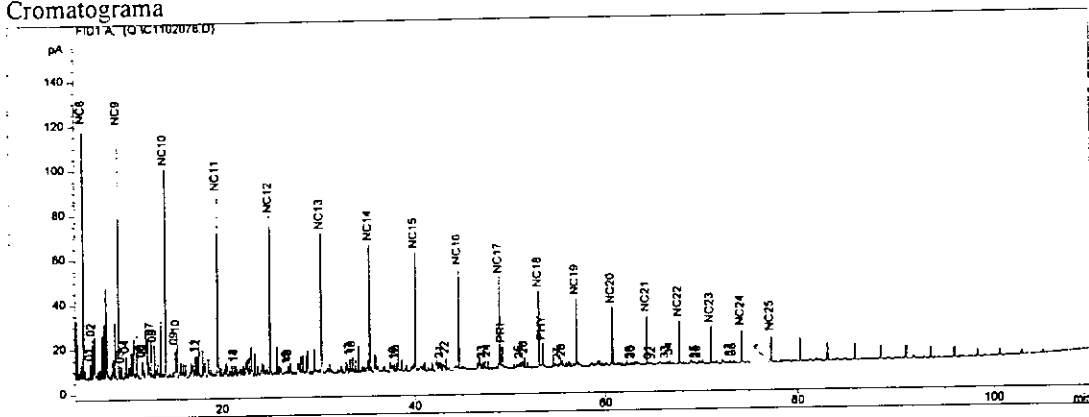


Tiempo de retención de 60 a 80

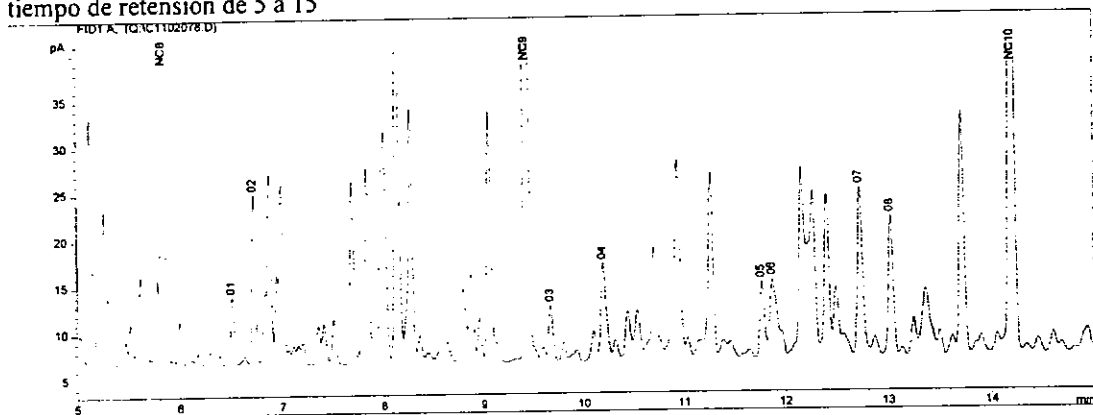


MUESTRA DE ACEITE X-19

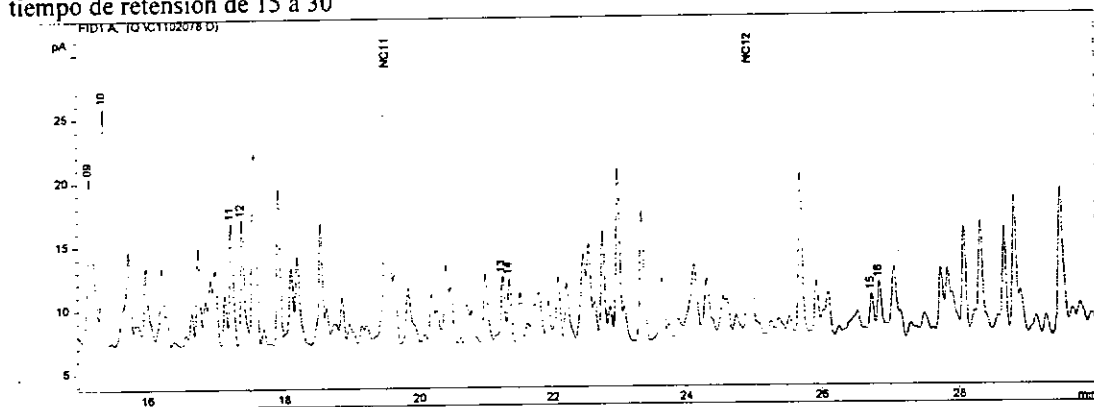
Cromatograma



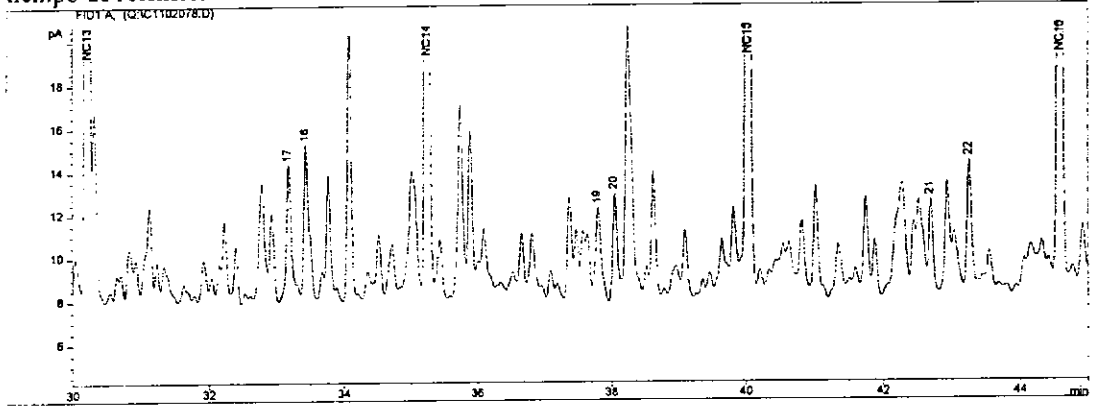
tiempo de retención de 5 a 15



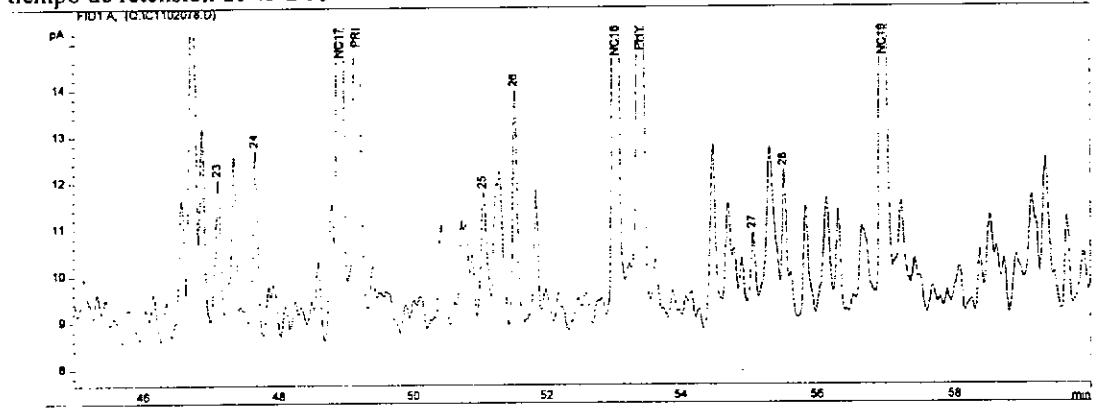
tiempo de retención de 15 a 30



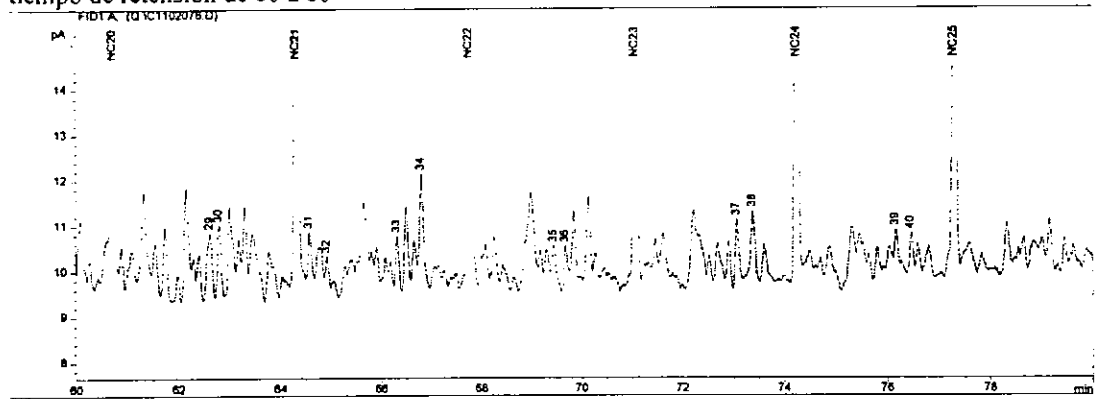
tiempo de retención de 30 a 45



tiempo de retención de 45 a 60

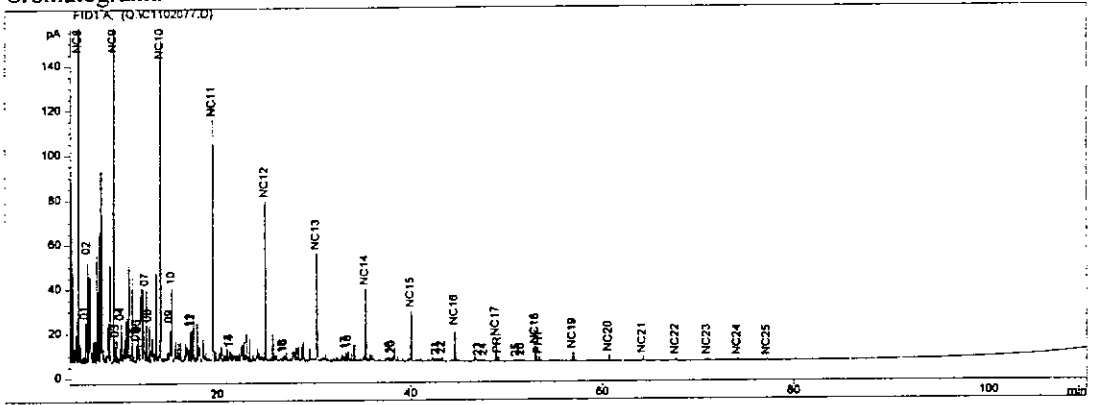


tiempo de retención de 60 a 80

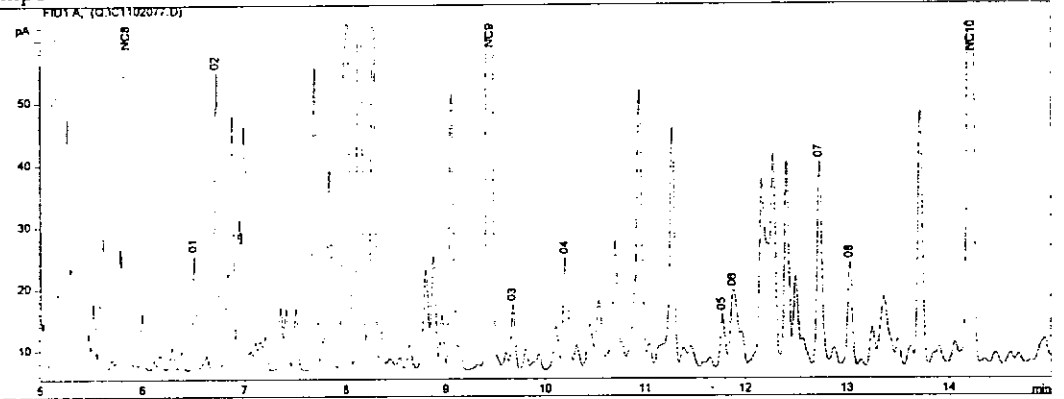


MUESTRA DE ACEITE X-20

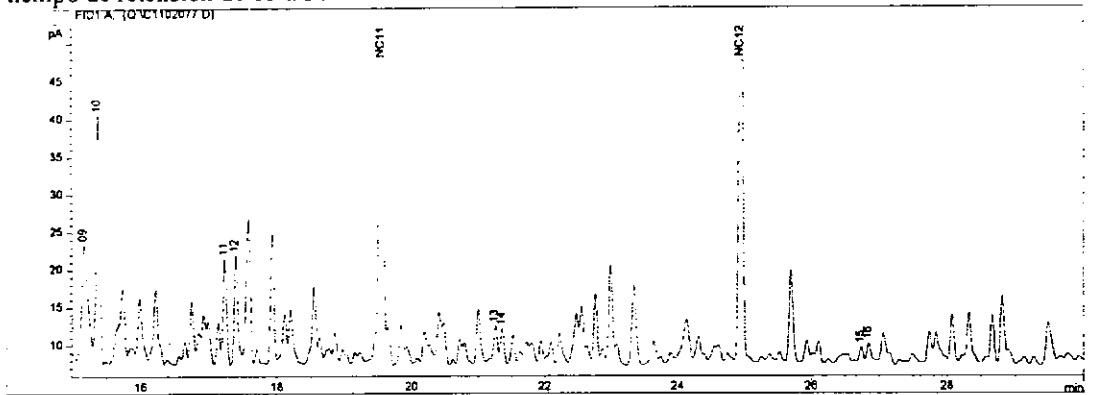
Cromatograma



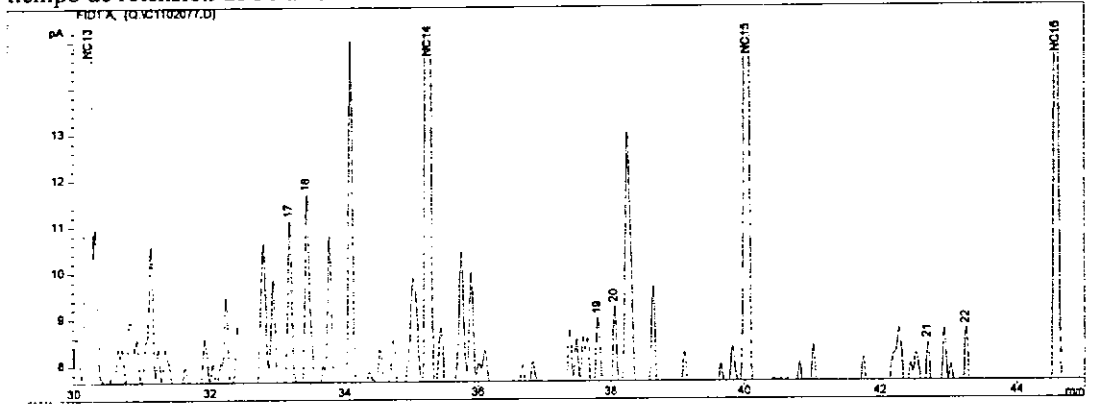
tiempo de retención de 5 a 15



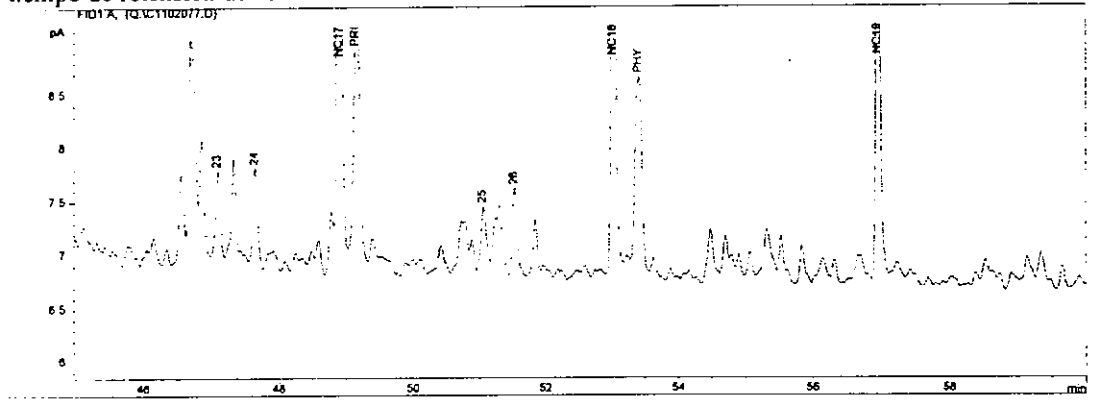
tiempo de retención de 15 a 30



tiempo de retención de 30 a 45

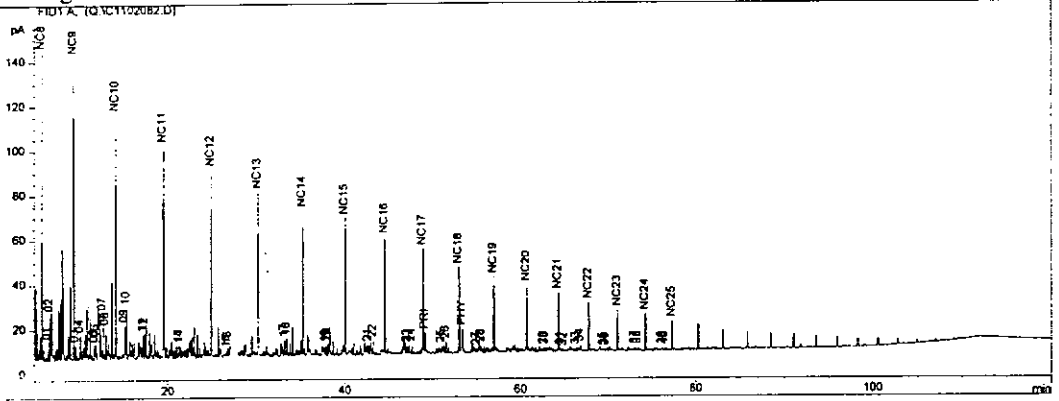


tiempo de retención de 45 a 60

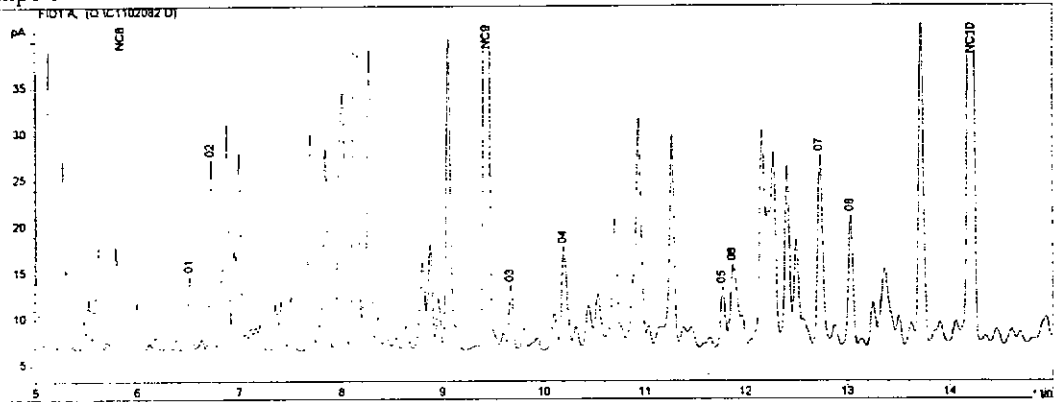


MUESTRA DE ACEITE X-23

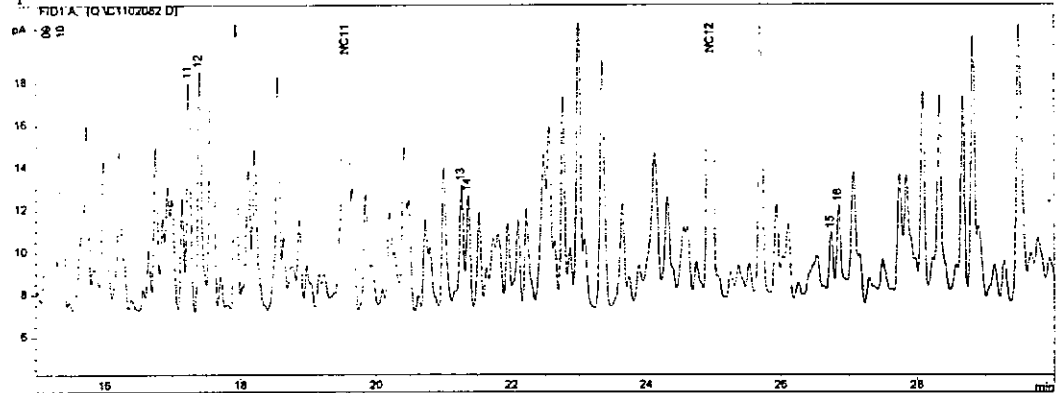
Cromatograma



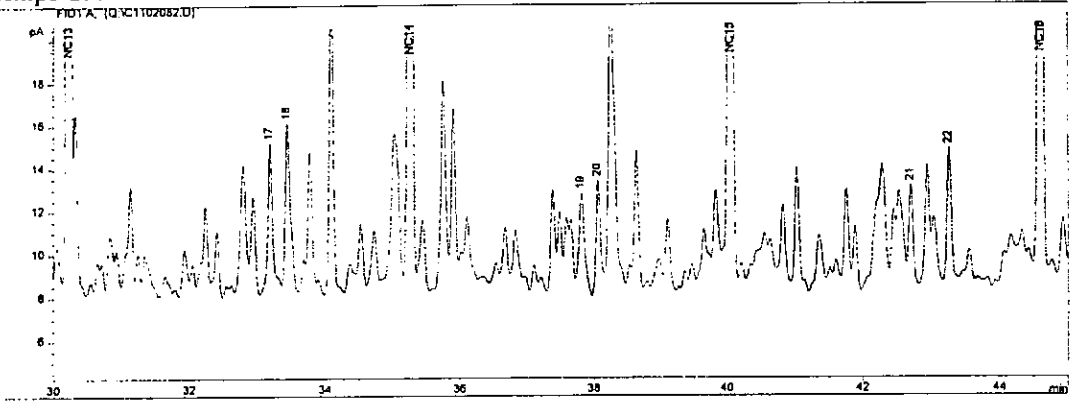
tiempo de retención de 5 a 15



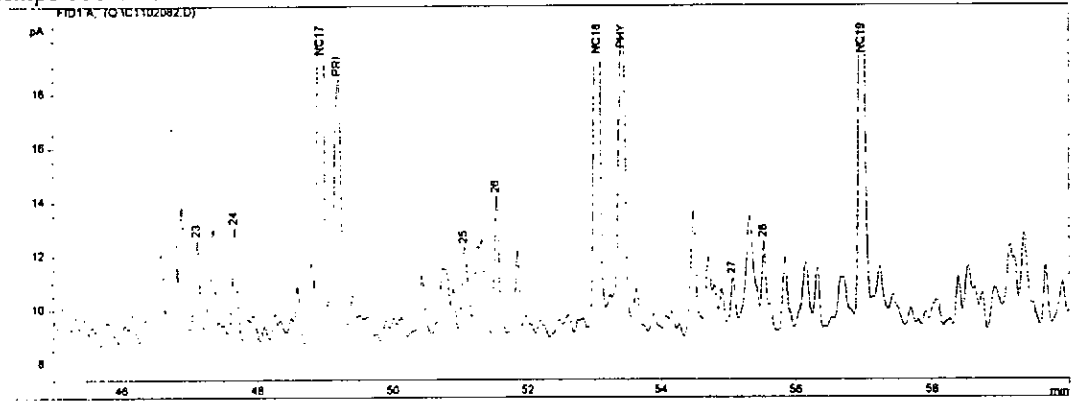
tiempo de retención de 15 a 30



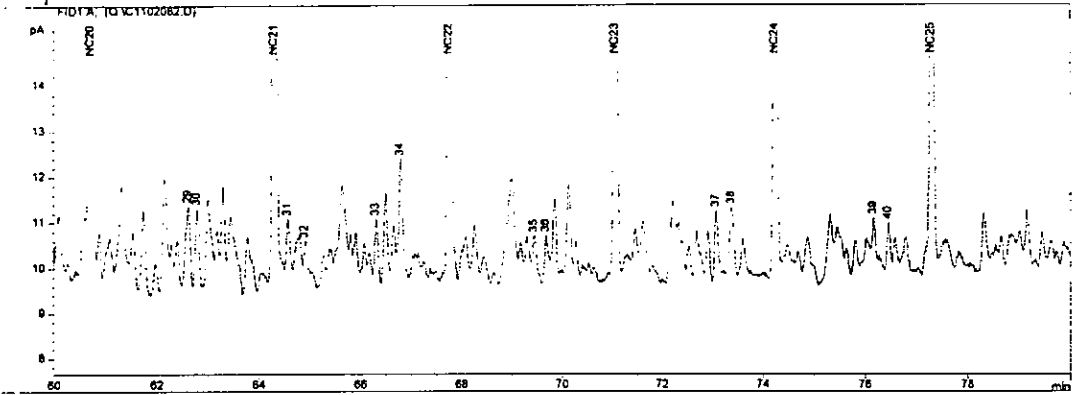
tiempo de retención de 30 a 45



tiempo de retención de 45 a 60

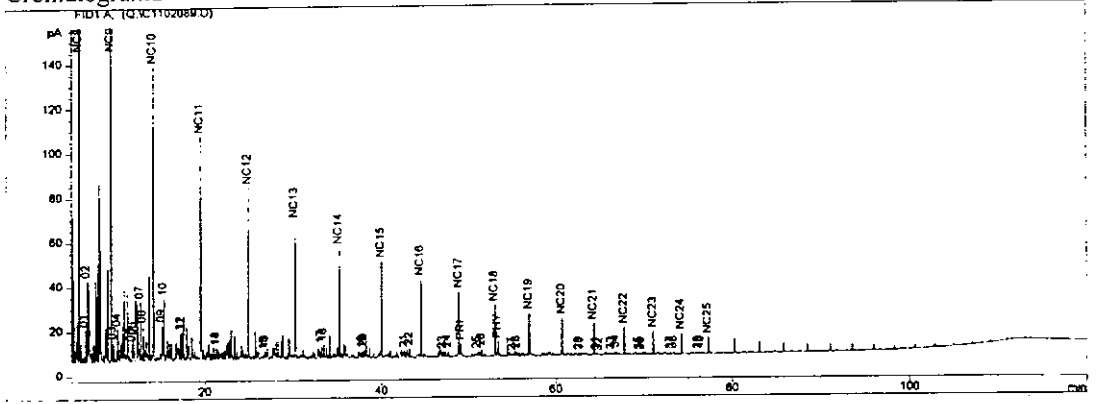


Tiempo de retención de 60 a 80

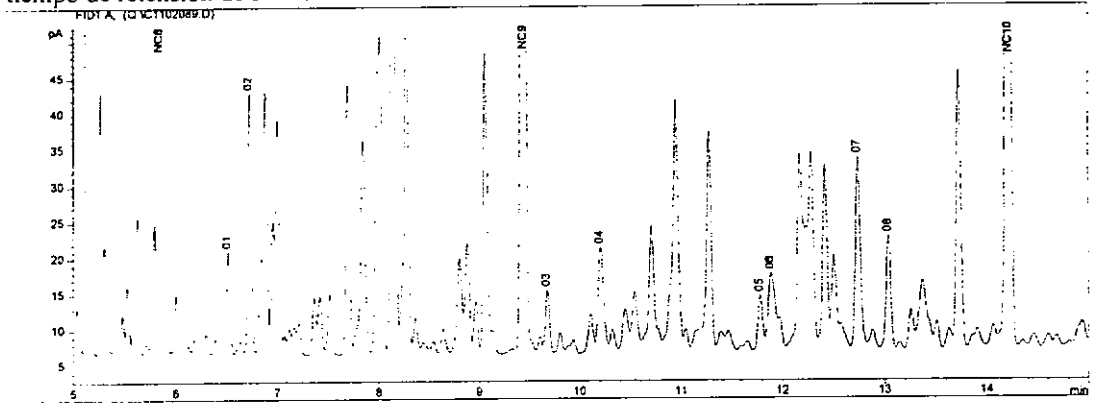


MUESTRA DE ACEITE X-11

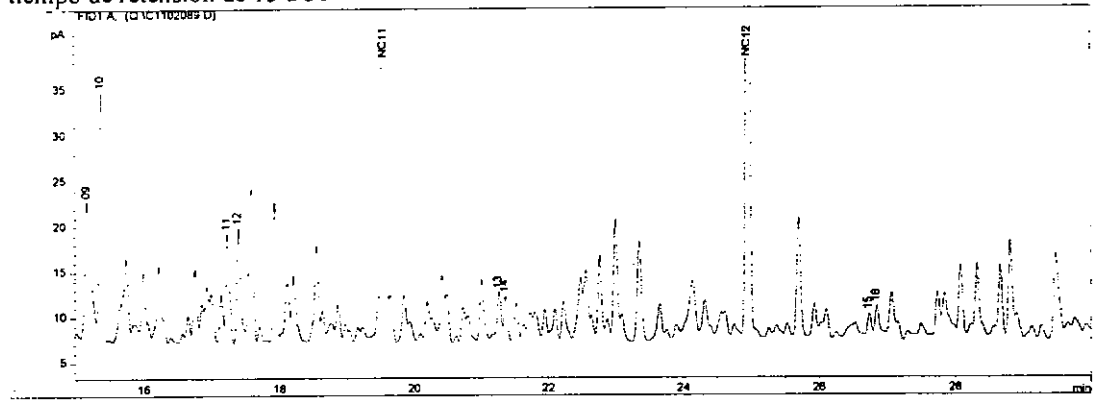
Cromatograma



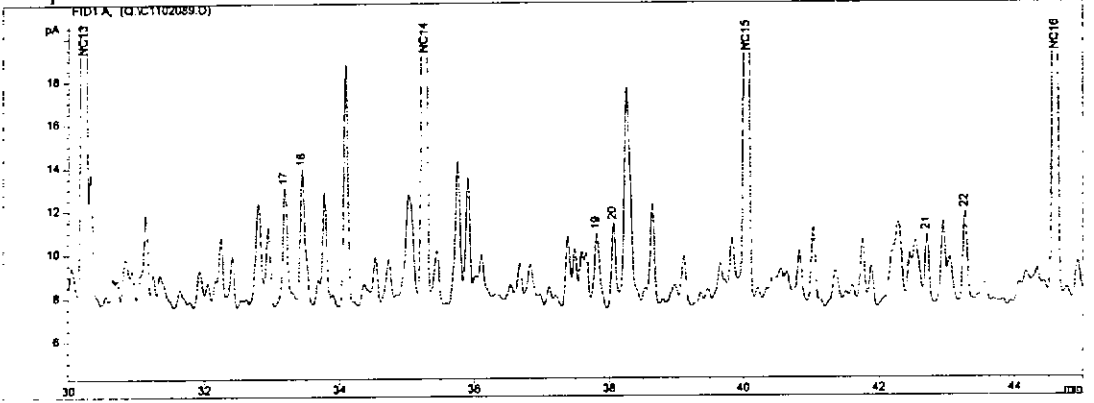
tiempo de retención de 5 a 15



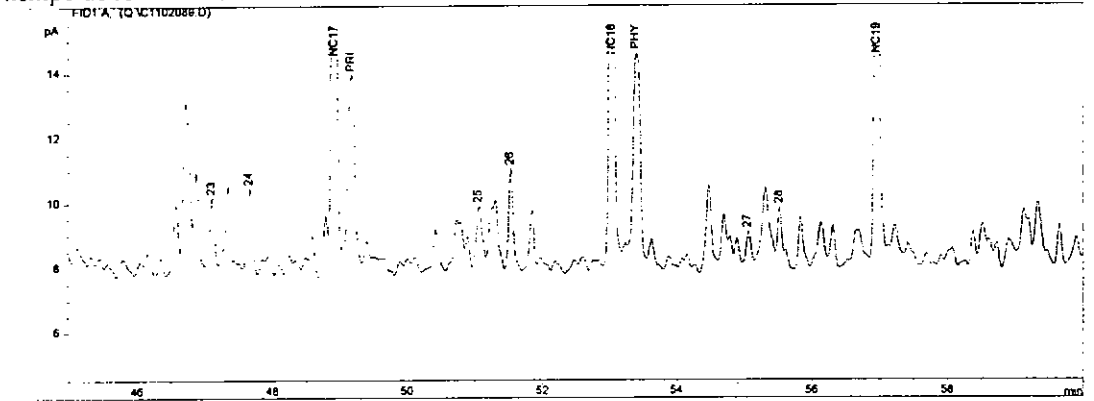
tiempo de retención de 15 a 30



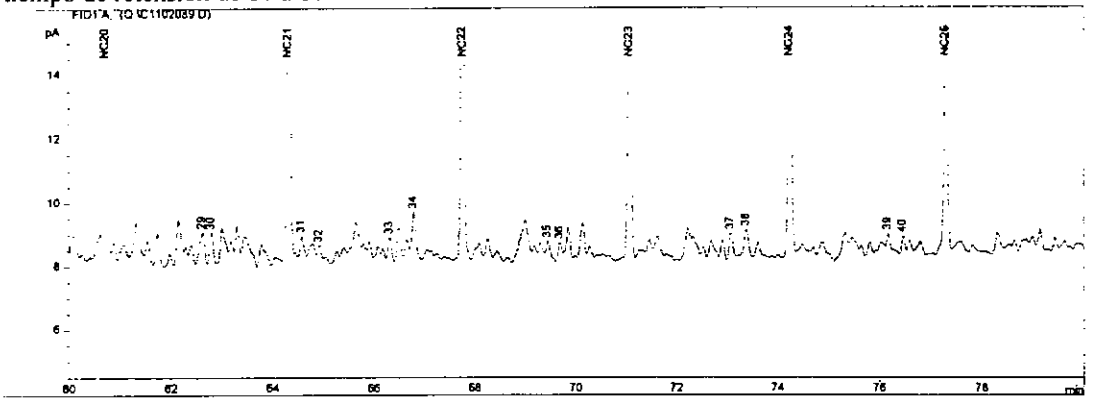
tiempo de retención de 30 a 45



tiempo de retención de 45 a 60

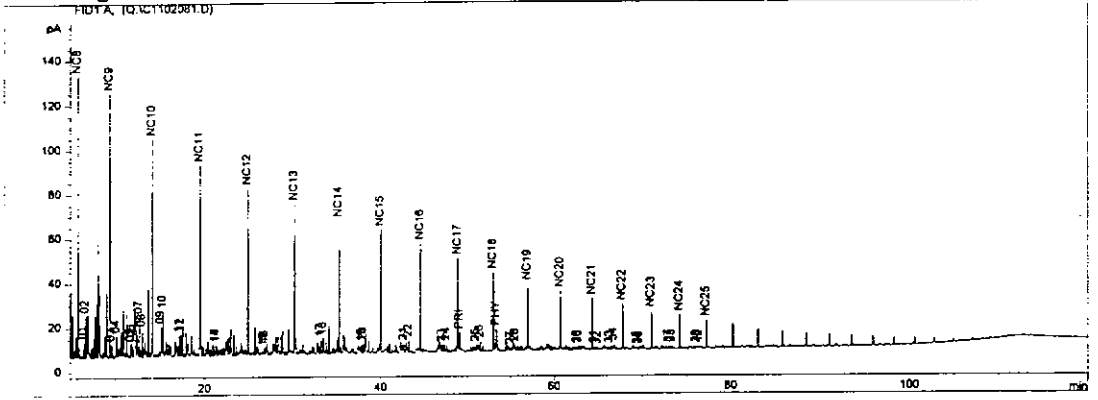


tiempo de retención de 60 a 80

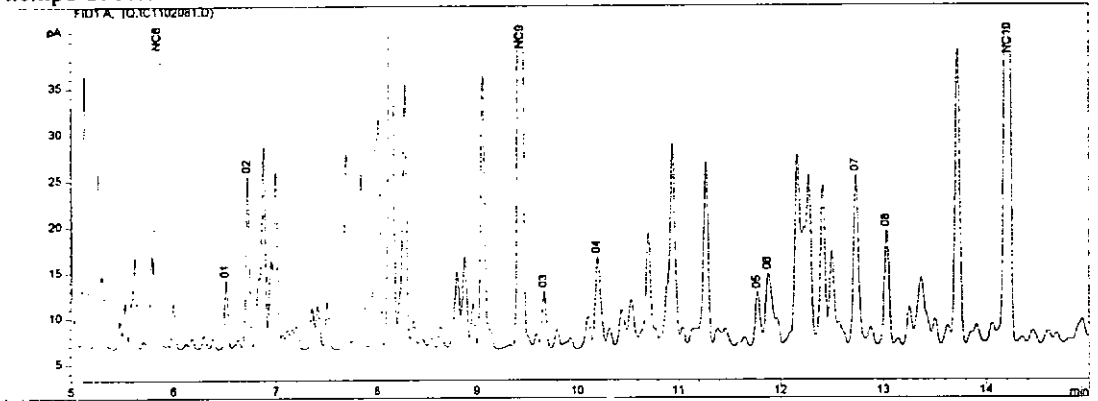


MUESTRA DE ACEITE X-13

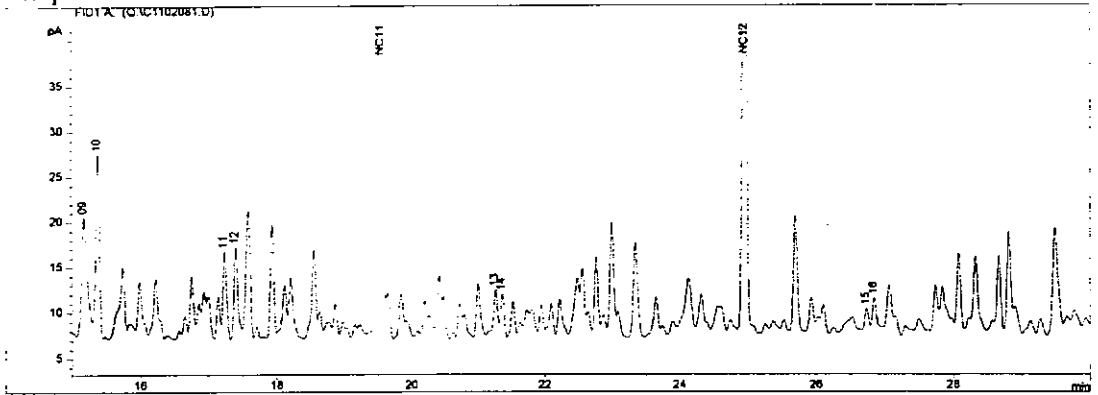
Cromatograma



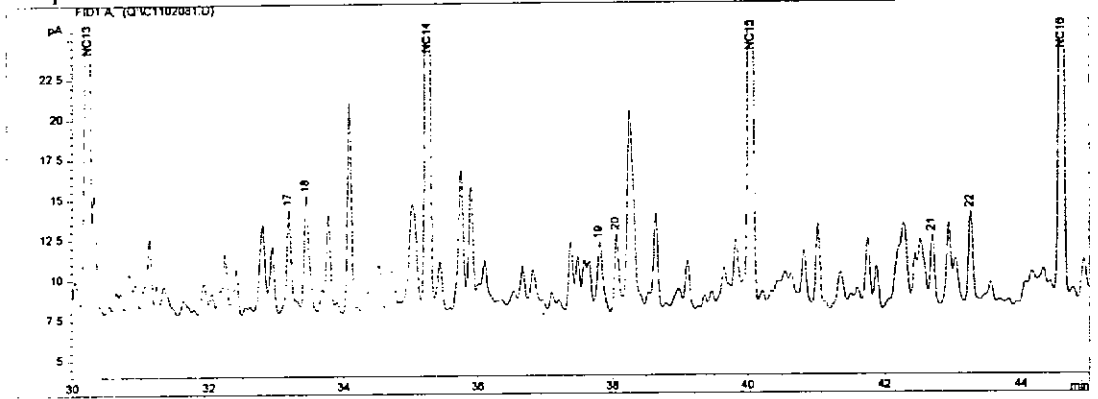
tiempo de retención de 5 a 15



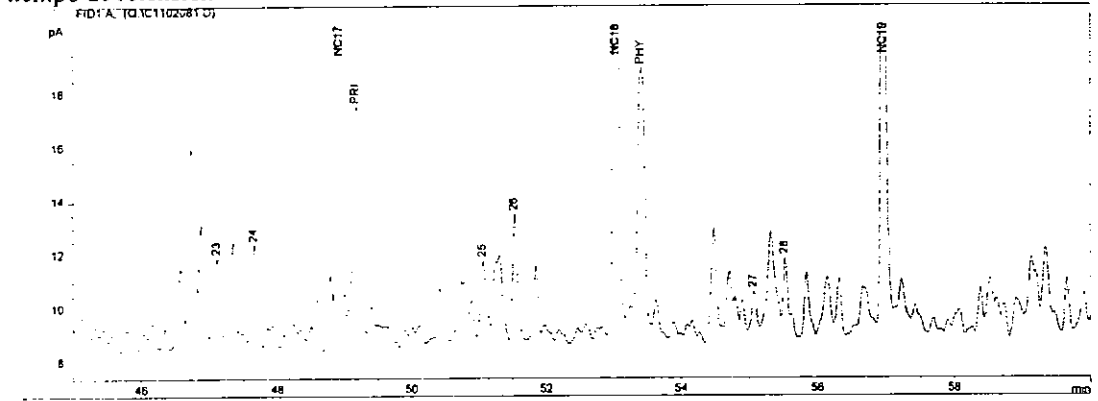
tiempo de retención de 15 a 30



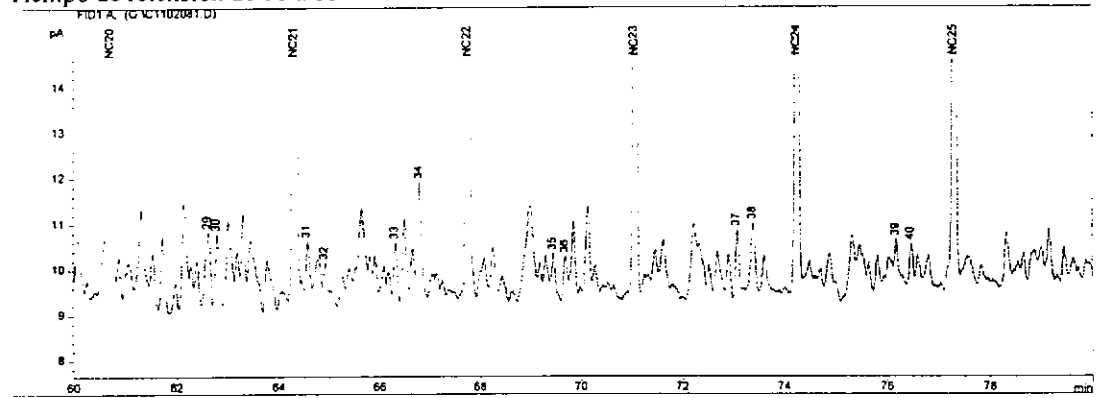
tiempo de retención de 30 a 45



tiempo de retención de 45 a 60

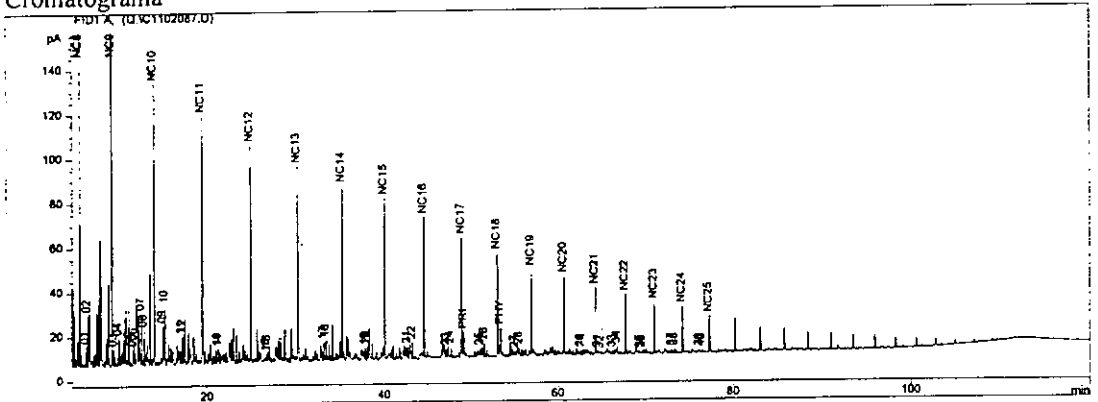


Tiempo de retención de 60 a 80

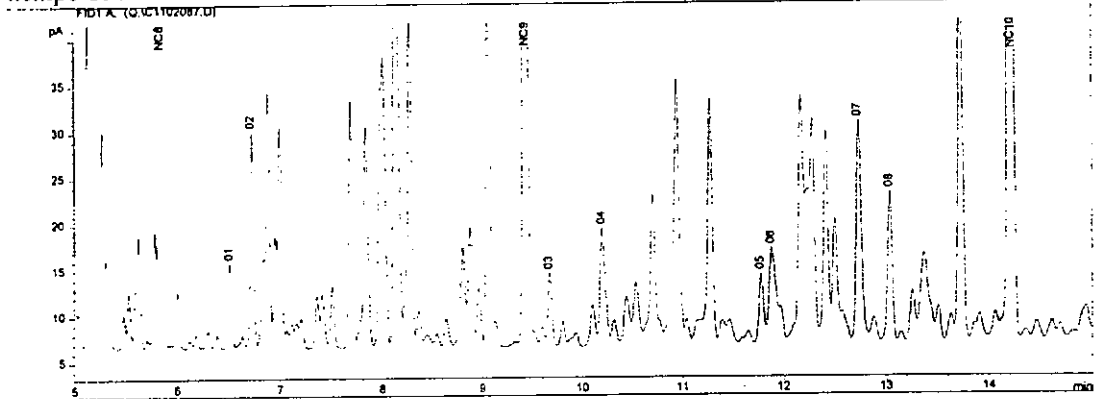


MUESTRA DE ACEITE X-06

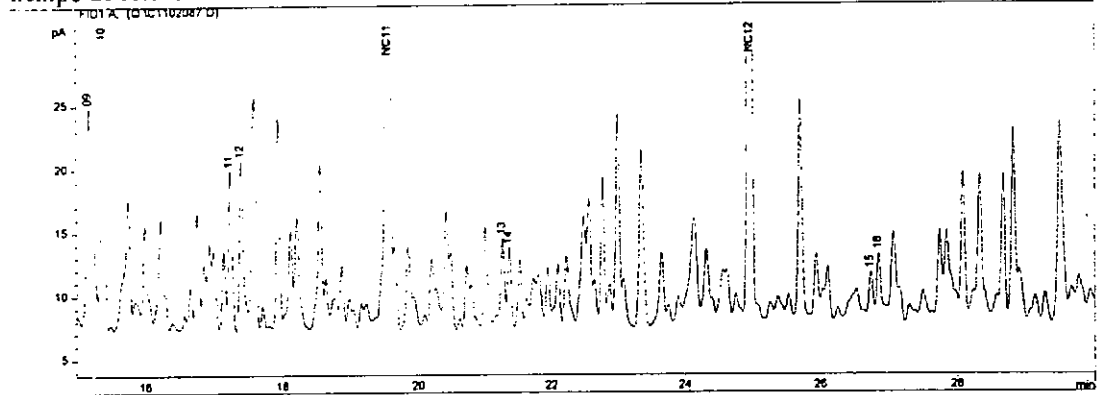
Cromatograma



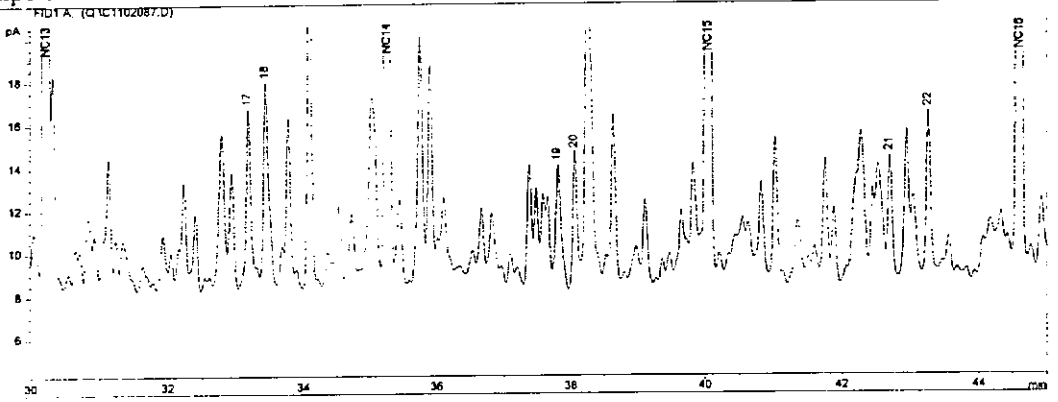
tiempo de retención de 5 a 15



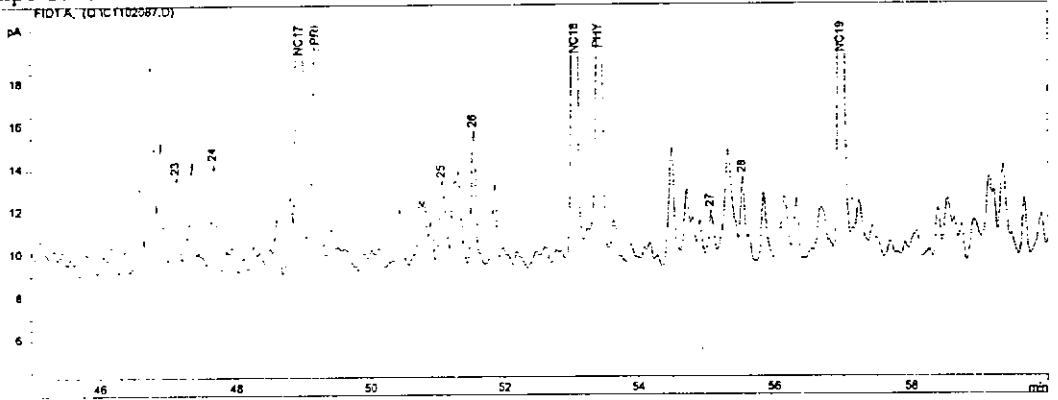
tiempo de retención de 15 a 30



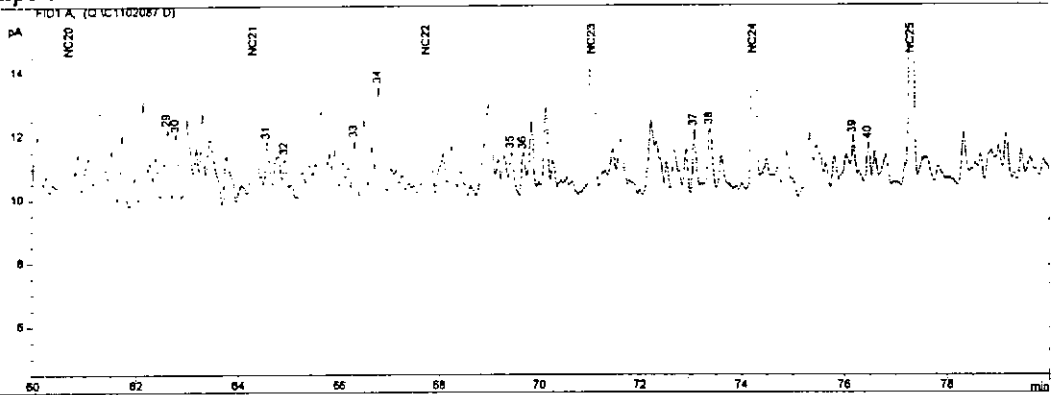
tiempo de retención de 30 a 45



tiempo de retención de 45 a 60

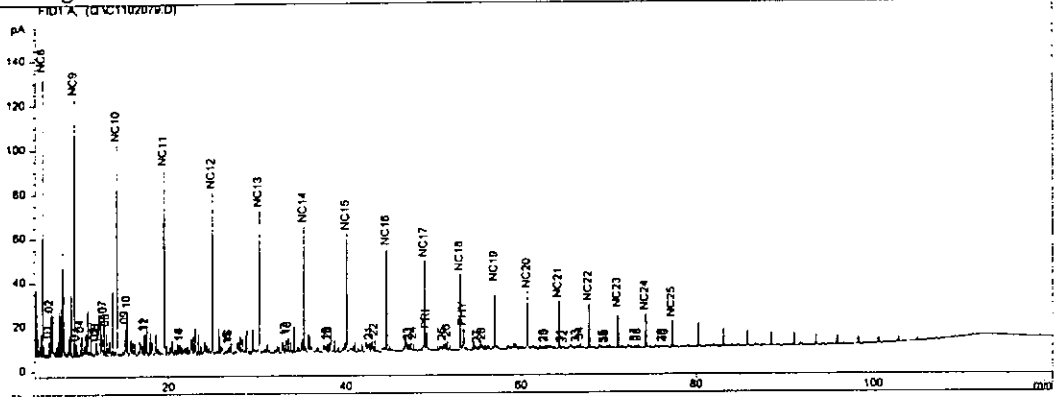


tiempo de retención de 60 a 80

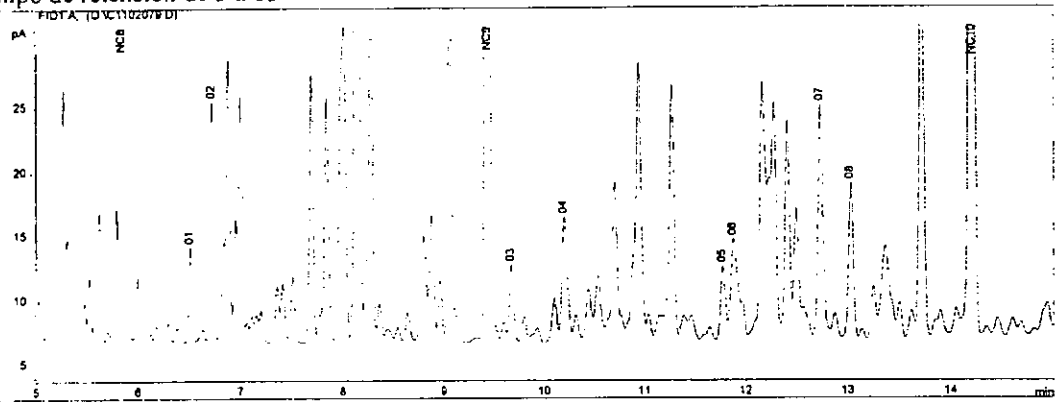


MUESTRA DE ACEITE X-27

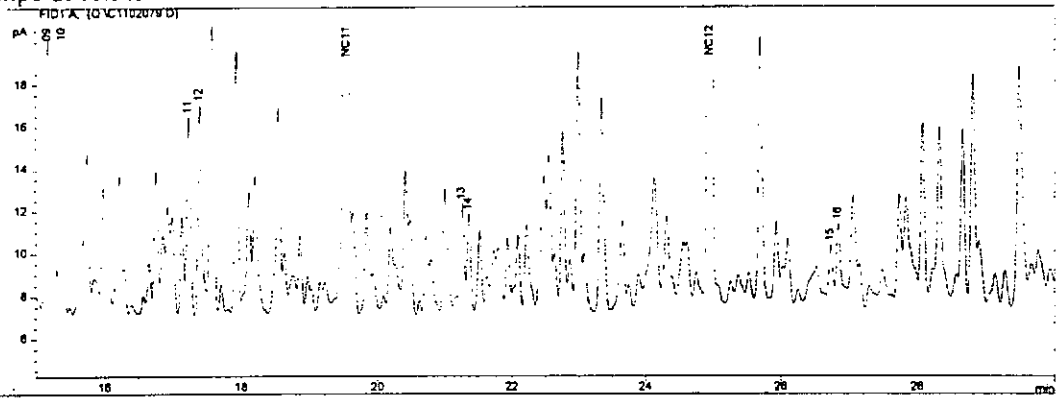
Cromatograma



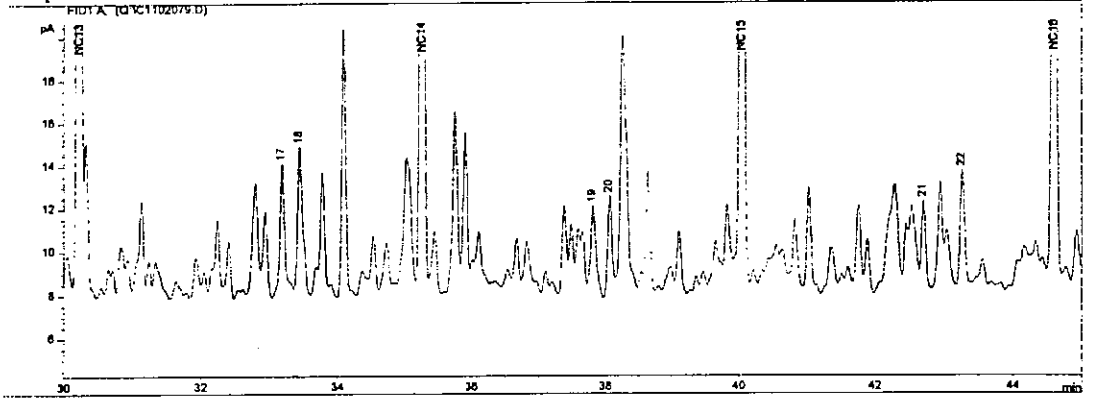
tiempo de retención de 5 a 15



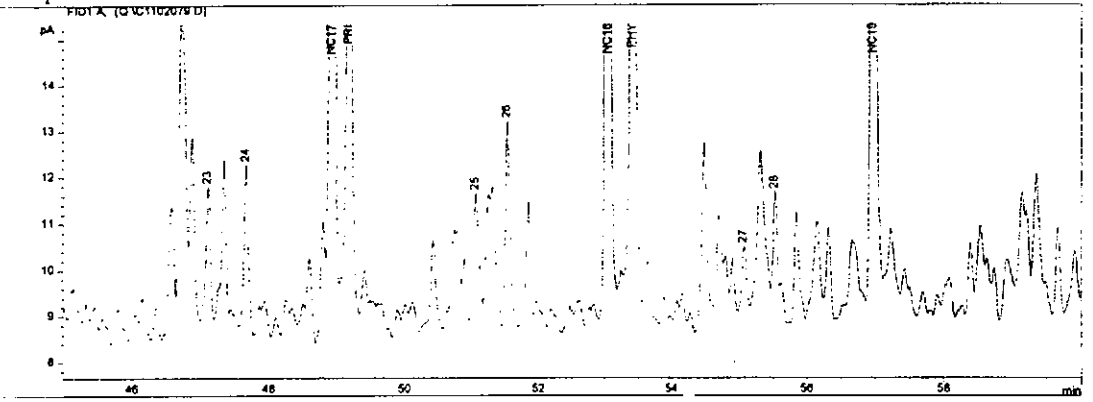
tiempo de retención de 15 a 30



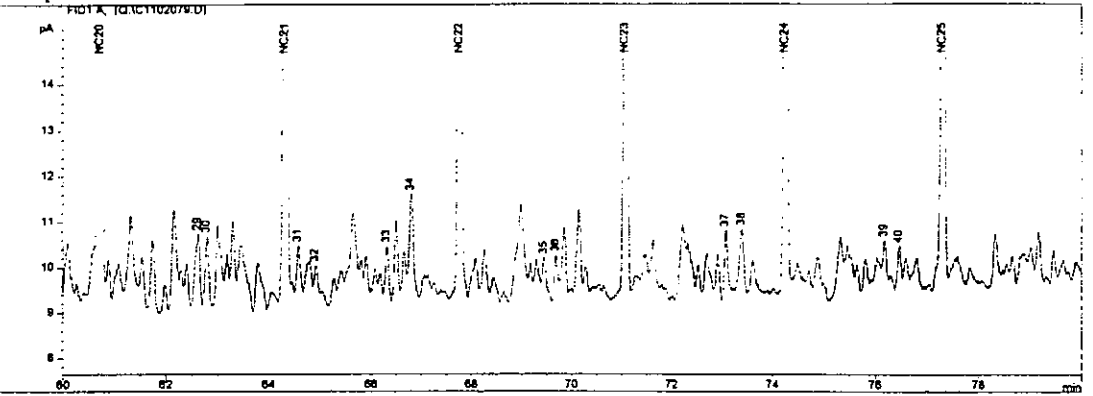
tiempo de retención de 30 a 45



tiempo de retención de 45 a 60

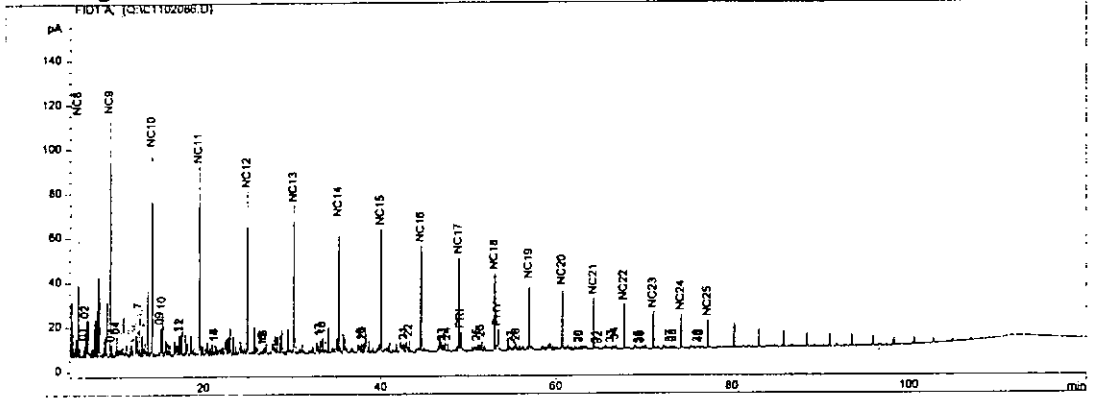


tiempo de retención de 60 a 80

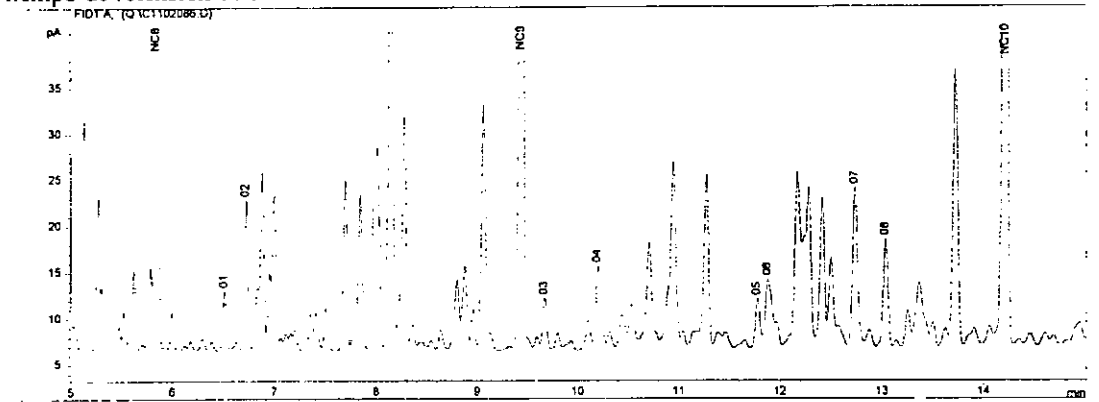


MUESTRA DE ACEITE X-07

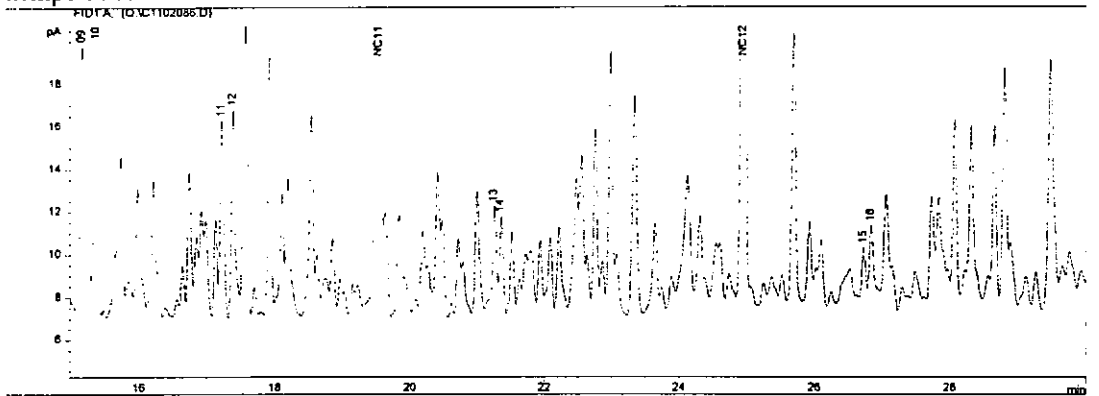
Cromatograma



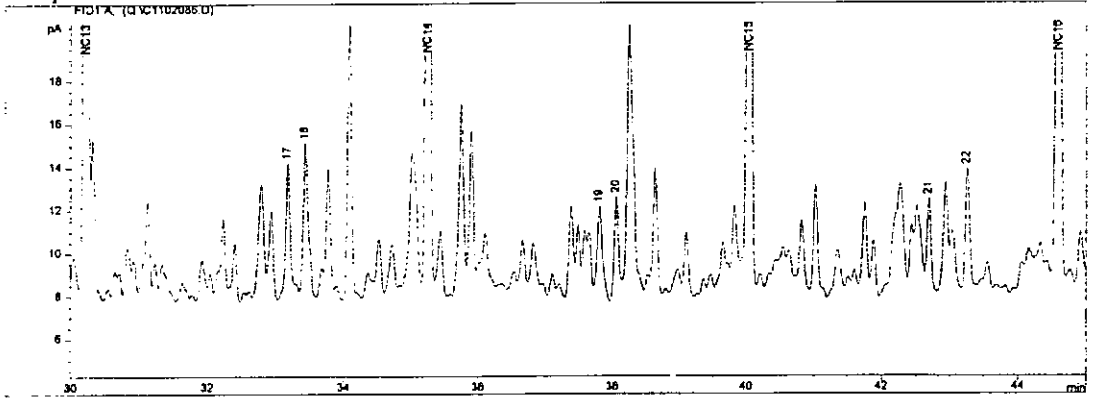
tiempo de retención de 5 a 15



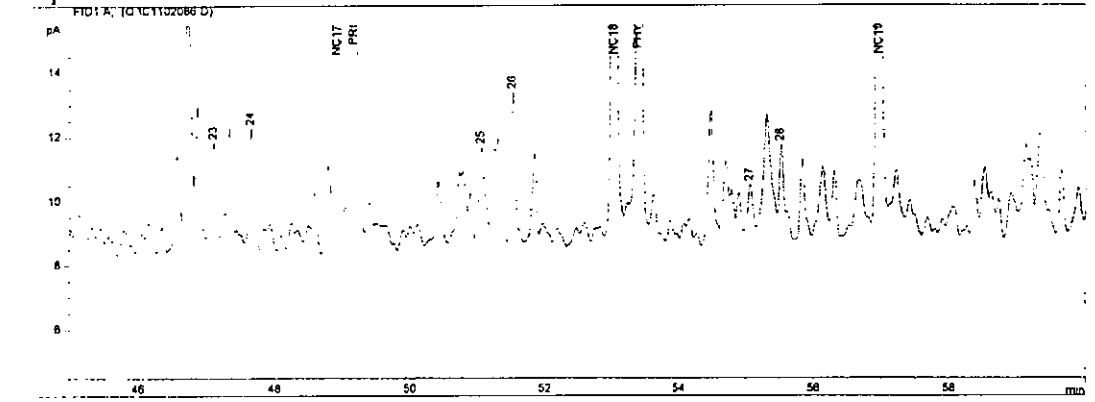
tiempo de retención de 15 a 30



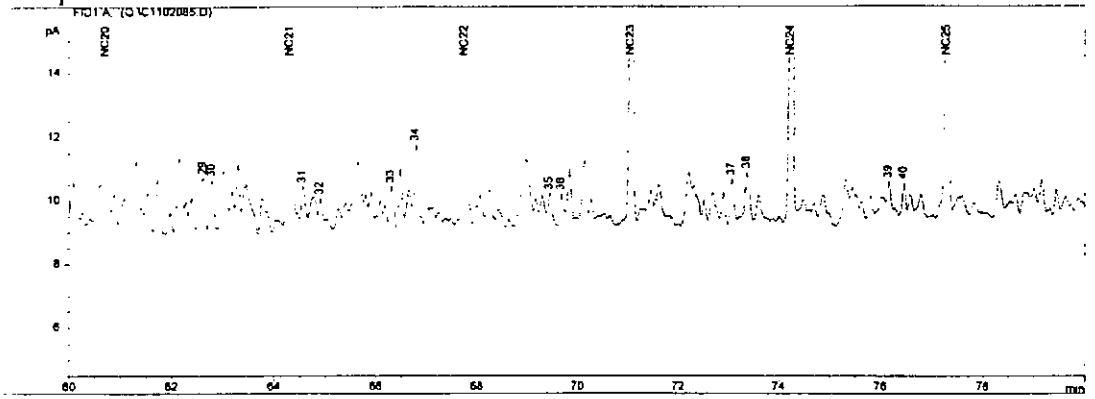
tiempo de retención de 30 a 45



tiempo de retención de 45 a 60

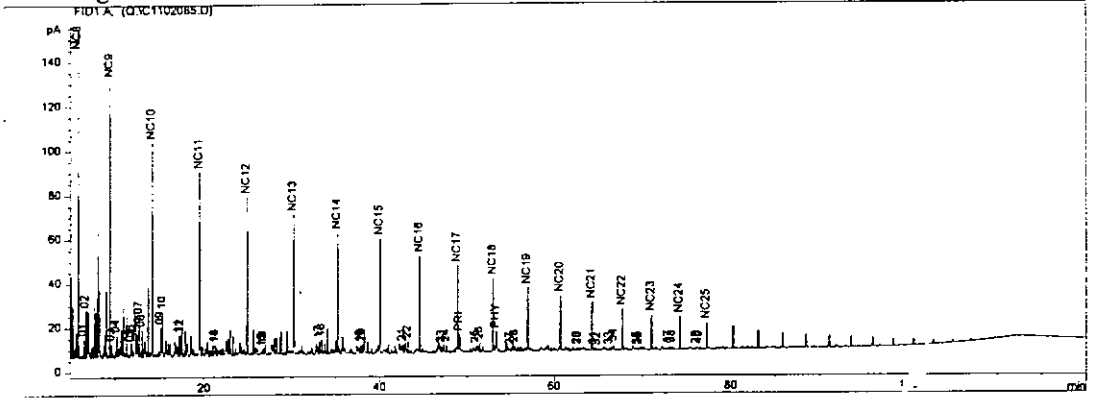


Tiempo de retención de 60 a 80

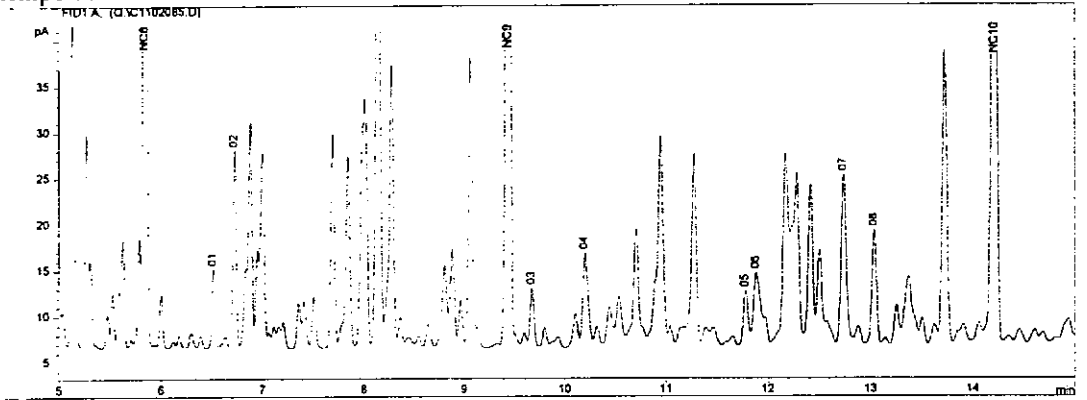


MUESTRA DE ACEITE X-18

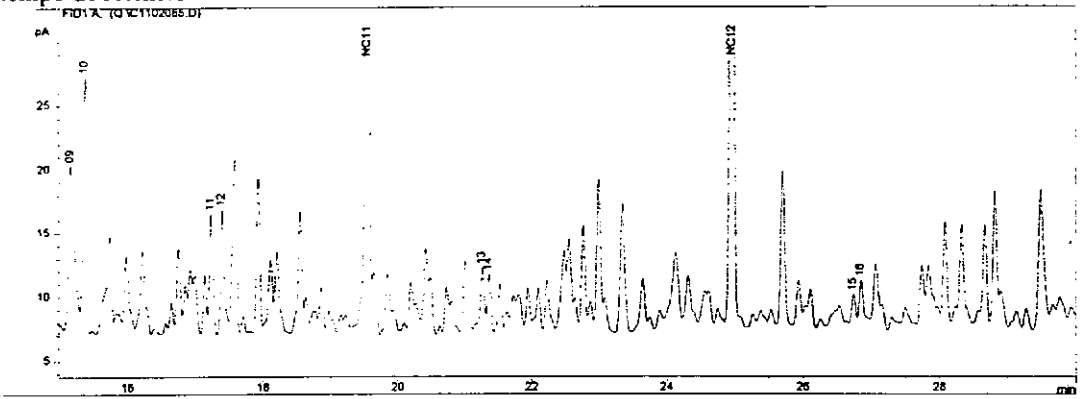
Cromatograma



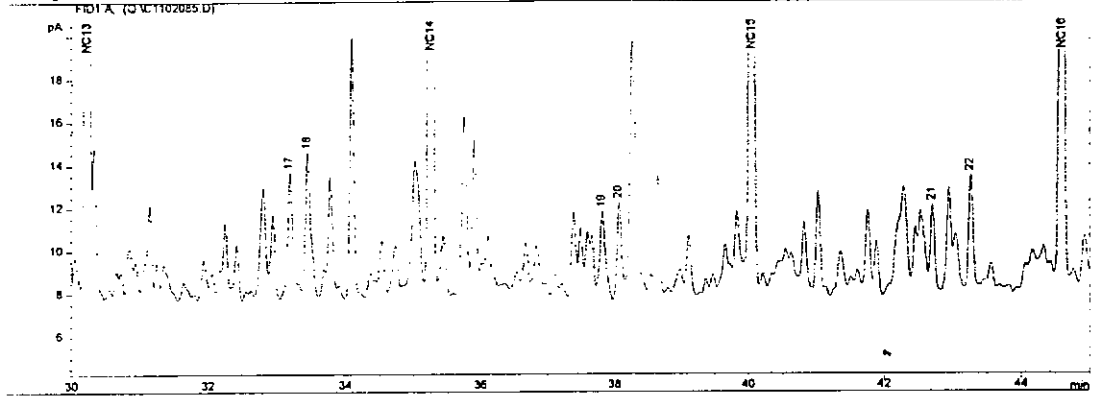
tiempo de retención de 5 a 15



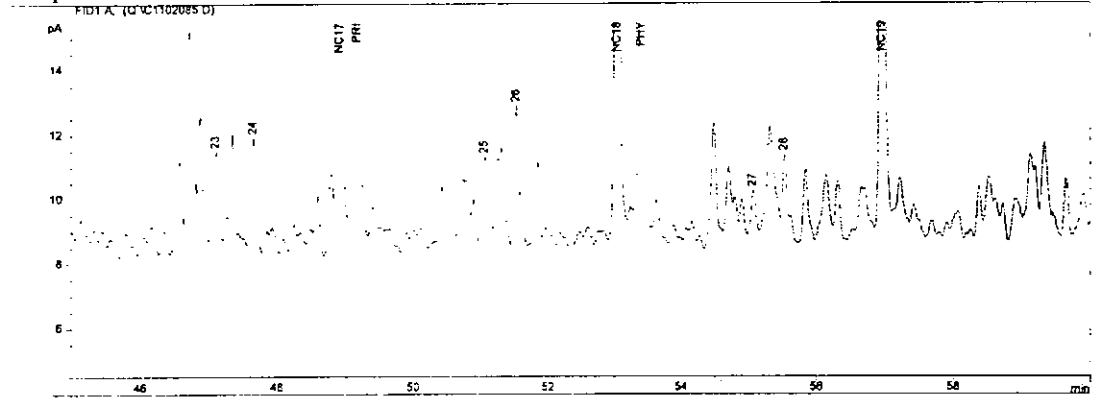
tiempo de retención de 15 a 30



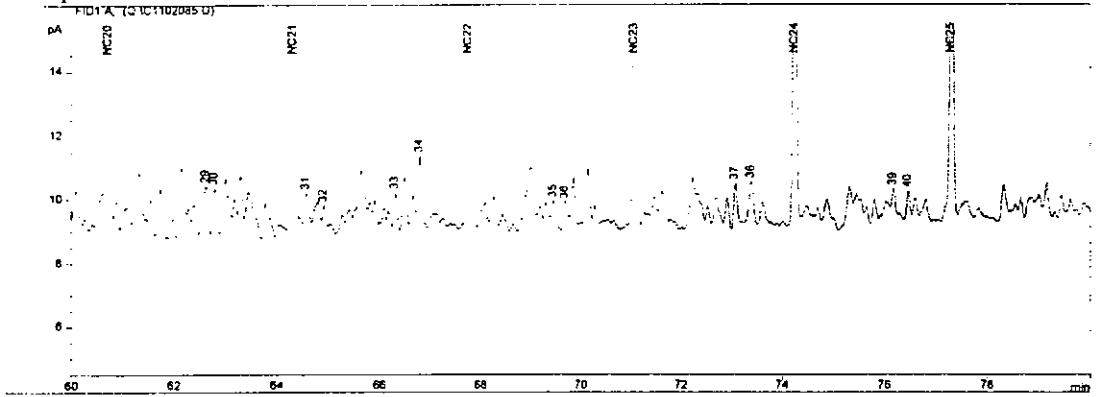
tiempo de retención de 30 a 45



tiempo de retención de 45 a 60

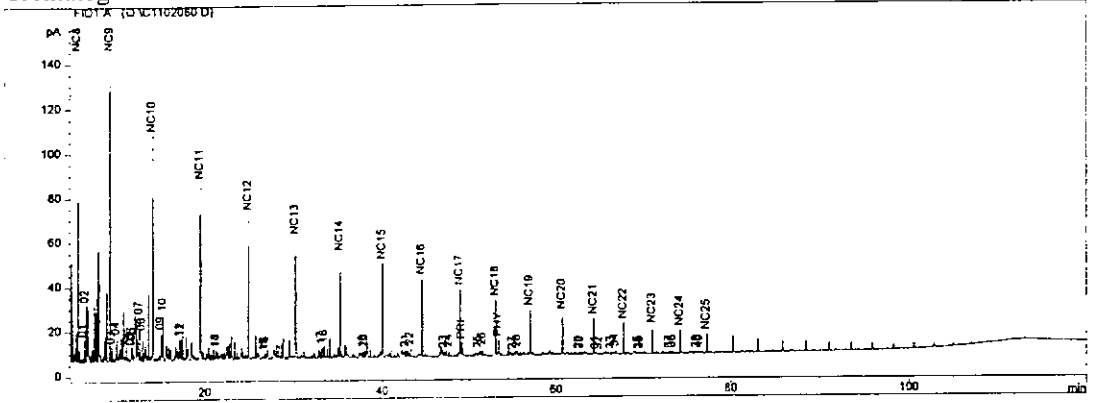


Tiempo de retención de 60 a 80

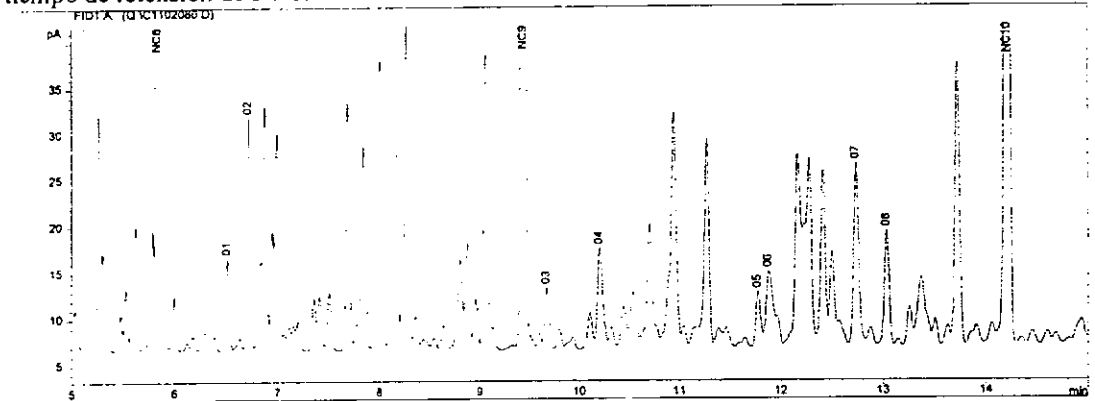


MUESTRA DE ACEITE X-26

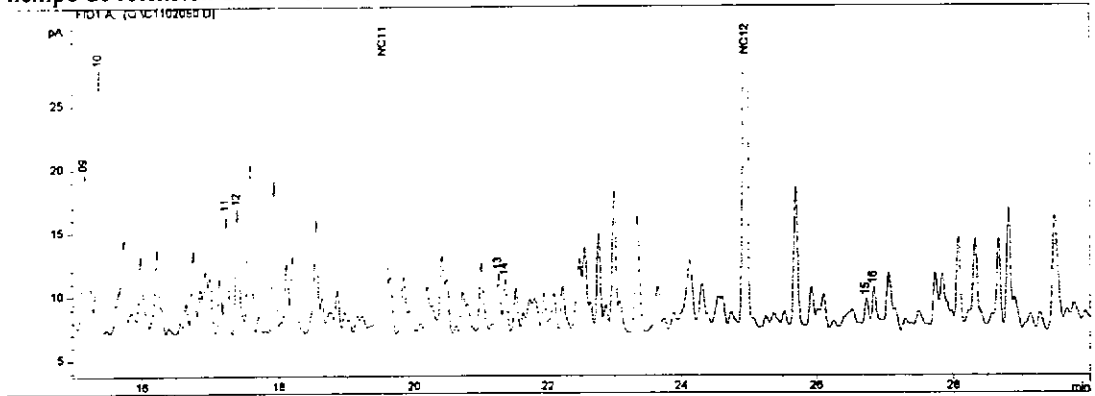
Cromatograma



tiempo de retención de 5 a 15



tiempo de retención de 15 a 30



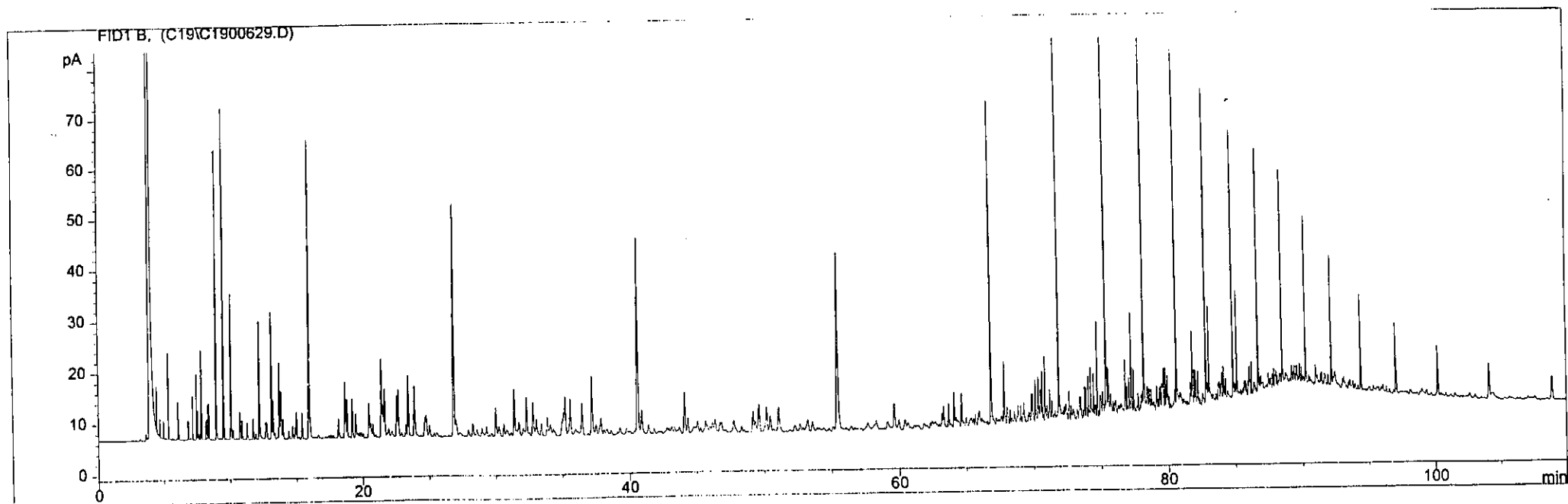
Anexo 2

Identificación de hidrocarburos ligeros

NOPR-OIL
XOXITL-05

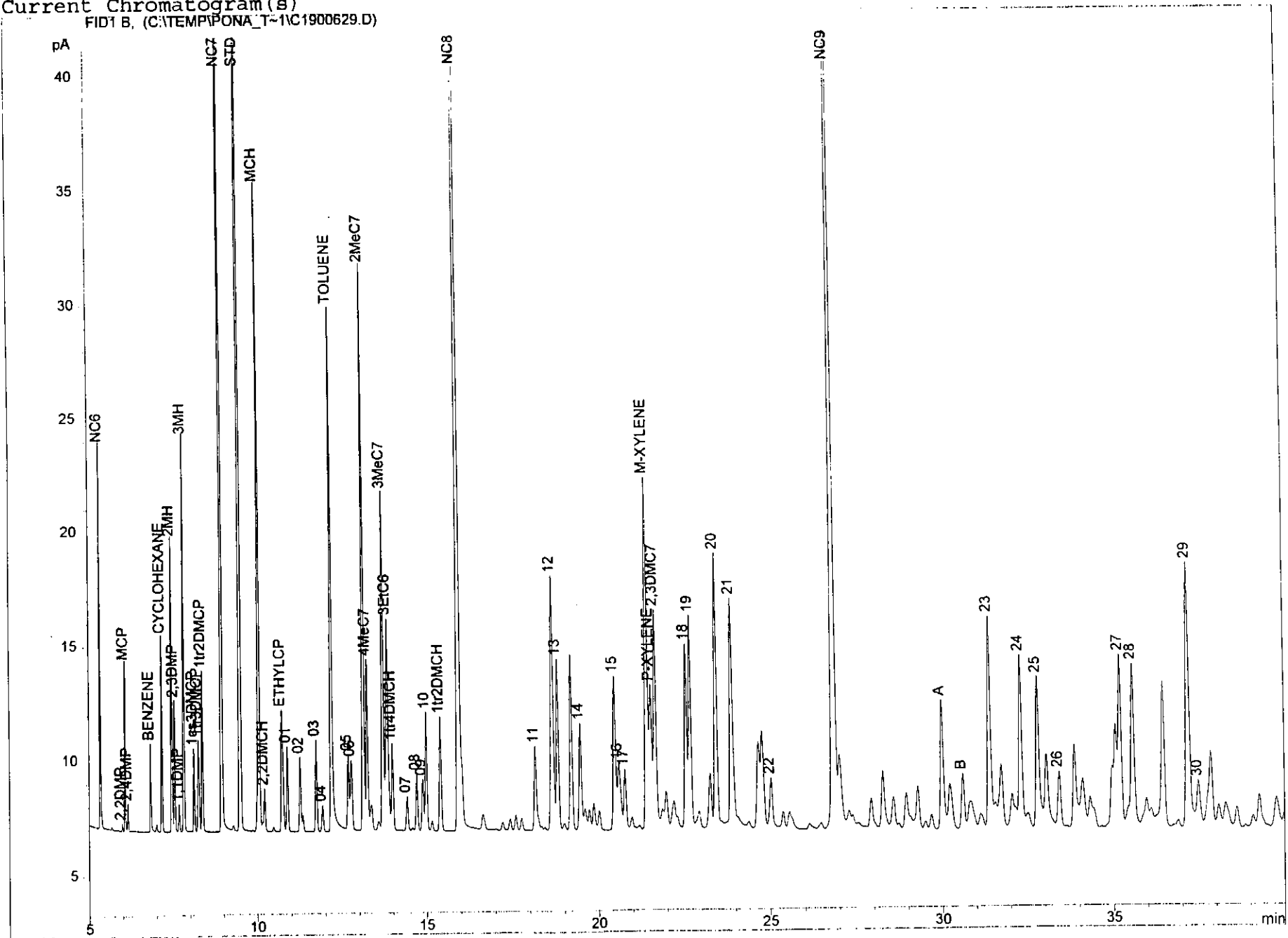
```
=====
Injection Date   : 7/3/98 1:19:40 AM      Seq. Line :   10
Sample Name     : 9716193-52             Vial      :   10
Acq. Operator  : CAROLINE                 Inj       :    1
                                           Inj Volume: 1 µl

Sequence File   : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method         : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed   : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====
```

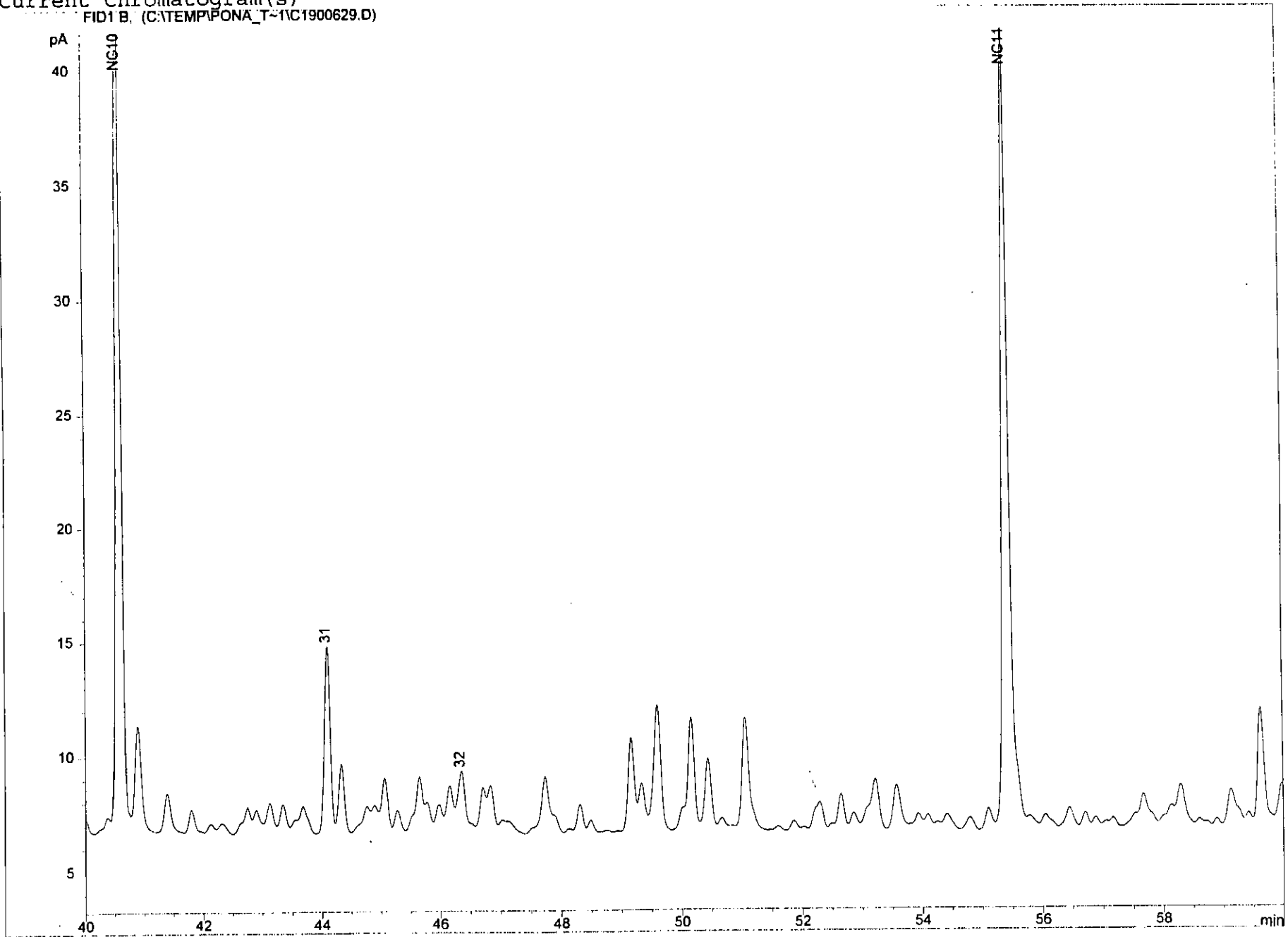


*** End of Report ***

Current Chromatogram(s)
FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1900629.D)

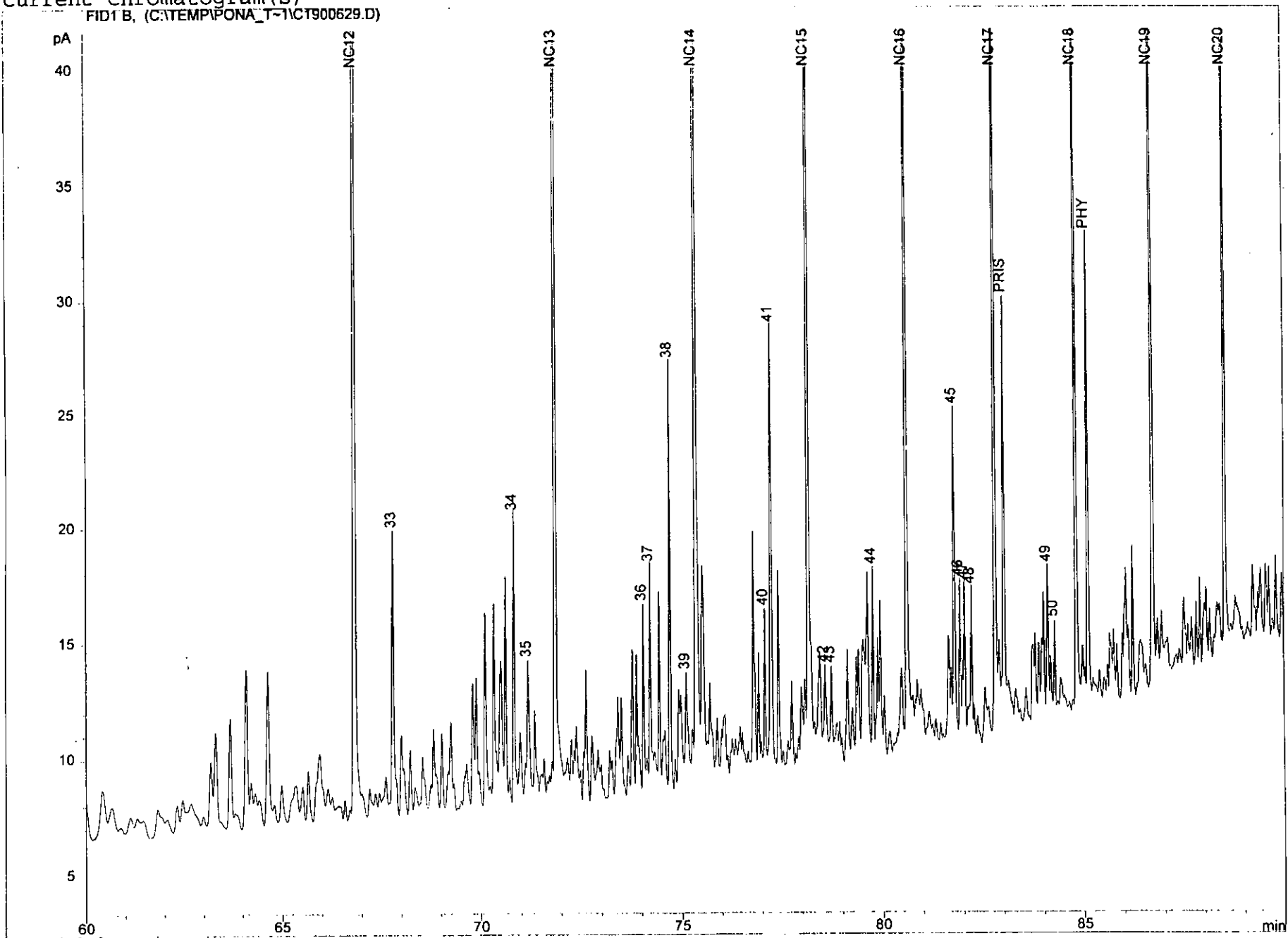


Current Chromatogram(s)
FID1 B. (C:\TEMP\PONA_T-1\1C1900629.D)



Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\CT900629.D)

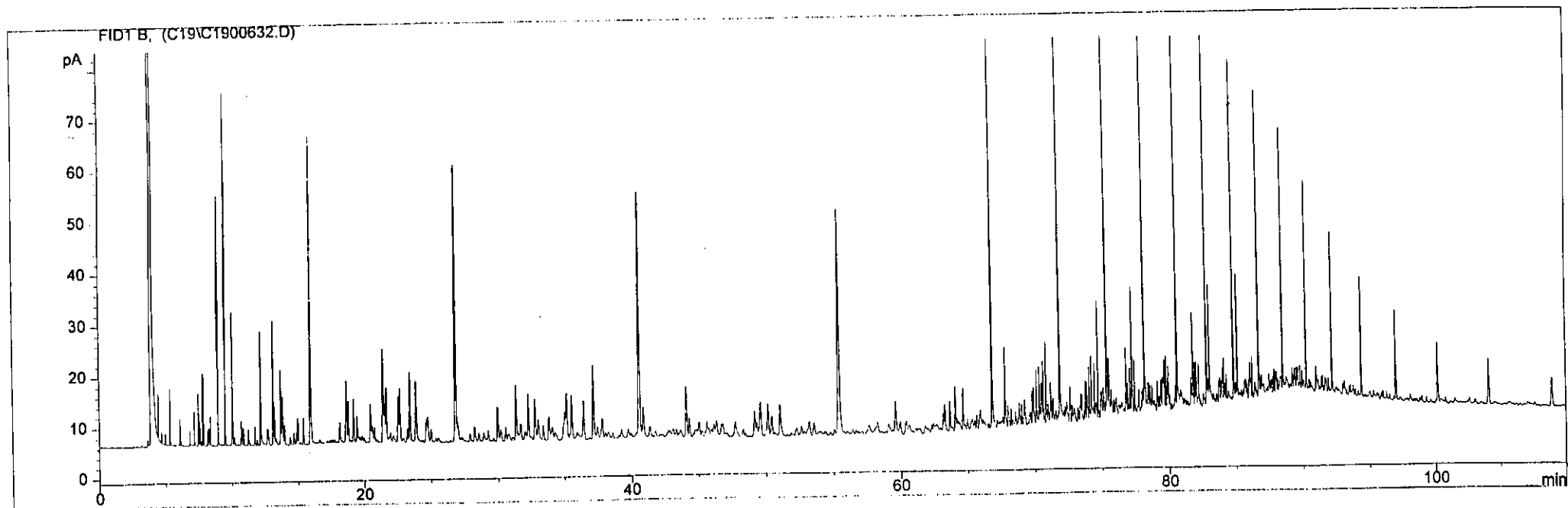


Data File C:\HPCHEM\1\DATA\C19\C1900632.D

NOPR-OIL
XOXITL-06

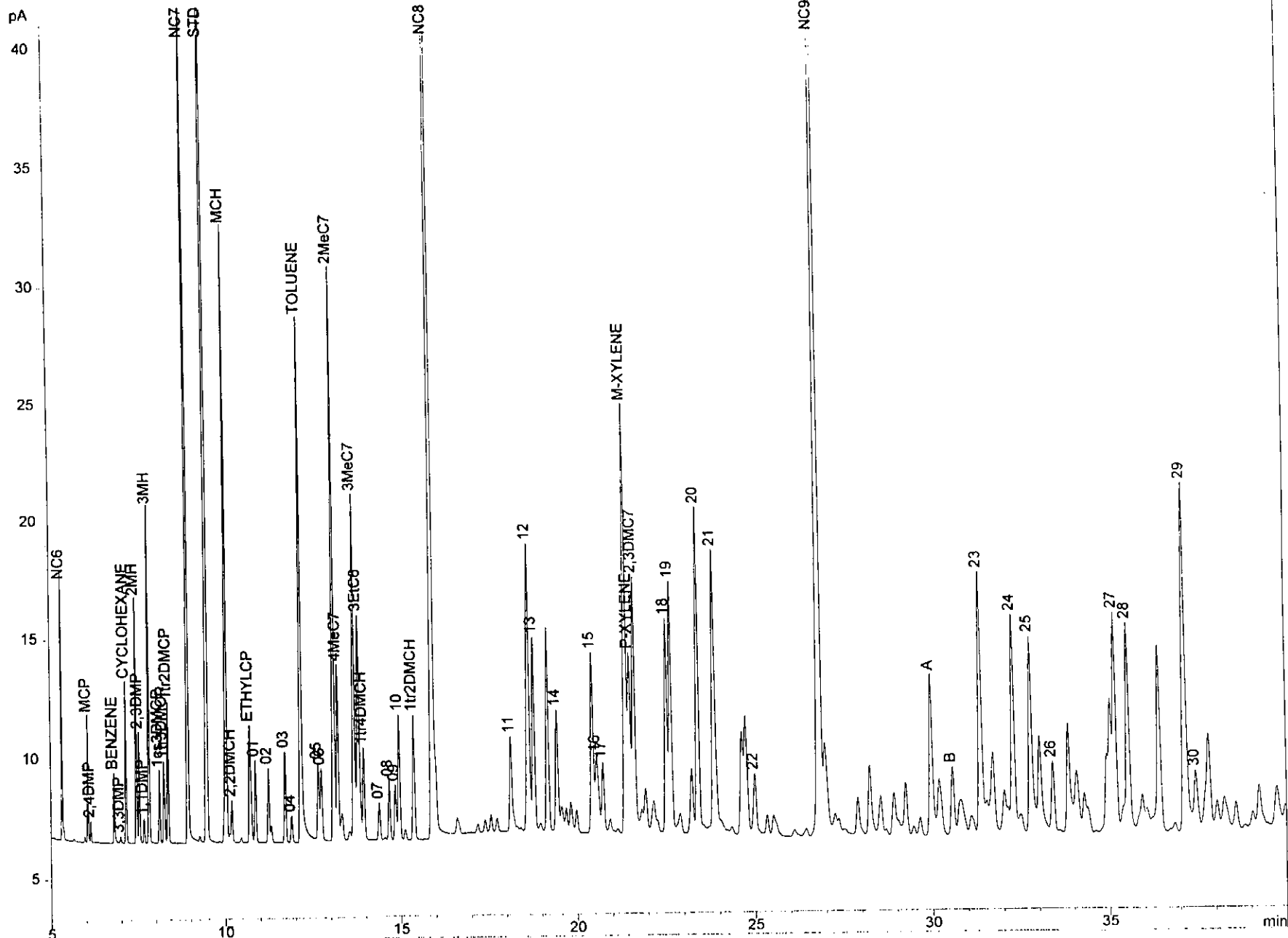
```
=====
Injection Date   : 7/3/98 5:01:08 AM          Seq. Line   :   13
Sample Name     : 9716194-86                 Vial        :   13
Acq. Operator   : CAROLINE                   Inj         :    1
                                           Inj Volume  : 1 µl
=====
```

```
Sequence File   : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method          : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed    : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====
```



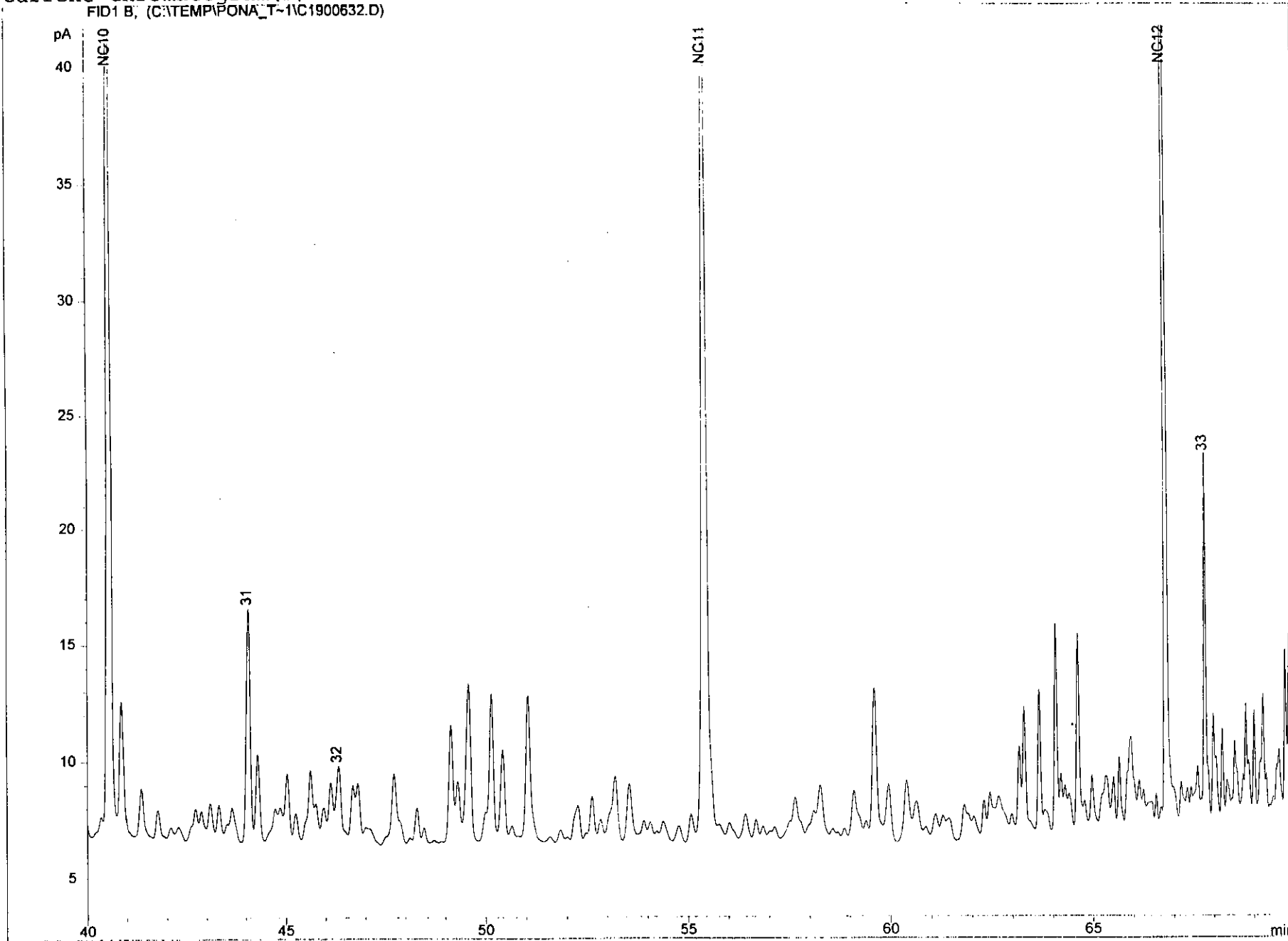
*** End of Report ***

Current Chromatogram(s)
FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1900632.D)



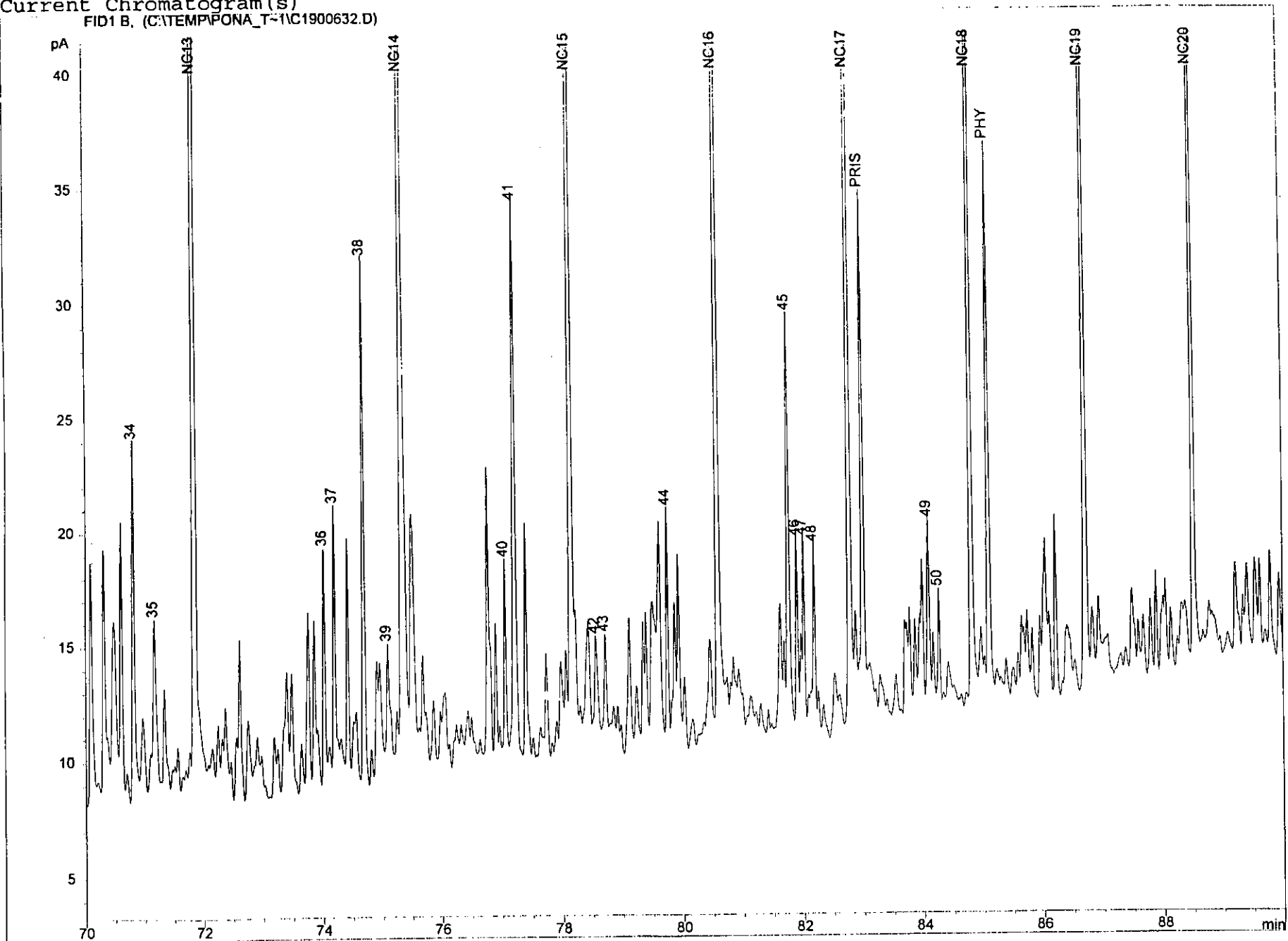
Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1C1900632.D)



Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1C1900632.D)

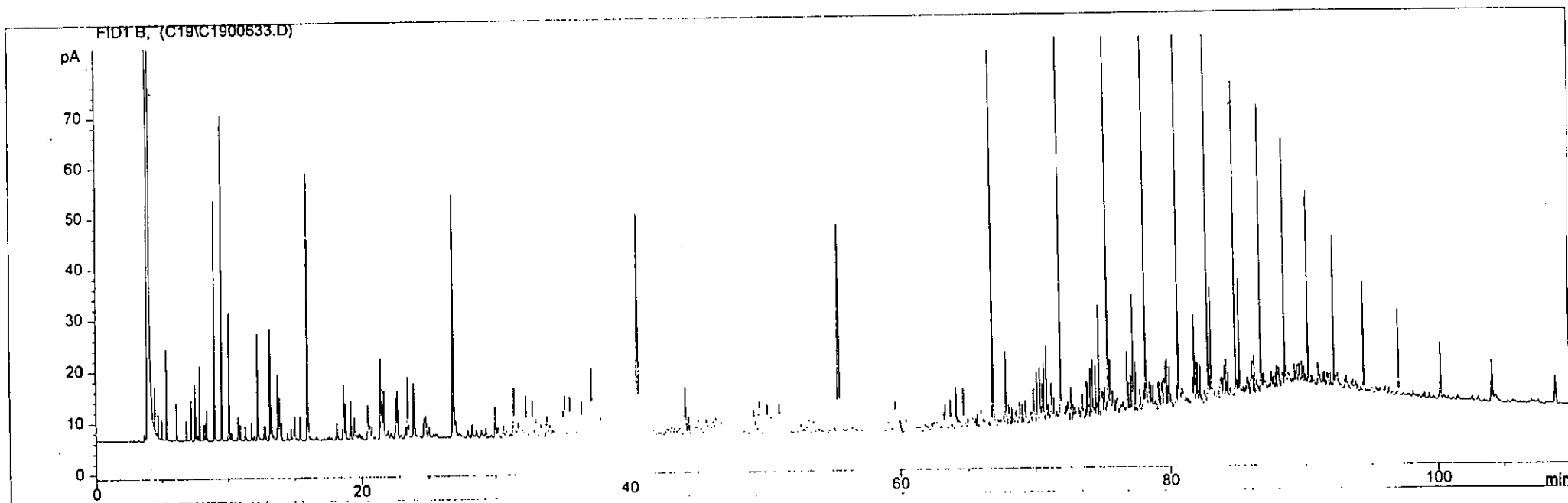


Data File C:\HPCHEM\1\DATA\C19\C1900633.D

NOPR-OIL
XOXITL-07

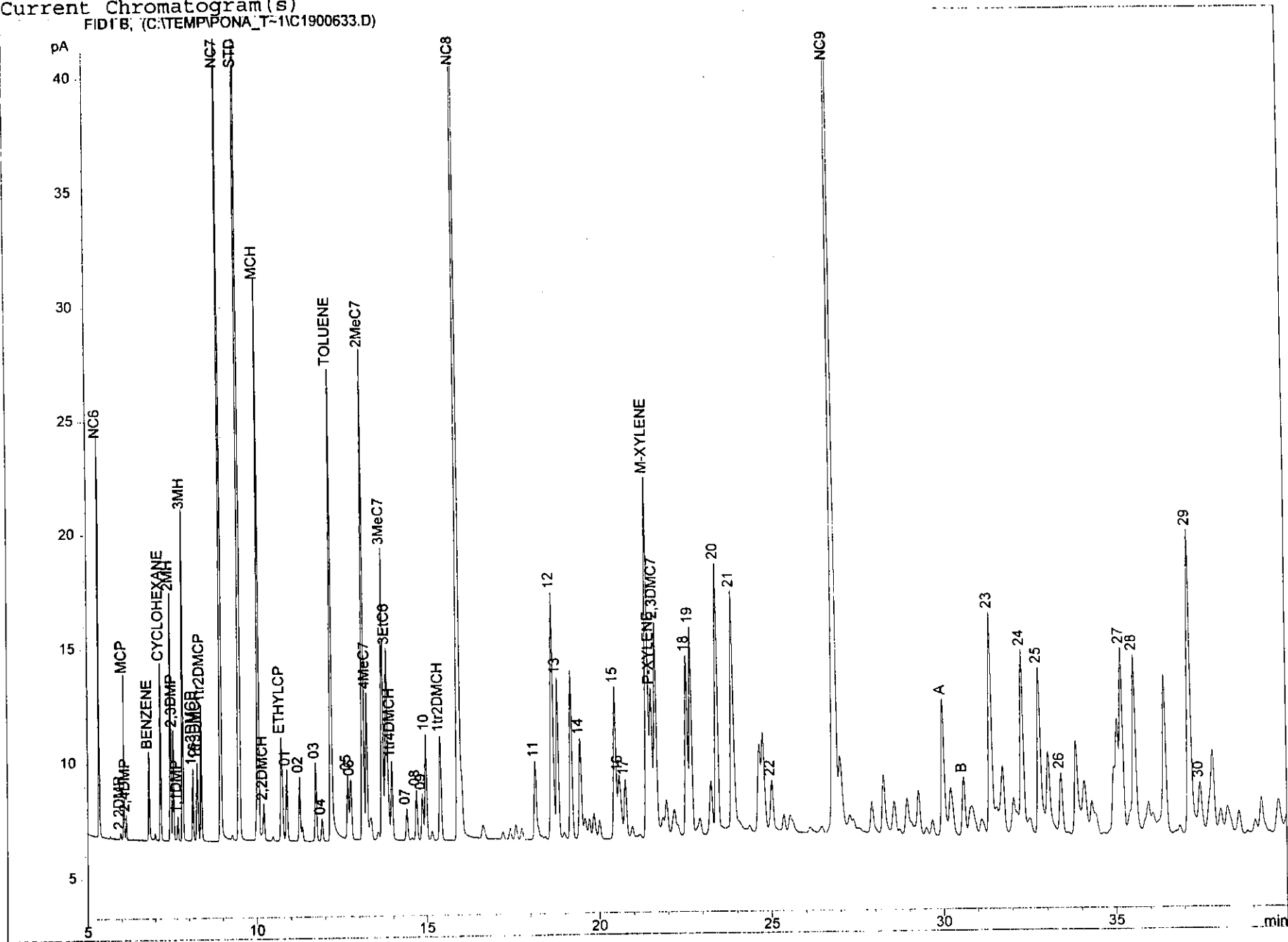
```
=====
Injection Date   : 7/3/98 7:19:15 AM           Seq. Line :   14
Sample Name     : 9716195-62                   Vial      :   14
Acq. Operator   : CAROLINE                     Inj       :    1
                                           Inj Volume: 1 µl
=====
```

```
Sequence File   : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method          : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed    : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====
```



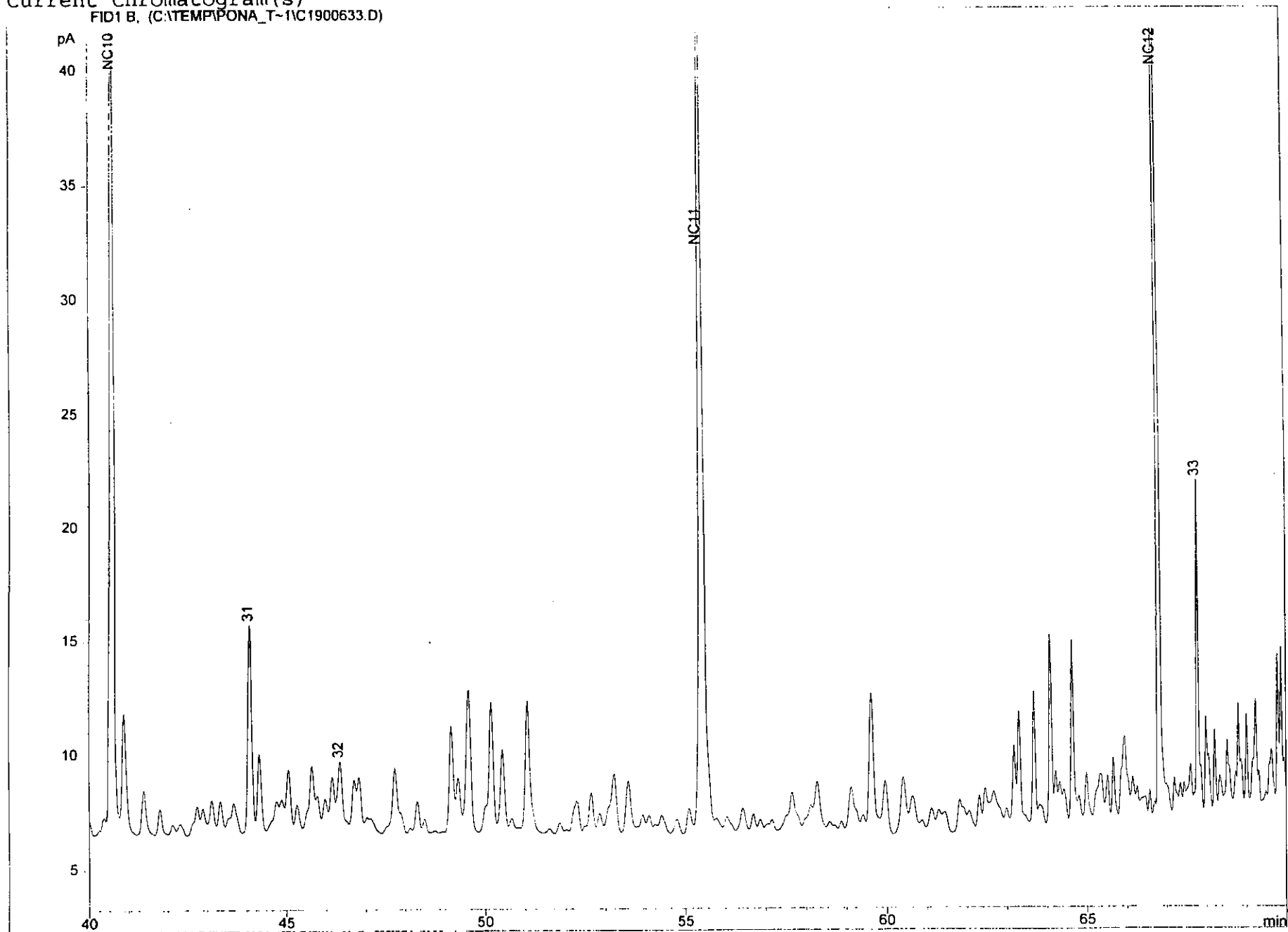
*** End of Report ***

Current Chromatogram(s)
FID1B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1900633.D)

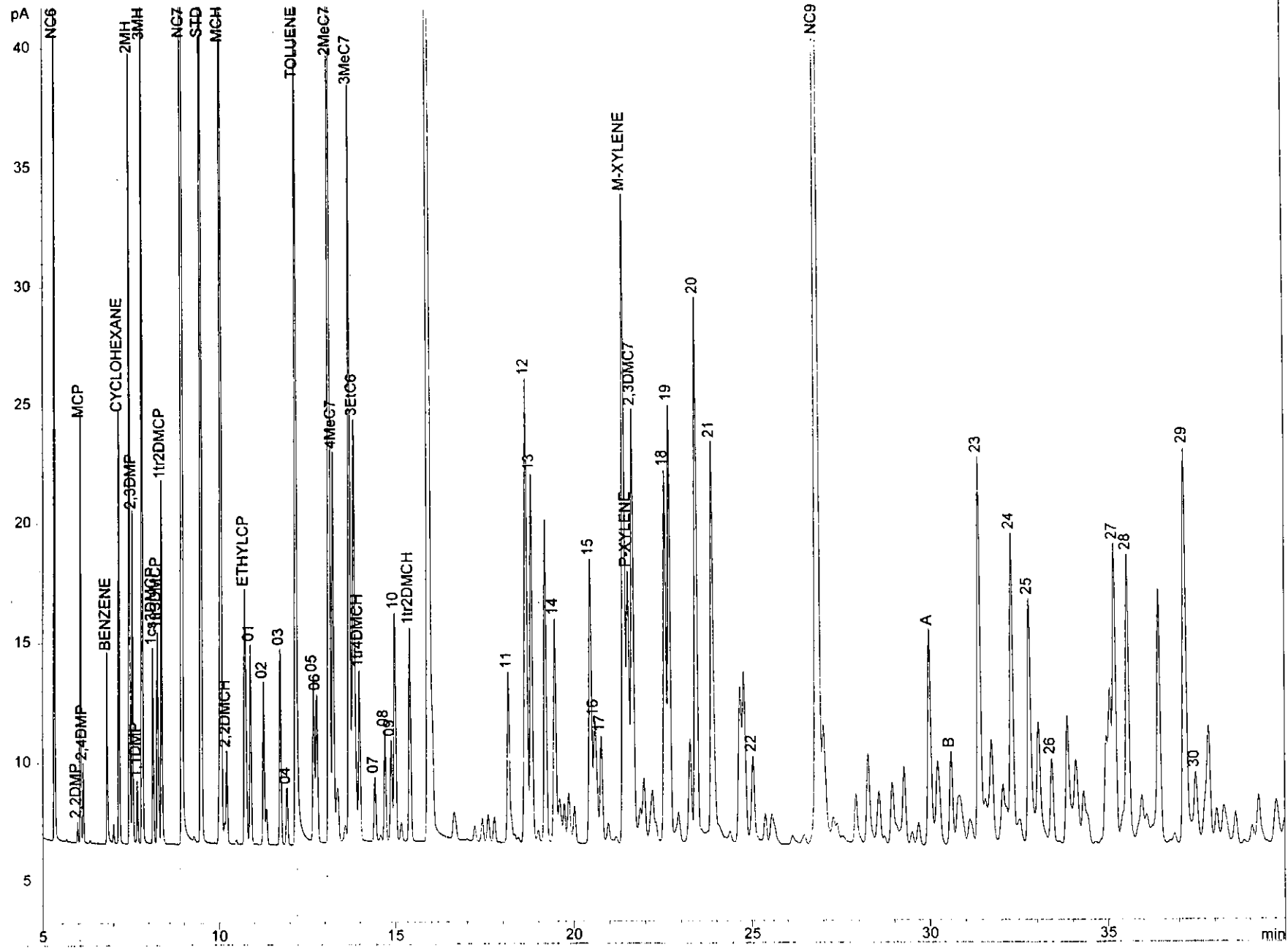


Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\IPONA_T-1\1C1900633.D)



Current Chromatogram(s)
FID1B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1900634.D)

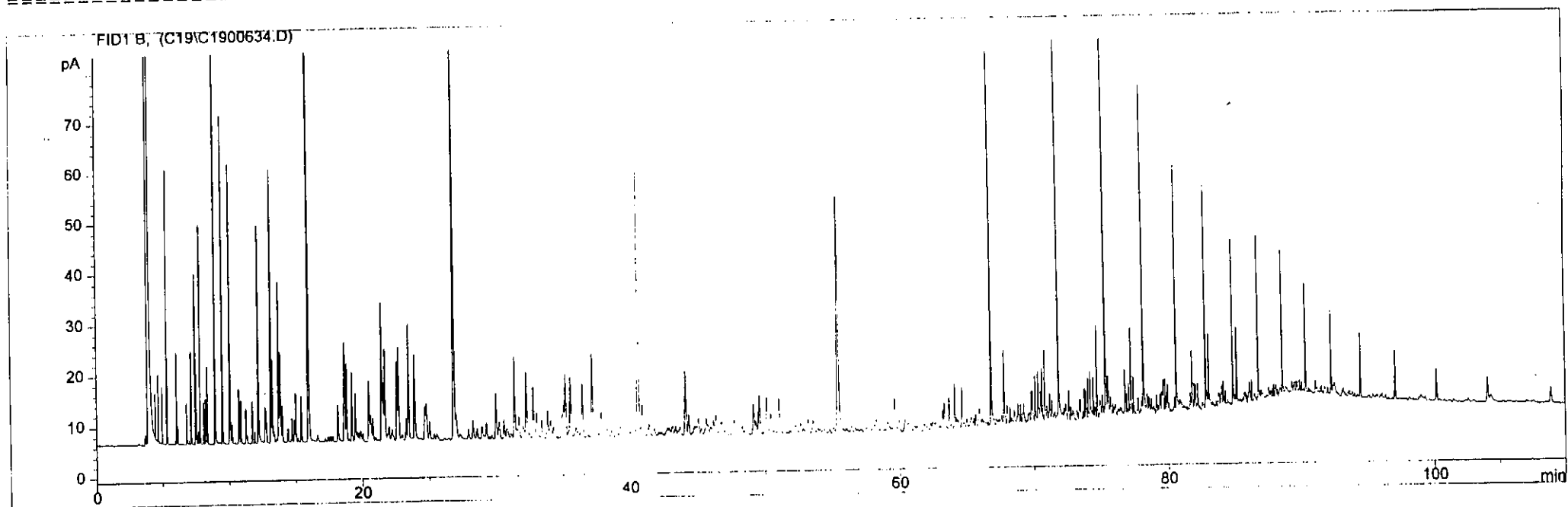


Data File C:\HPCHEM\1\DATA\C19\C1900634.D

NOPR-OIL
XOXITL-11

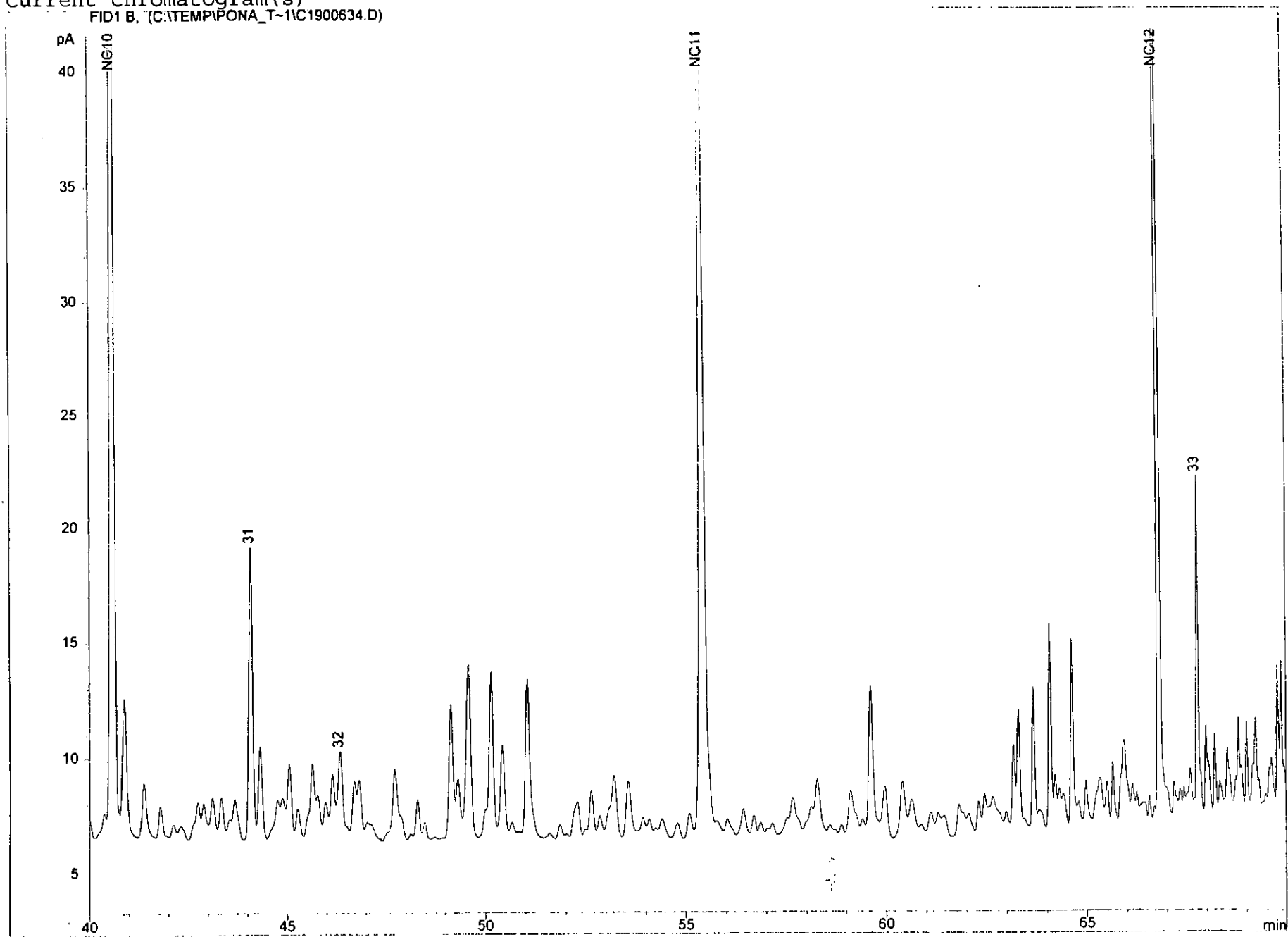
```
=====
Injection Date   : 7/3/98 9:37:04 AM           Seq. Line :   15
Sample Name      : 9716196-43                 Vial      :   15
Acq. Operator    : CAROLINE                   Inj       :    1
                                           Inj Volume: 1 µl

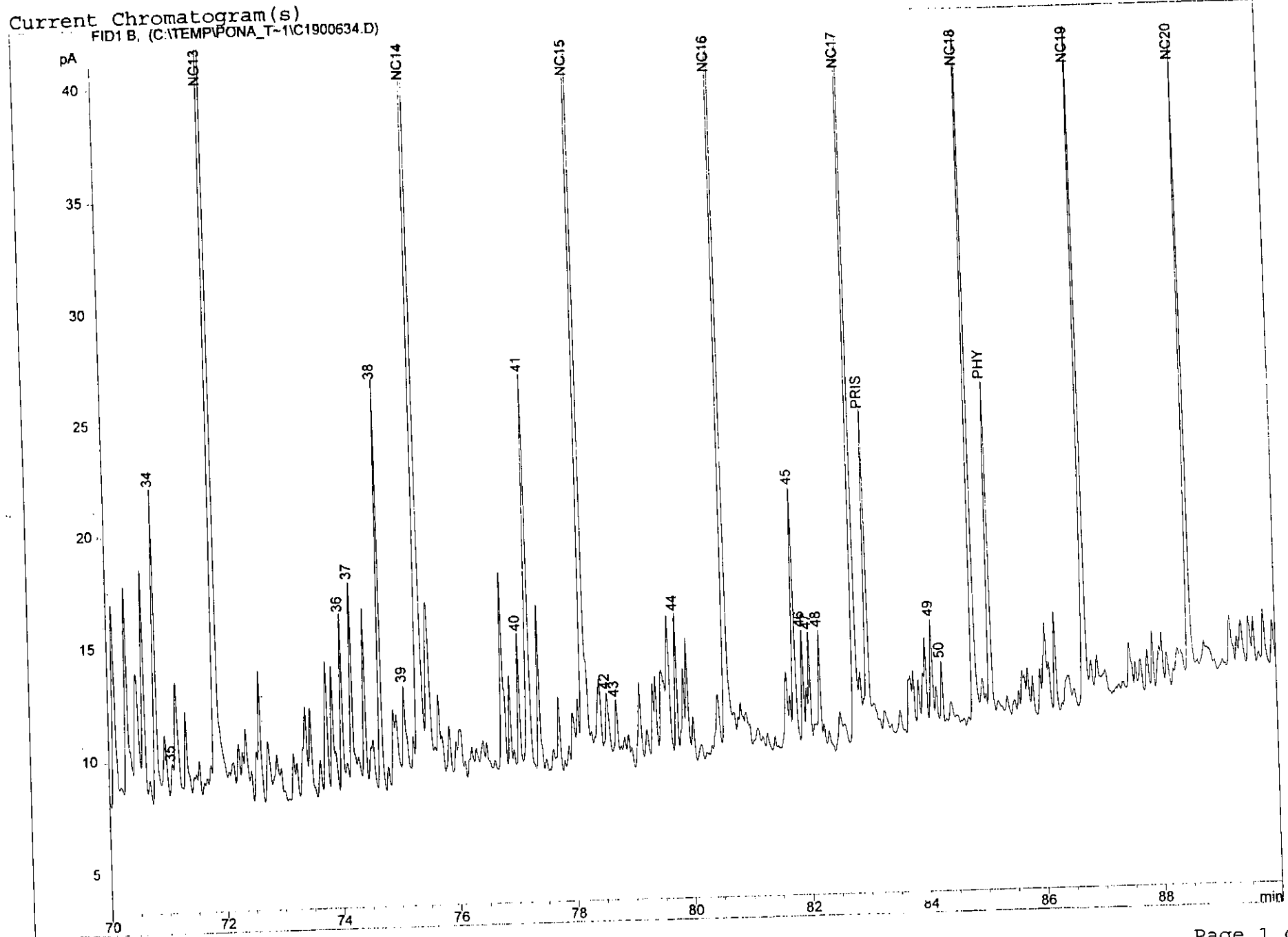
Sequence File    : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method           : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed     : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====
```



*** End of Report ***

Current Chromatogram(s)
FID1 B, (CATEMP/PONA_T-11C1900634.D)

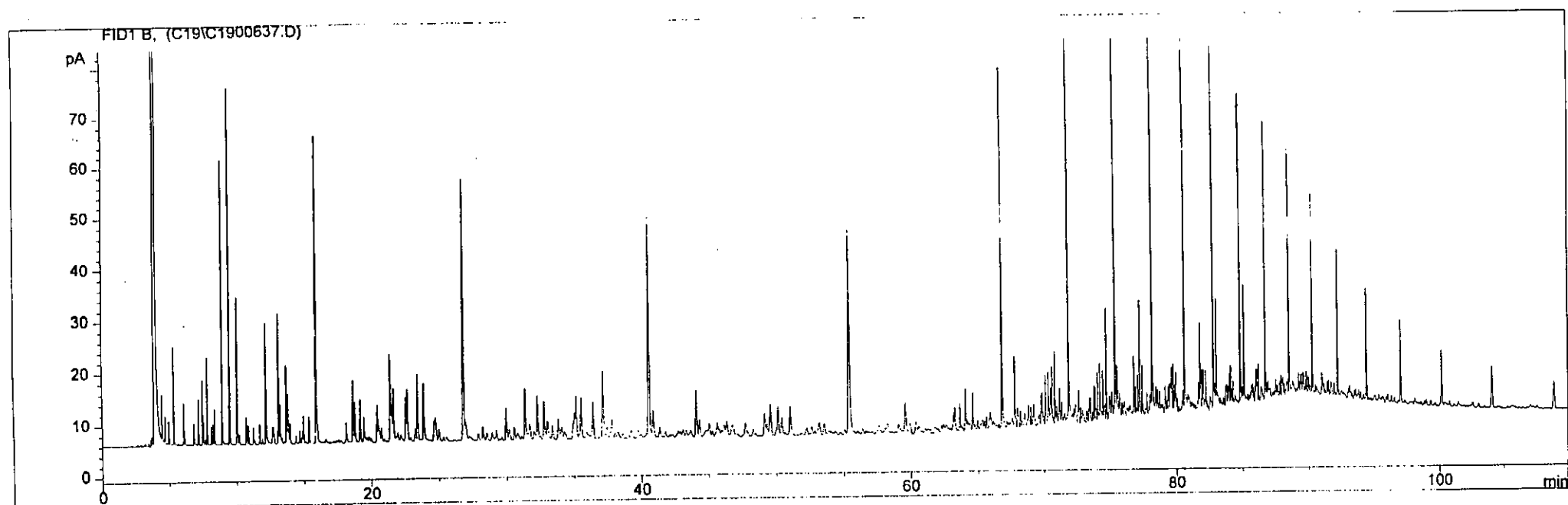




NOPR-OIL
XOXITL-13

```
=====
Injection Date   : 7/3/98 1:17:25 PM          Seq. Line :   18
Sample Name     : 9716197-27                 Vial      :   18
Acq. Operator   : CAROLINE                   Inj       :    1
                                           Inj Volume: 1 µl
=====
```

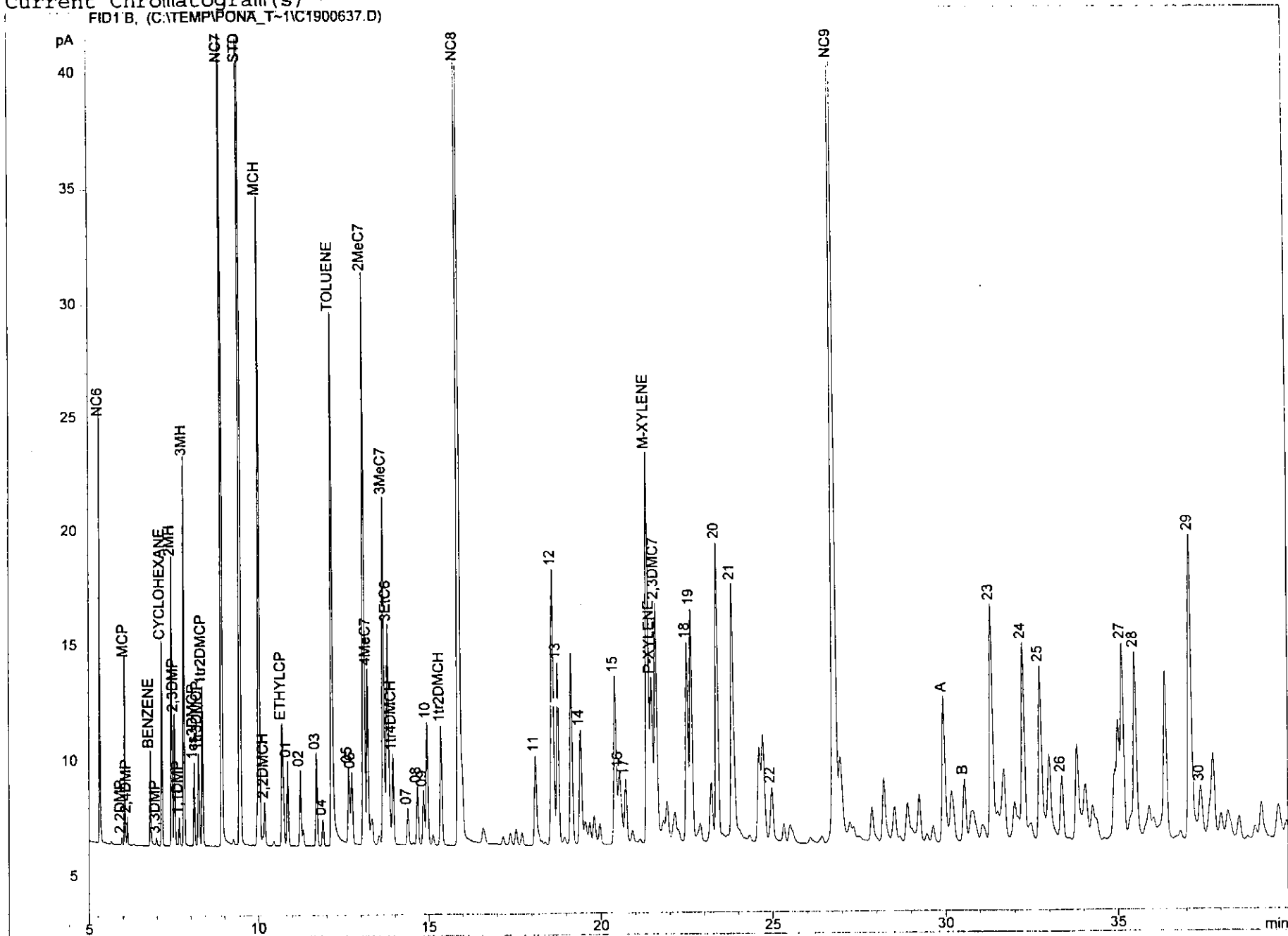
```
Sequence File   : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method          : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed    : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====
```



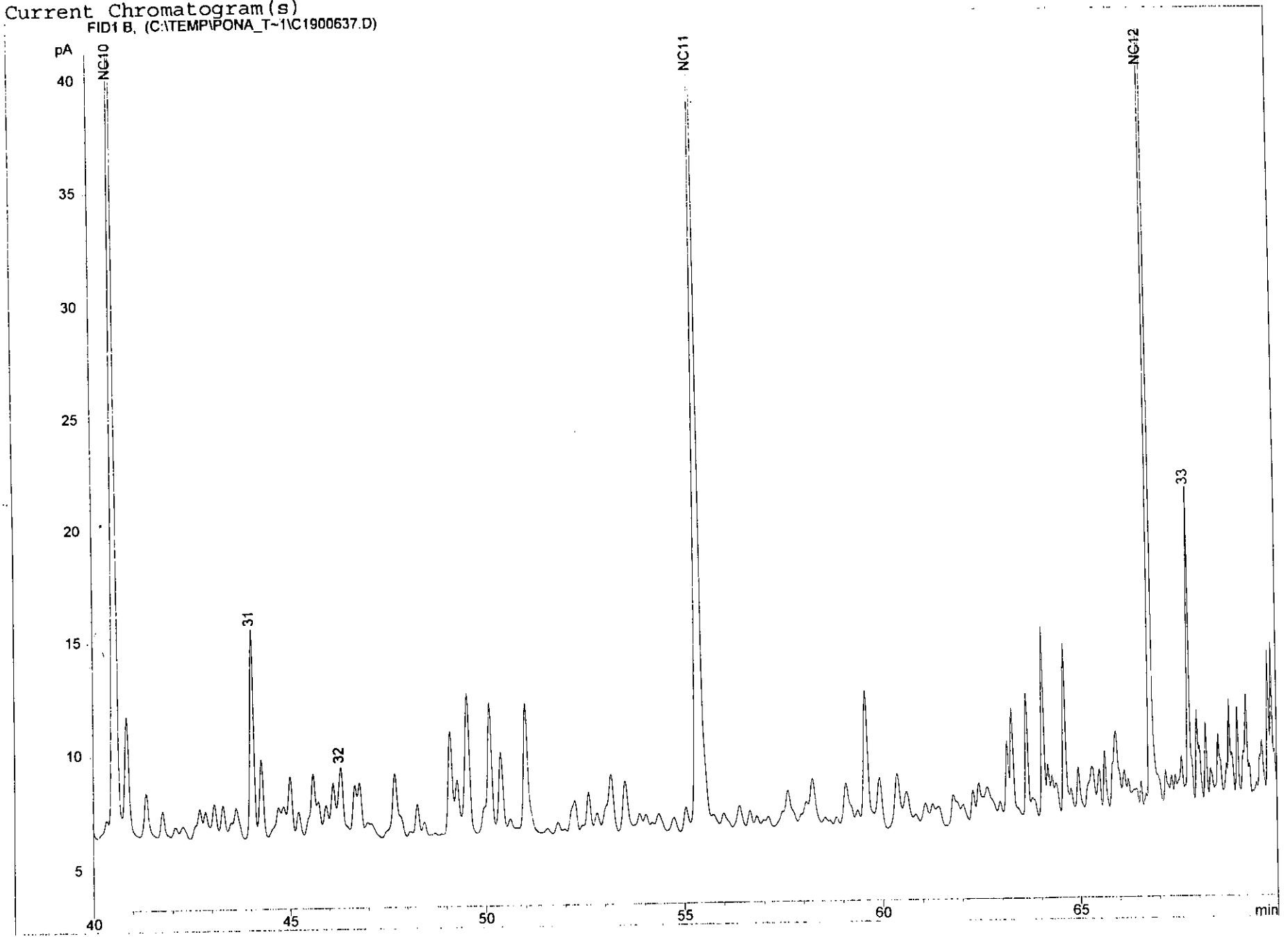
*** End of Report ***

Current Chromatogram(s)

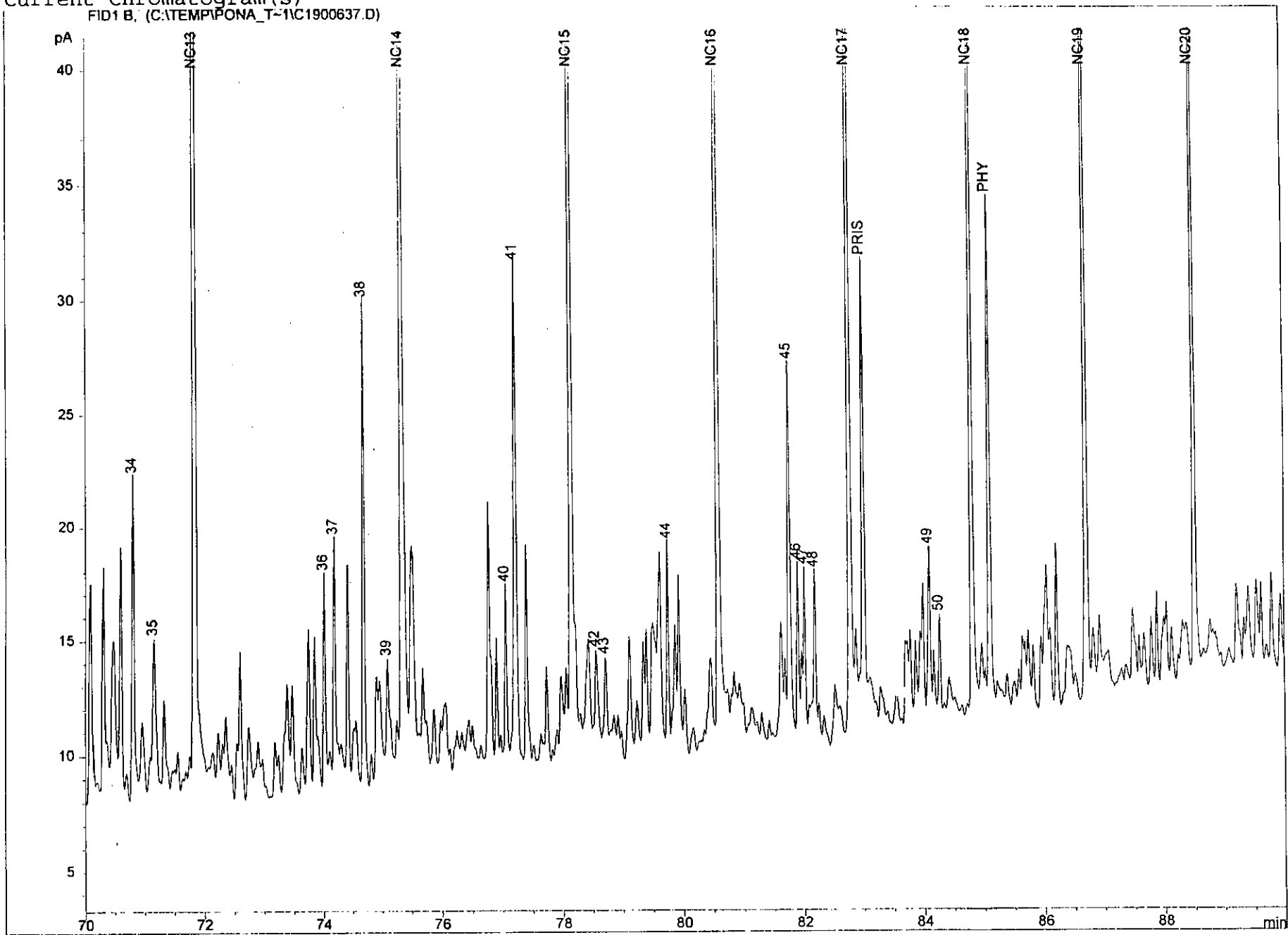
FID1 B, (C:\TEMP\IPONA_T-1\1C1900637.D)



Current Chromatogram(s)
FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1900637.D)



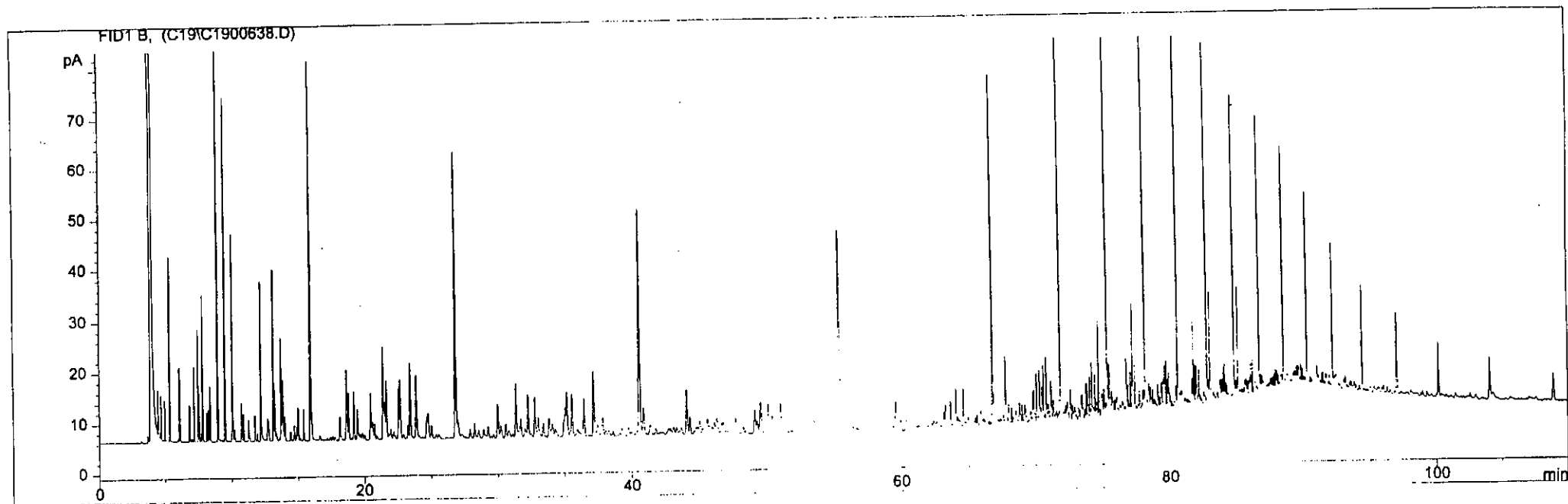
Current Chromatogram(s)
FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1C1900637.D)



NOPR-OIL
XOXITL-15

```
=====
Injection Date   : 7/3/98 3:34:29 PM           Seq. Line   :   19
Sample Name     : 9716198-52                 Vial        :   19
Acq. Operator   : CAROLINE                   Inj         :    1
                                           Inj Volume  : 1 µl

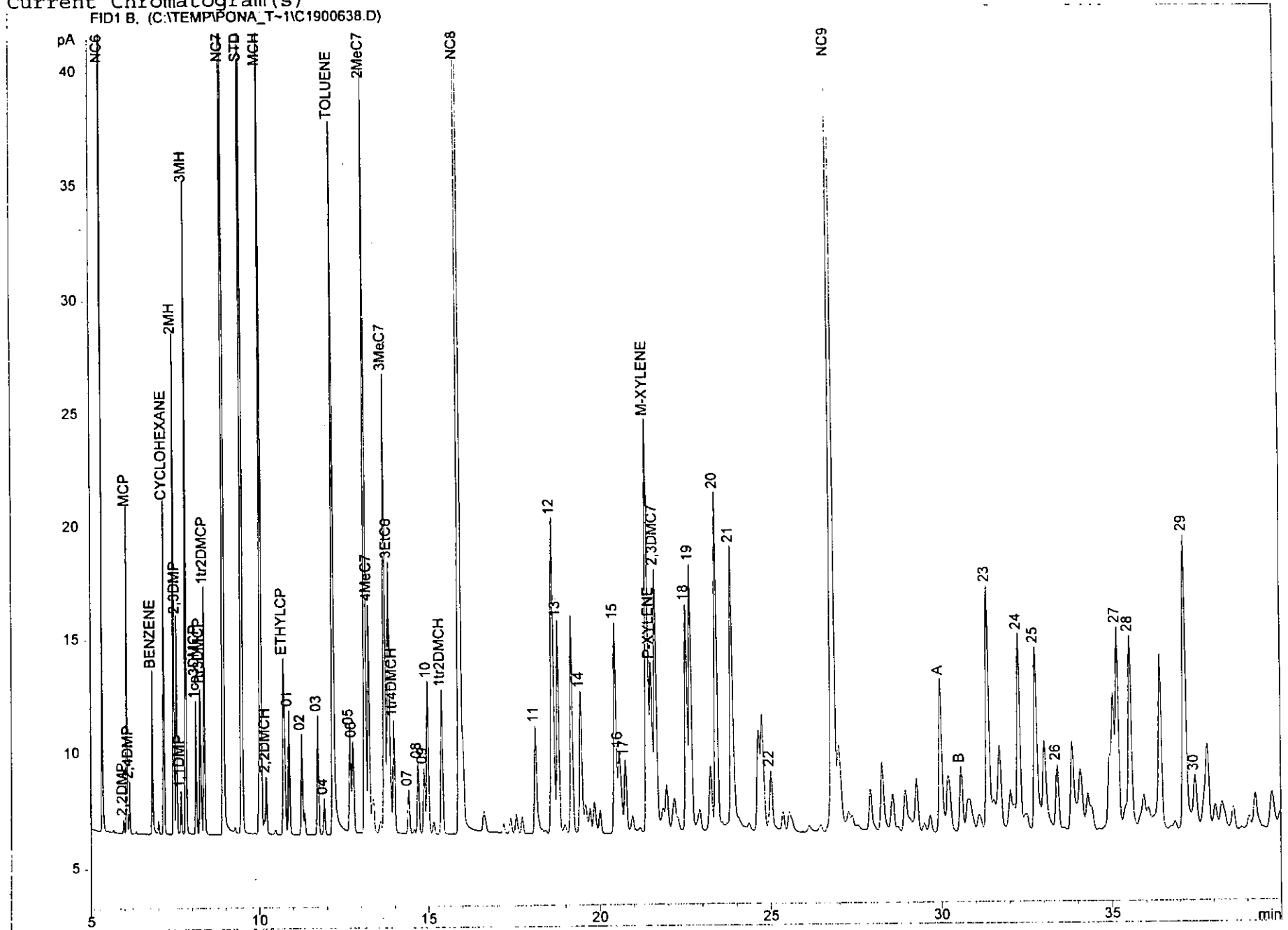
Sequence File   : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method          : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed    : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====
```



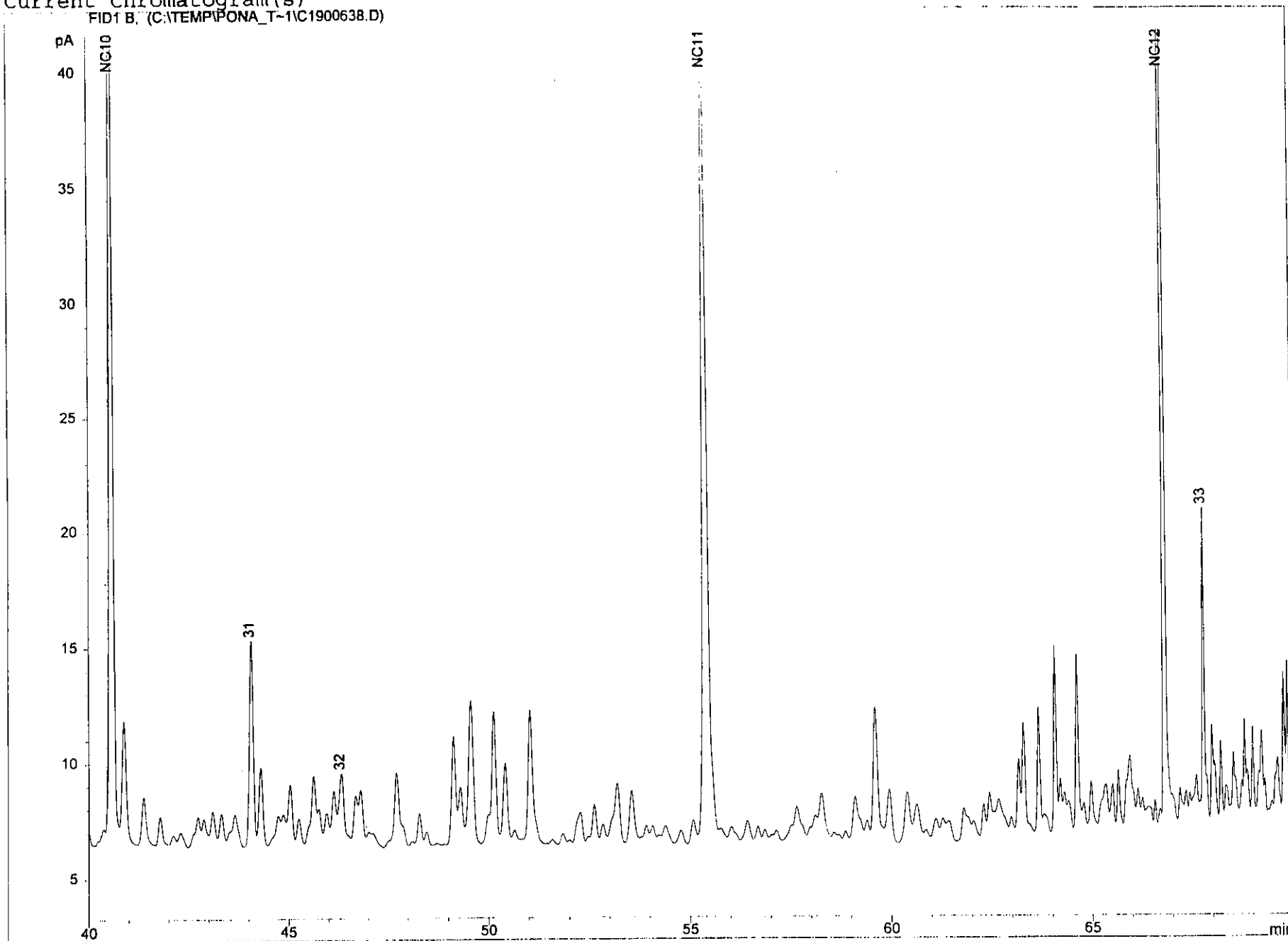
*** End of Report ***

Current Chromatogram(s)

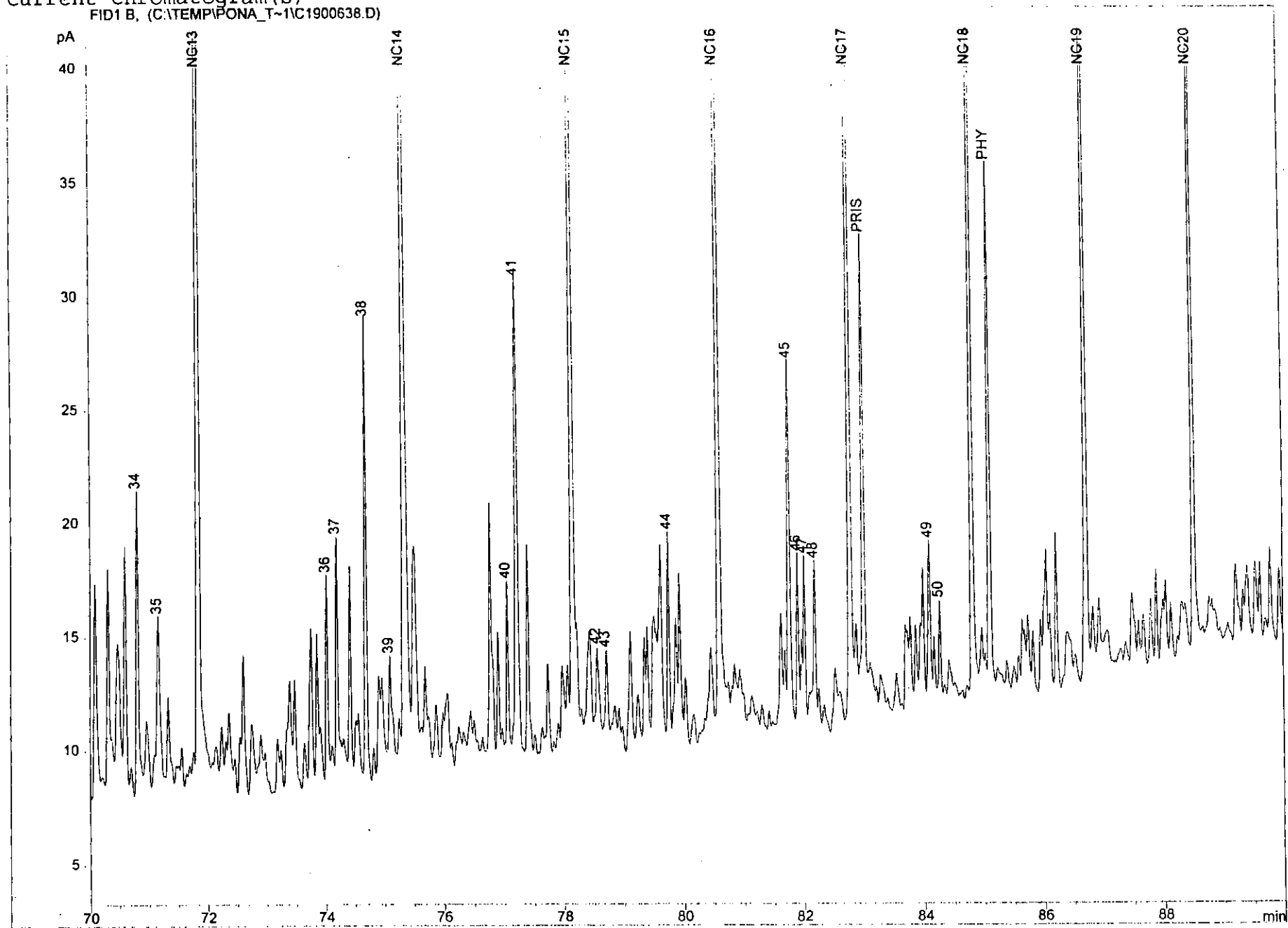
FID1 B, (C:\TEMP\IPONA_T-11C1900638.D)



Current Chromatogram(s)
FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1900638.D)



Current Chromatogram(s)
FID1 B, (CATEMP/PONA_T-1C1900638.D)



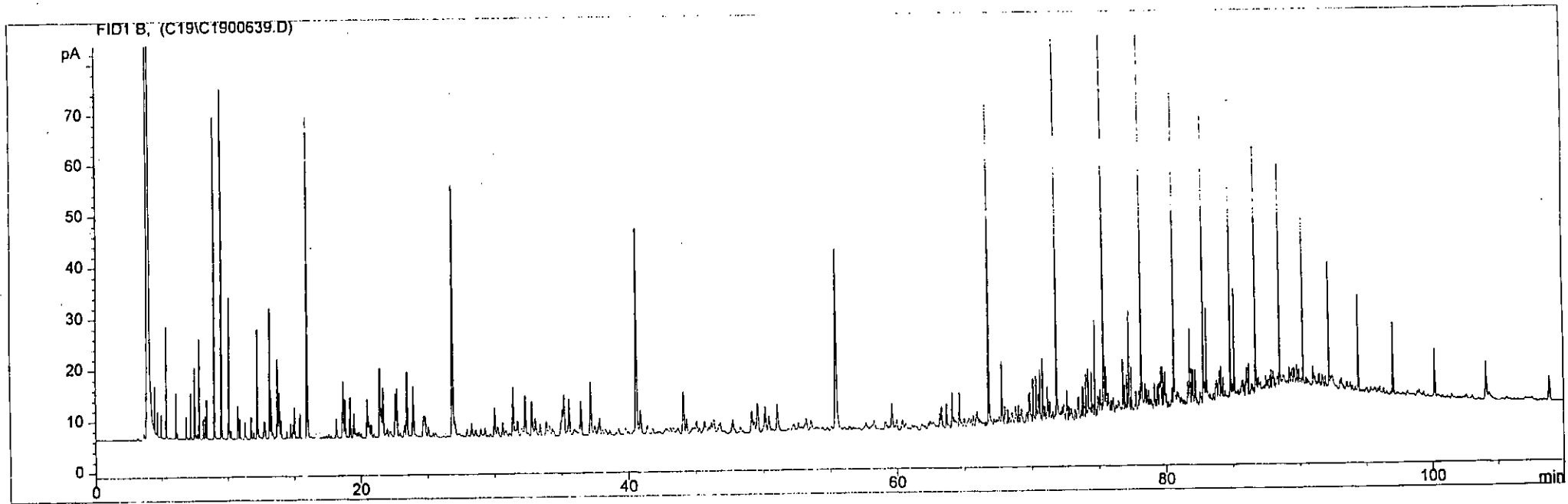
NOPR-OIL
XOXITL-16

```

=====
Injection Date   : 7/3/98 5:52:01 PM          Seq. Line :   20
Sample Name     : 9716199-94                 Vial      :   20
Acq. Operator   : CAROLINE                   Inj       :    1
                                           Inj Volume: 1 µl

Sequence File   : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method          : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed    : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====

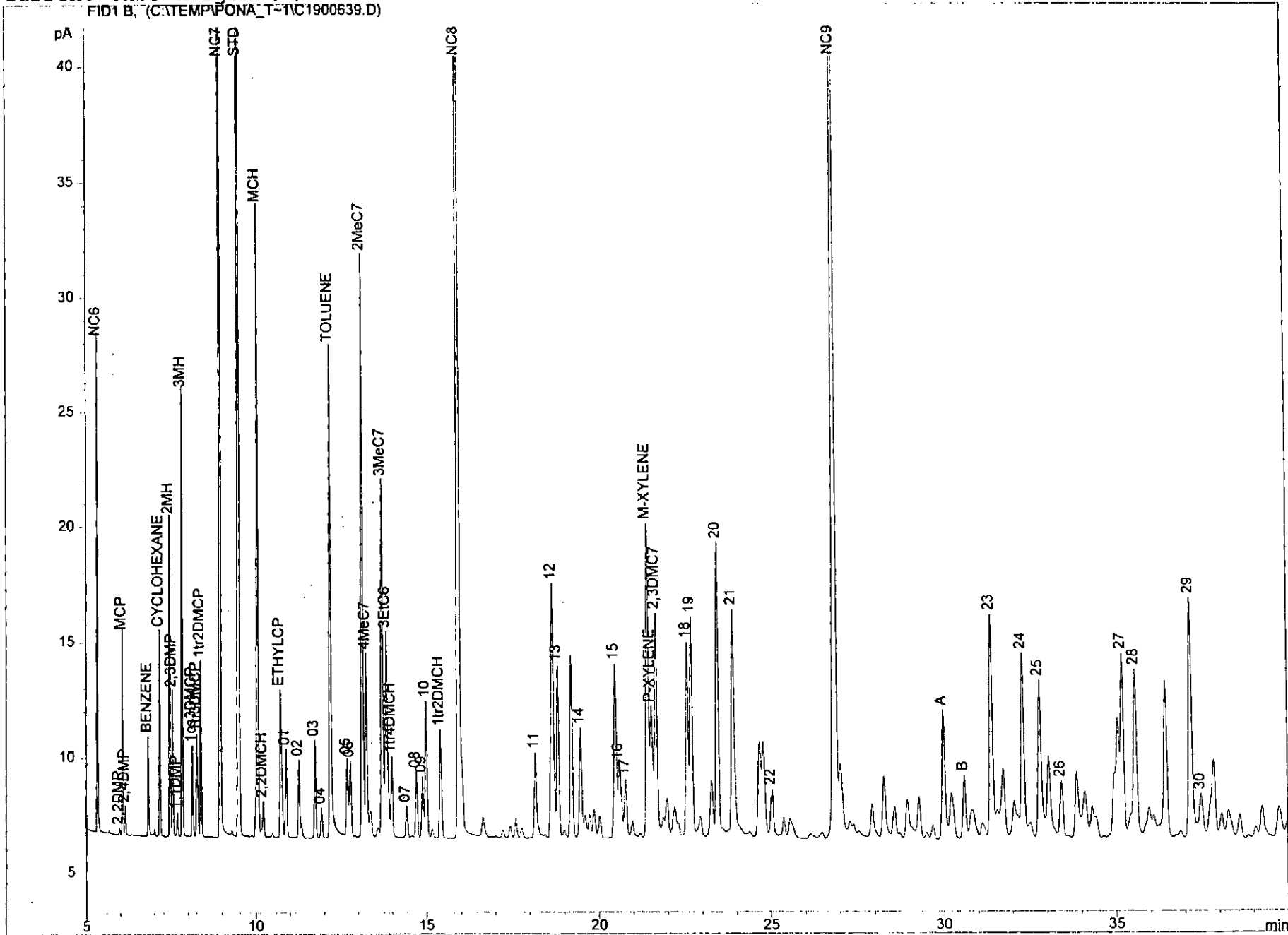
```



*** End of Report ***

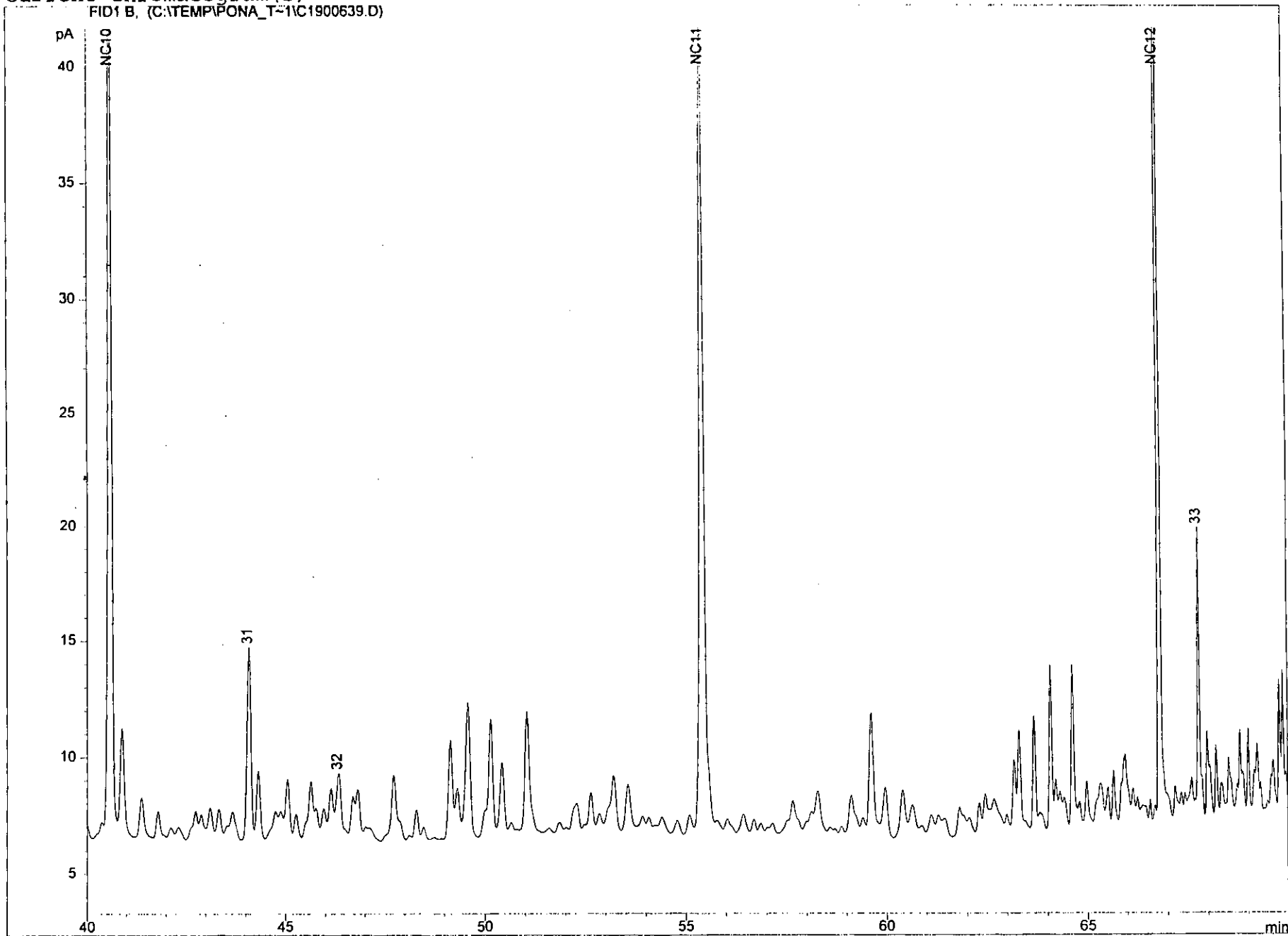
Current Chromatogram(s)

FID1 B; (C:\TEMP\PONA_T=1\1900639.D)

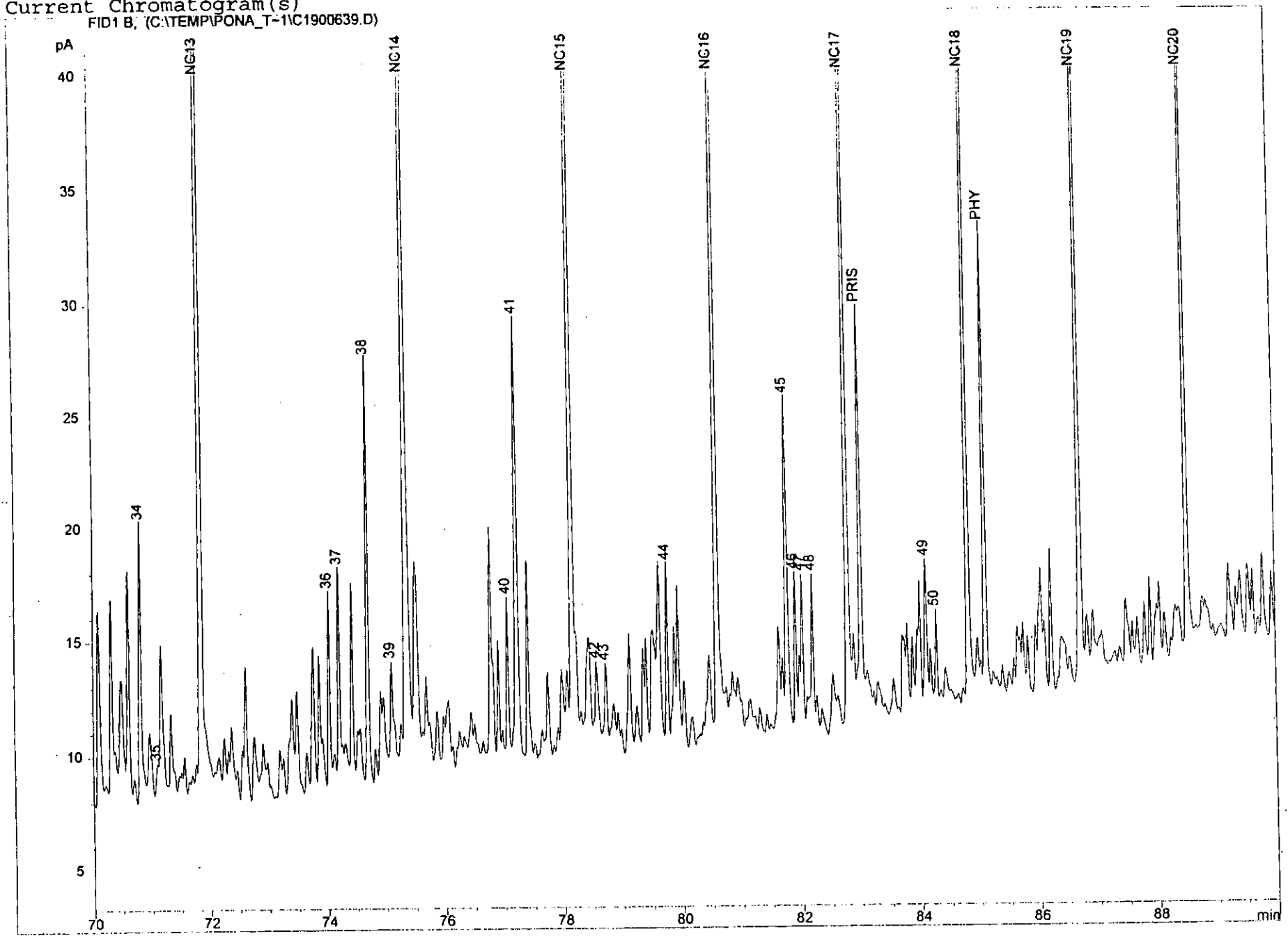


Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T=1\1900639.D)



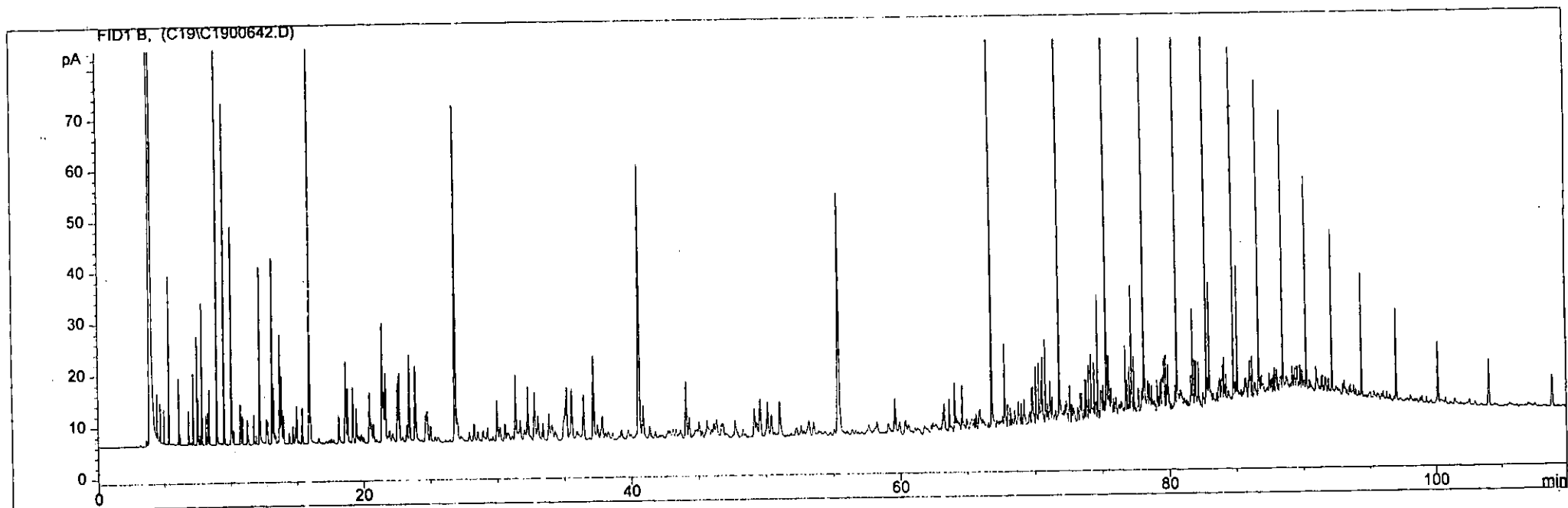
Current Chromatogram(s)
FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1C1900639.D)



NOPR-OIL
XOXITL-18

```
=====
Injection Date   : 7/3/98 9:32:37 PM          Seq. Line :   23
Sample Name     : 9716200-86                 Vial      :   23
Acq. Operator  : CAROLINE                    Inj       :    1
                                           Inj Volume: 1 µl

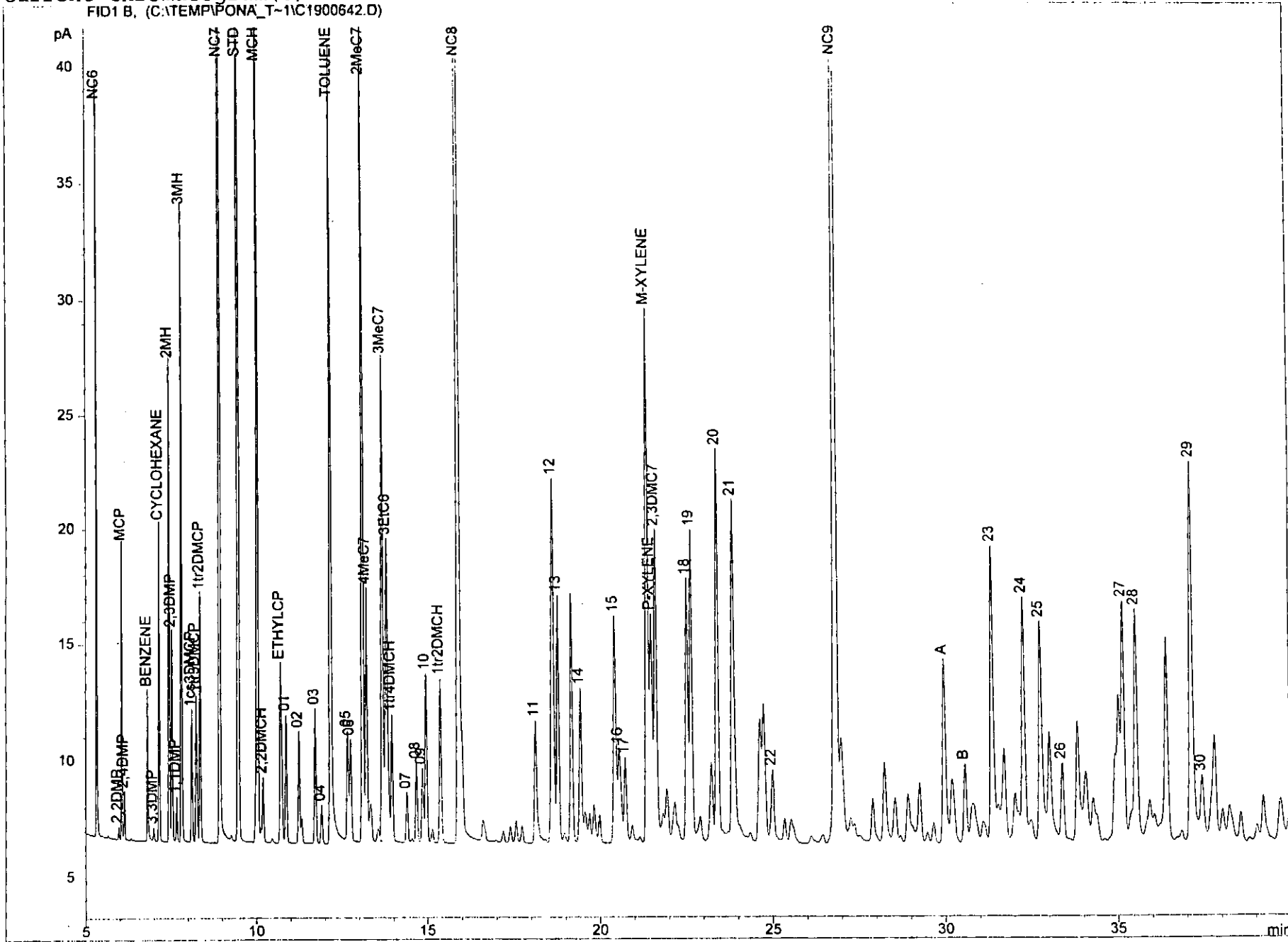
Sequence File   : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method          : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed    : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====
```



*** End of Report ***

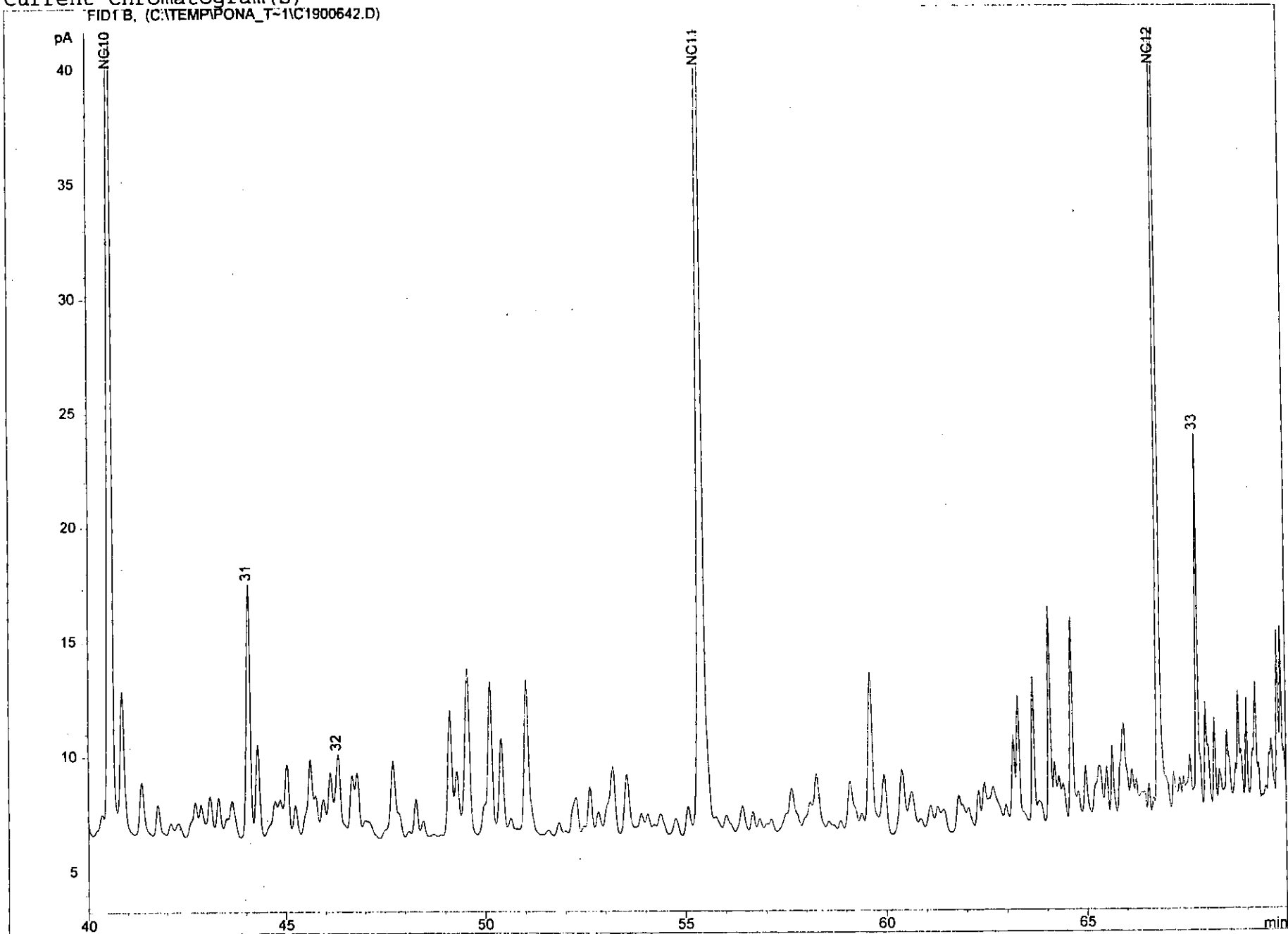
Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\FONA_T-1C1900642.D)

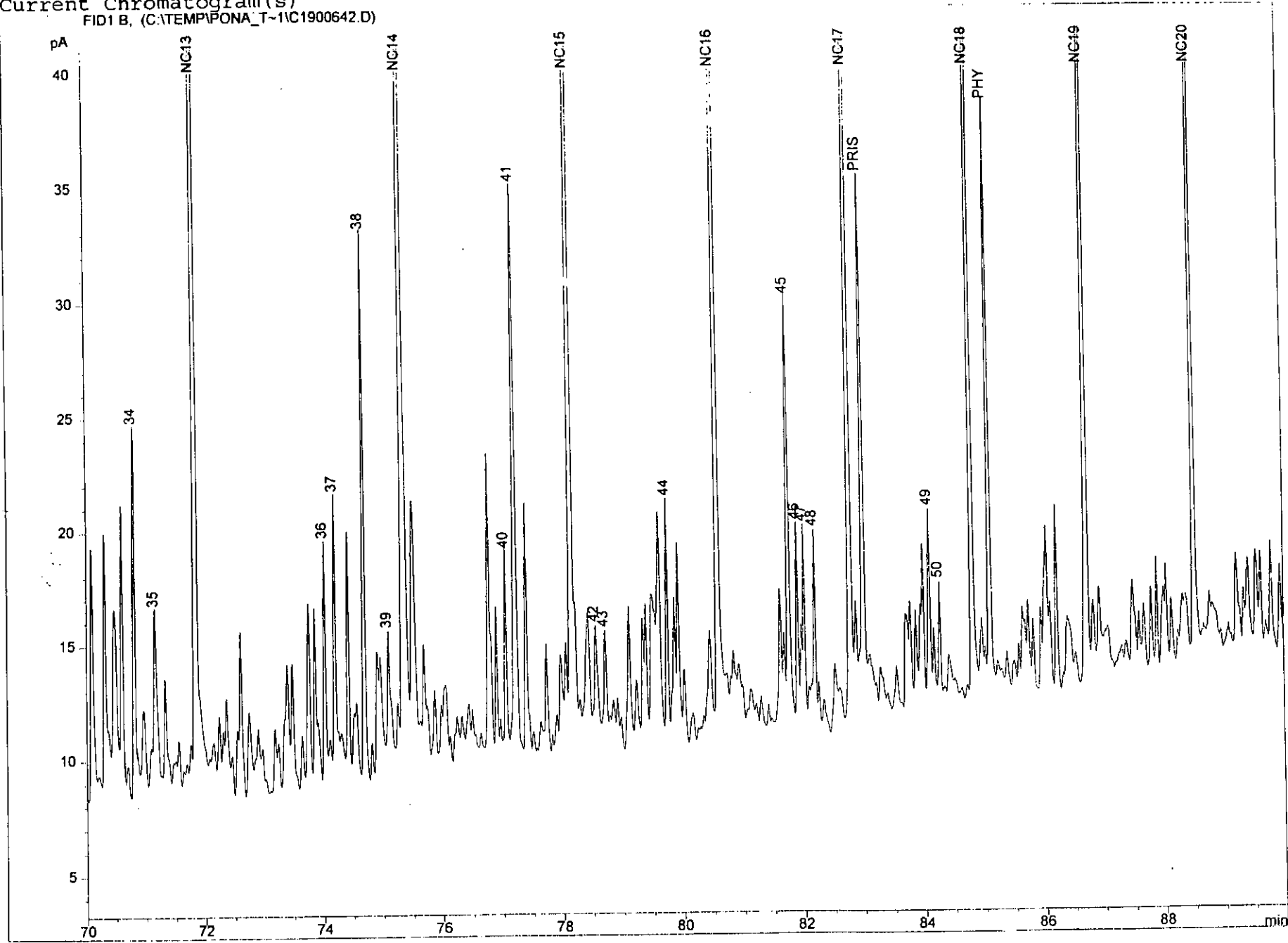


Current Chromatogram(s)

FID1B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1C1900642.D)



Current Chromatogram(s)
FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1C1900642.D)

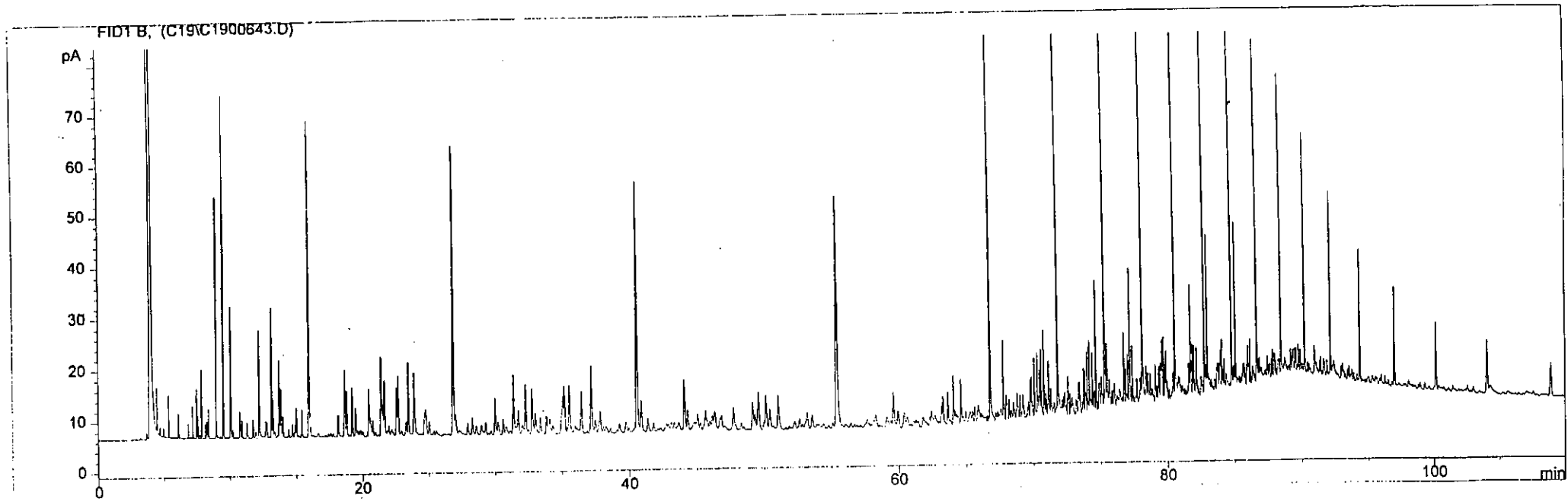


Data File C:\HPCHEM\1\DATA\C19\C1900643.D

NOPR-OIL
XOXITL-19

```
=====
Injection Date   : 7/3/98 11:51:08 PM      Seq. Line :   24
Sample Name     : 9716201-62              Vial      :   24
Acq. Operator   : CAROLINE                 Inj       :    1
                                           Inj Volume: 1 µl

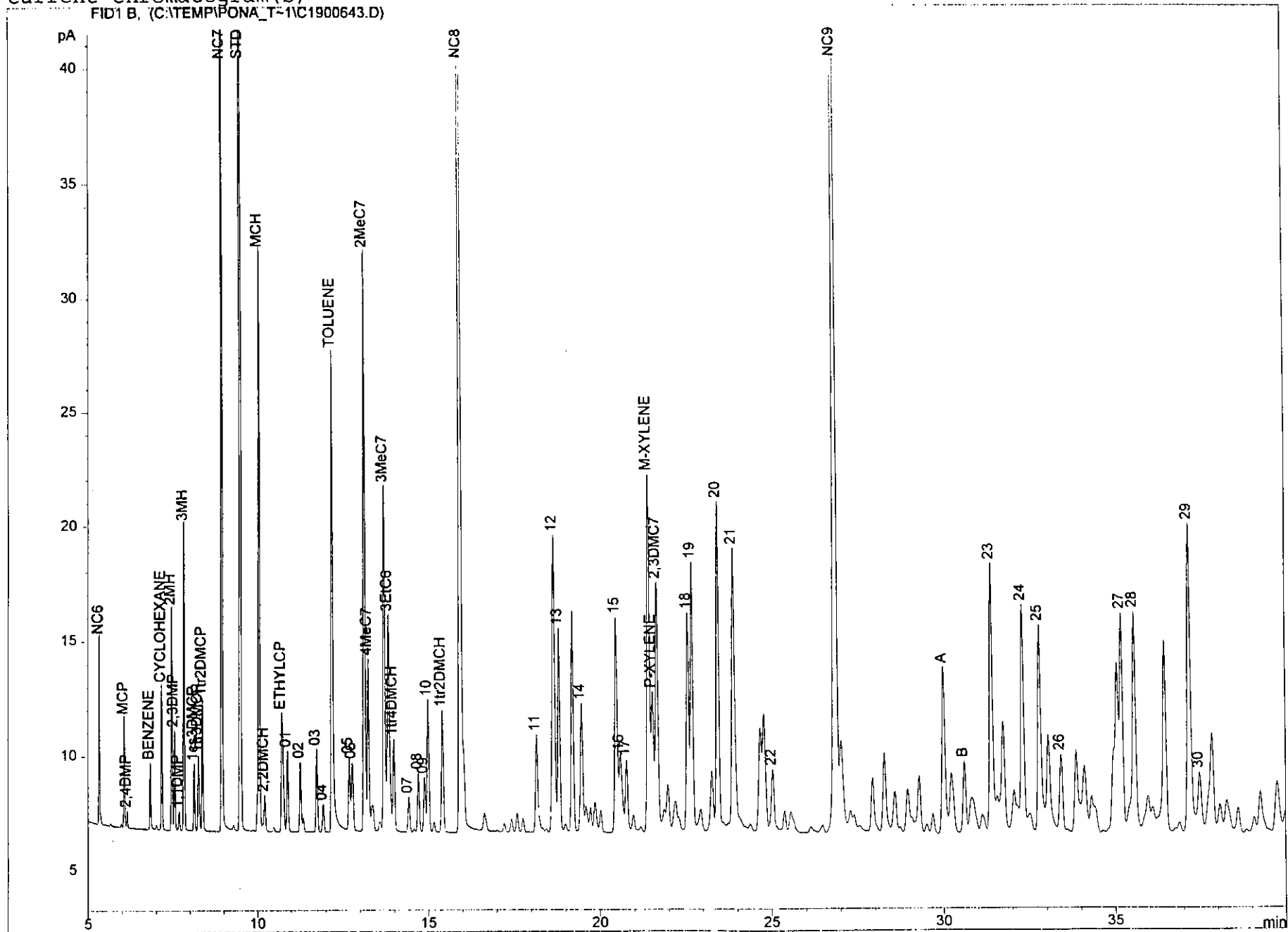
Sequence File   : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method          : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed    : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====
```



*** End of Report ***

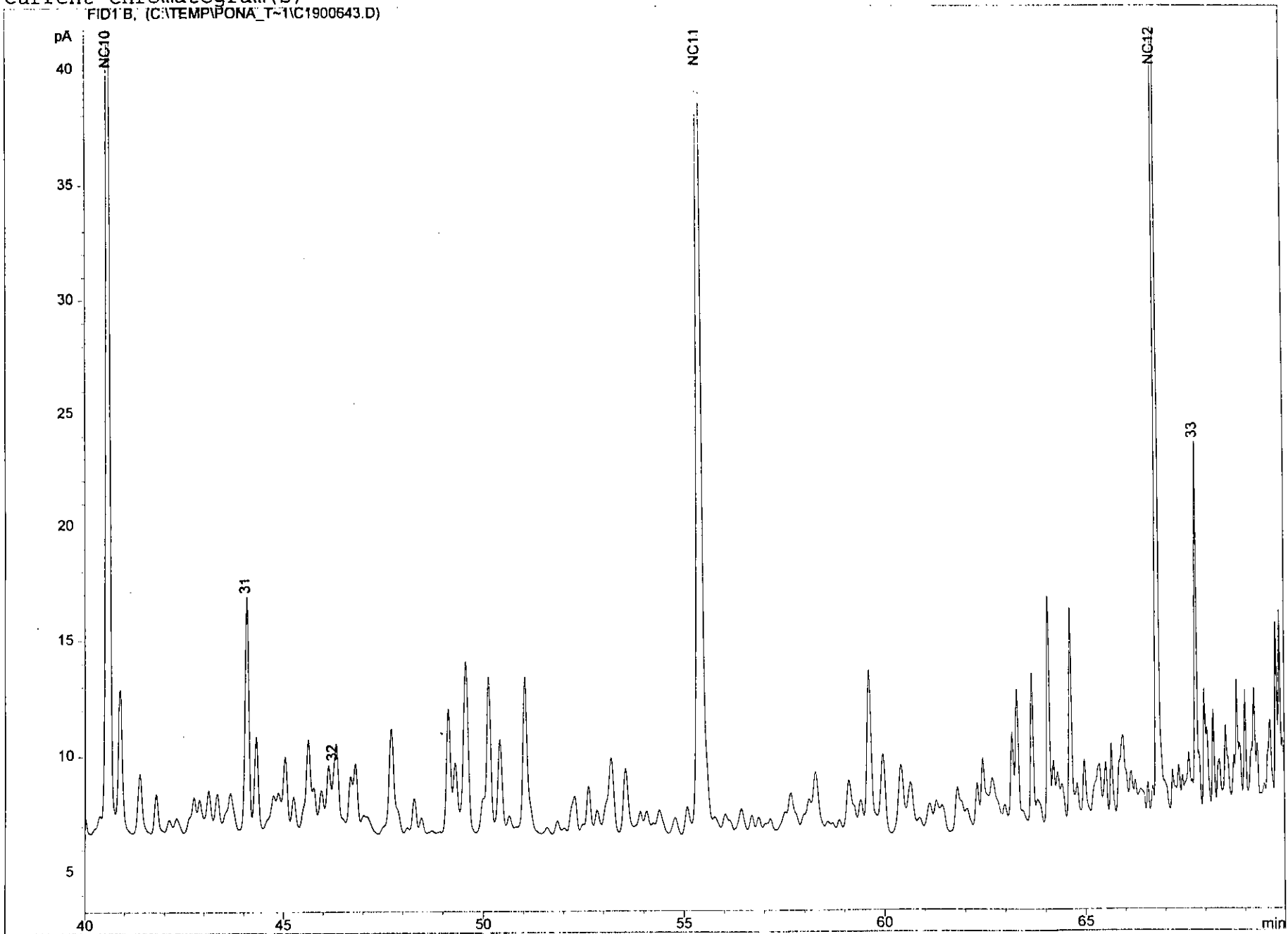
Current Chromatogram(s)

FID1 B, (CATEMPIPONA_T-11C1900643.D)



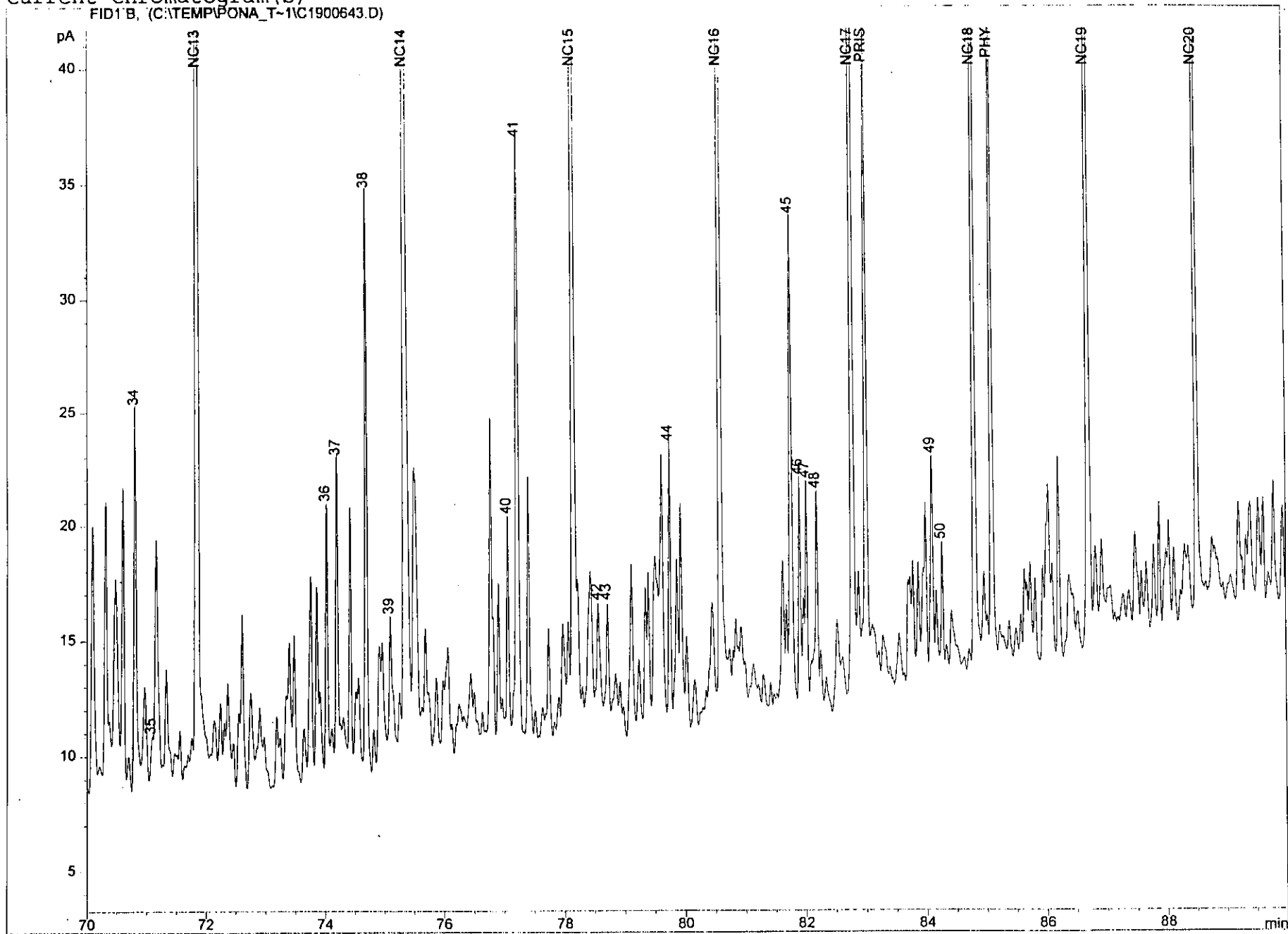
Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1900643.D)



Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1C1900643.D)



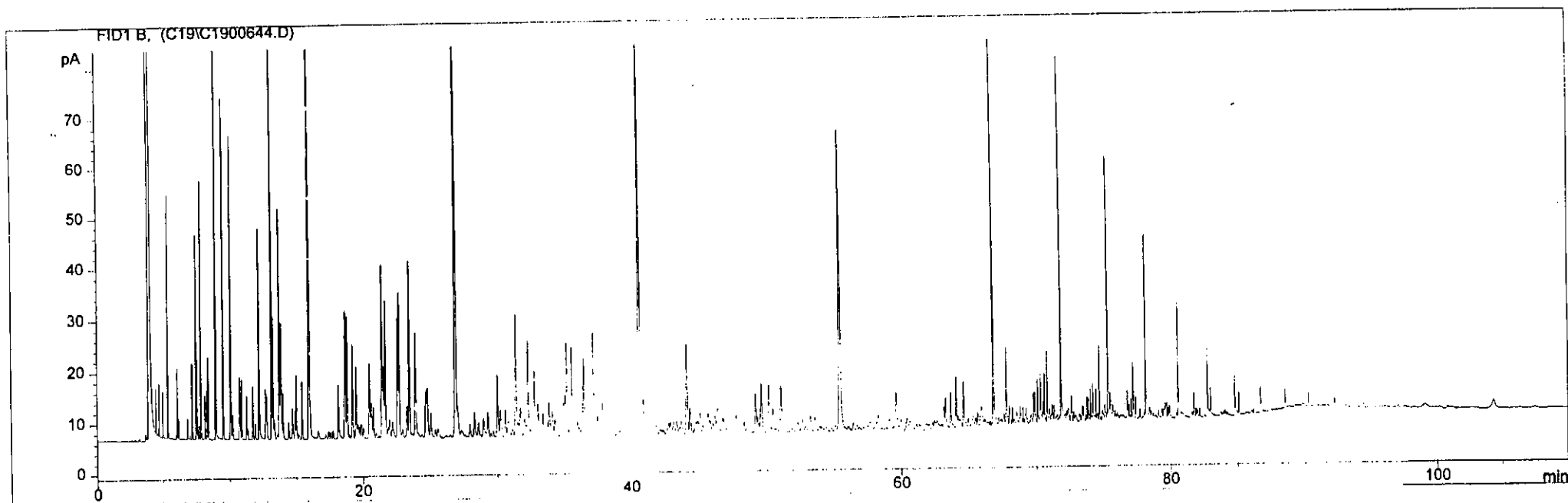
Data File C:\HPCHEM\1\DATA\C19\C1900644.D

NOPR-OIL
XOXITL-20

```
=====
Injection Date   : 7/4/98 2:09:52 AM      Seq. Line :   25
Sample Name     : 9716202-43             Vial      :   25
Acq. Operator   : CAROLINE                Inj       :    1
                                           Inj Volume: 1 µl
=====
```

```
Sequence File   : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method          : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed    : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====
```

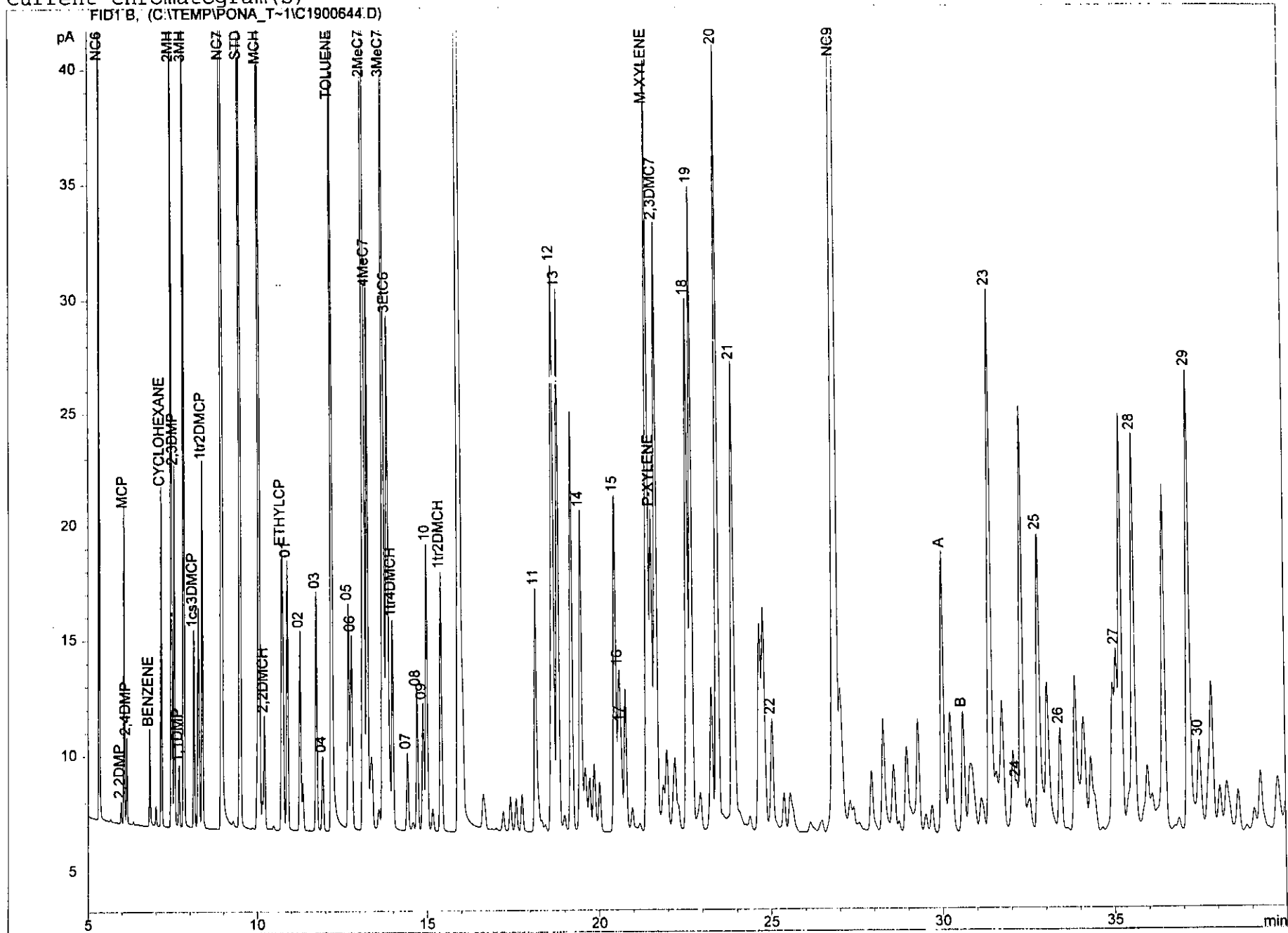
0 30 17



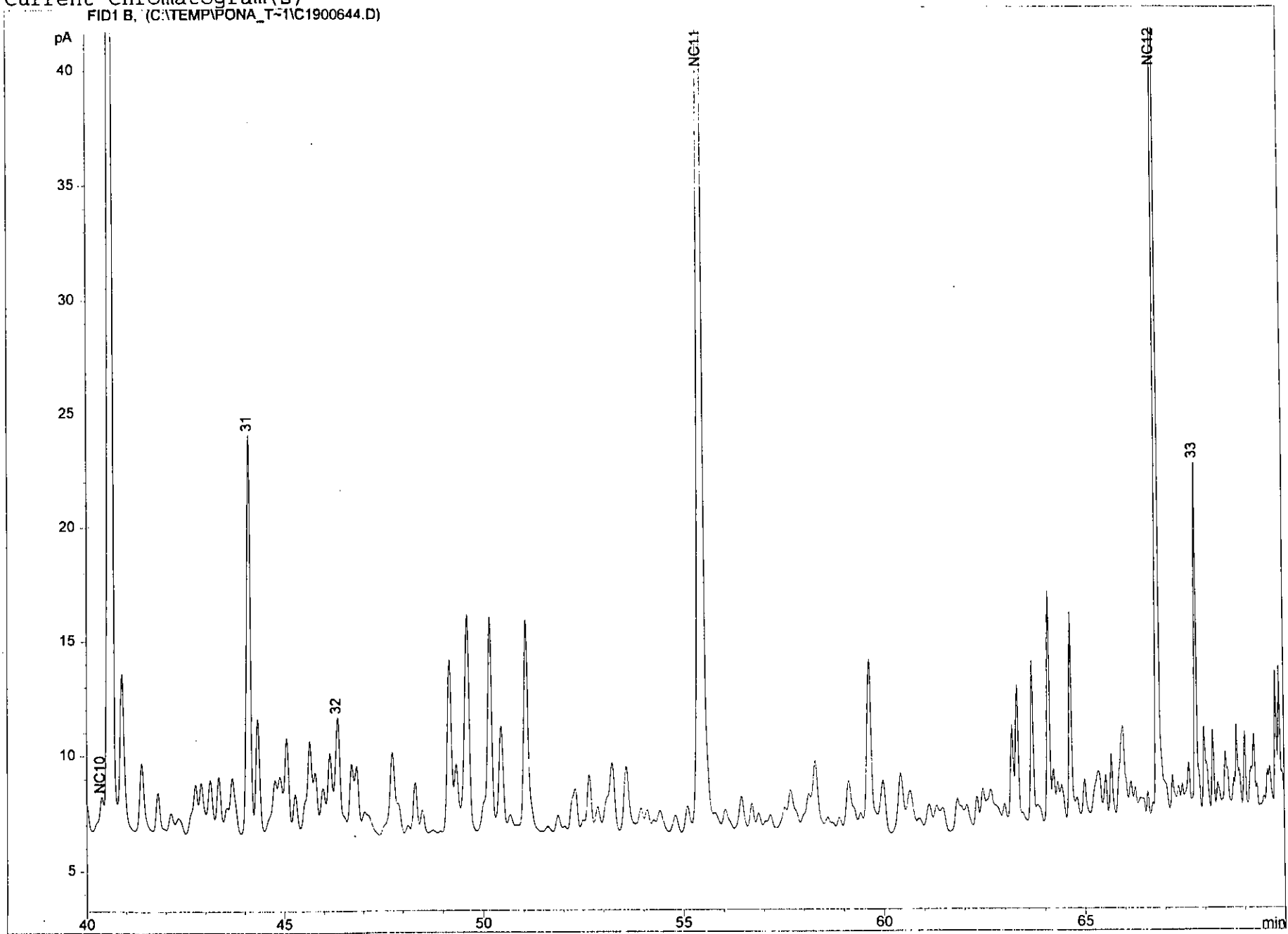
*** End of Report ***

Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1C1900644.D)

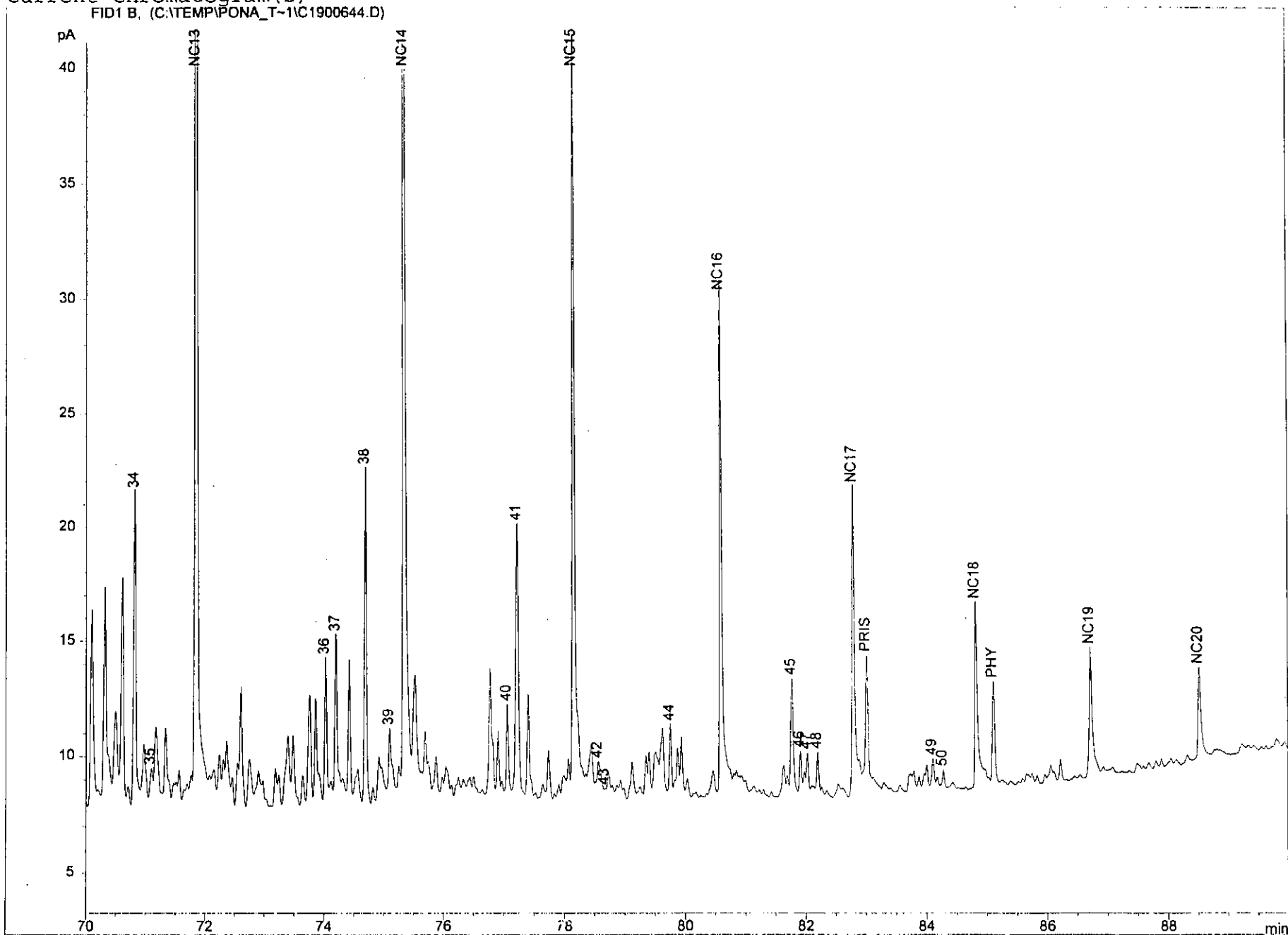


Current Chromatogram(s)
FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1C1900644.D)



Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\IPONA_T~1\1900644.D)



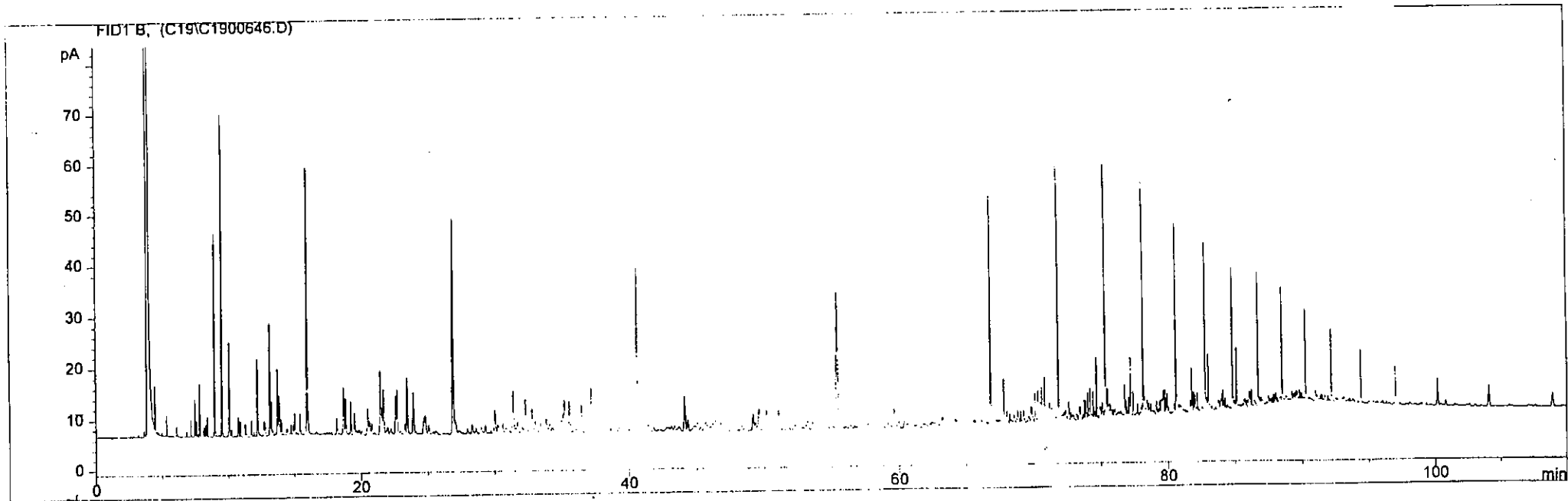
NOPR-OIL
XOXITL-26

```

=====
Injection Date   : 7/4/98 5:31:03 AM           Seq. Line   : 27
Sample Name     : 9716204-52                 Vial        : 27
Acq. Operator   : CAROLINE                   Inj         : 1
                                           Inj Volume  : 1 µl

Sequence File   : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method          : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed    : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====

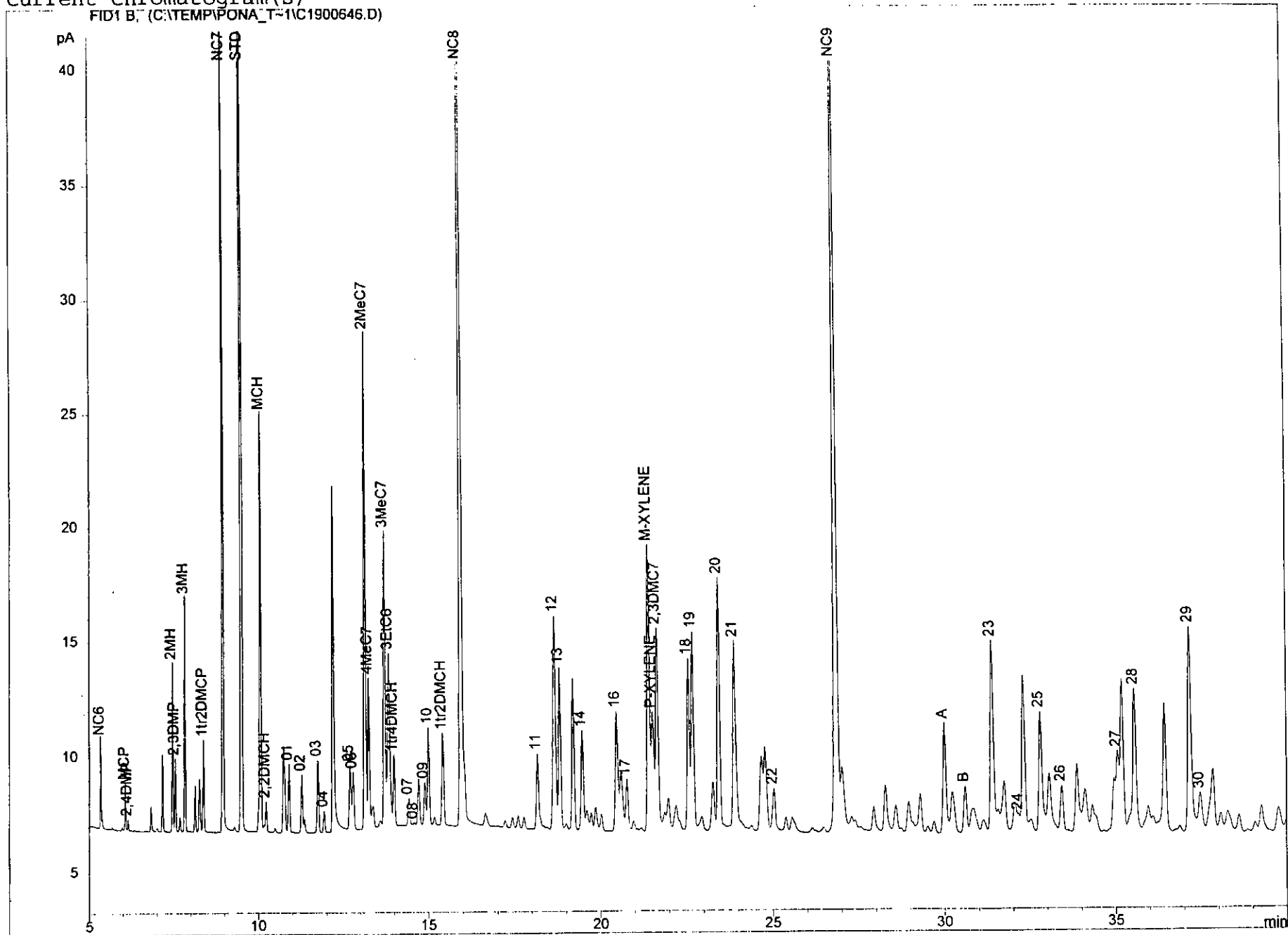
```



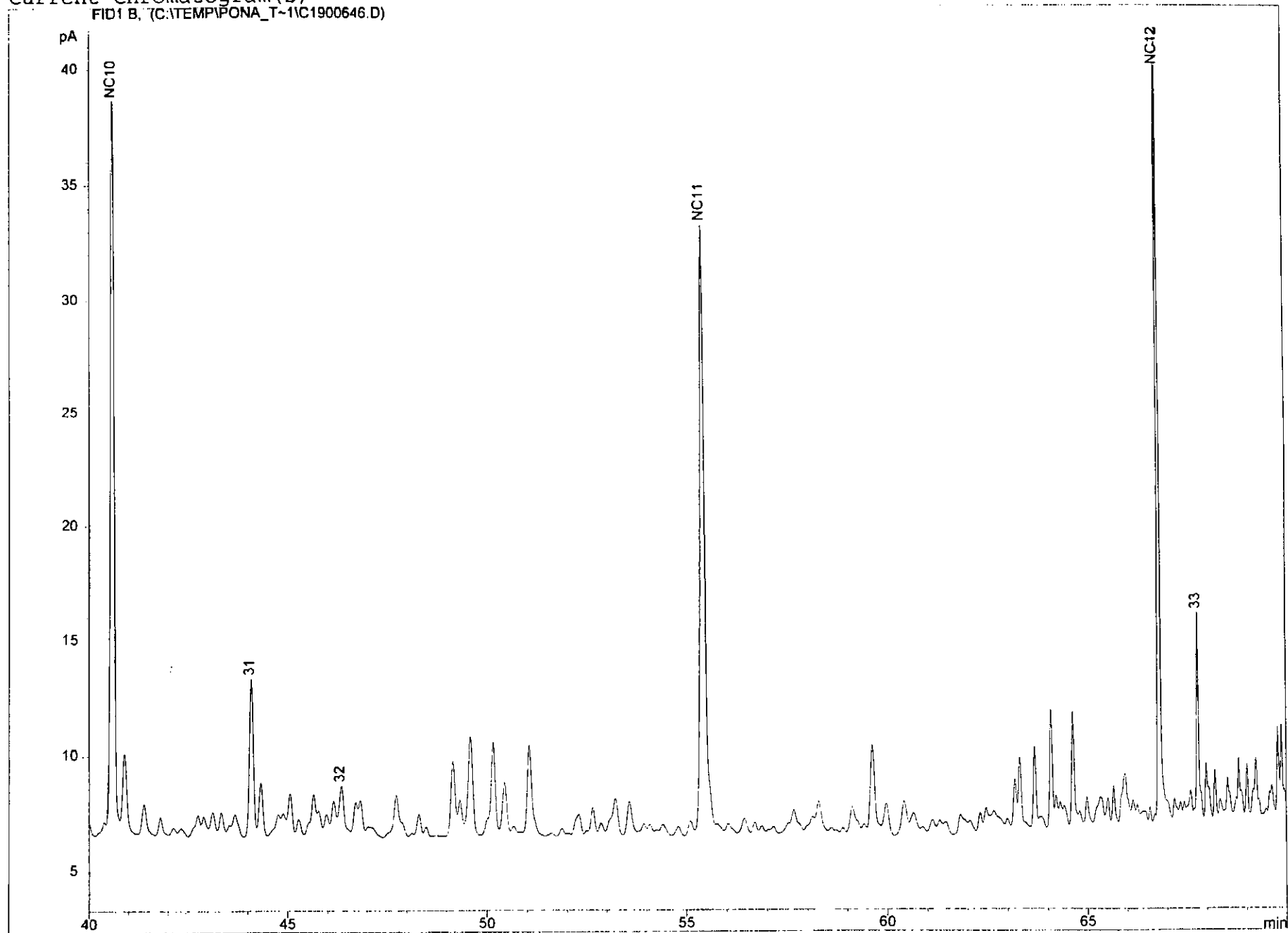
*** End of Report ***

Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1900646.D)

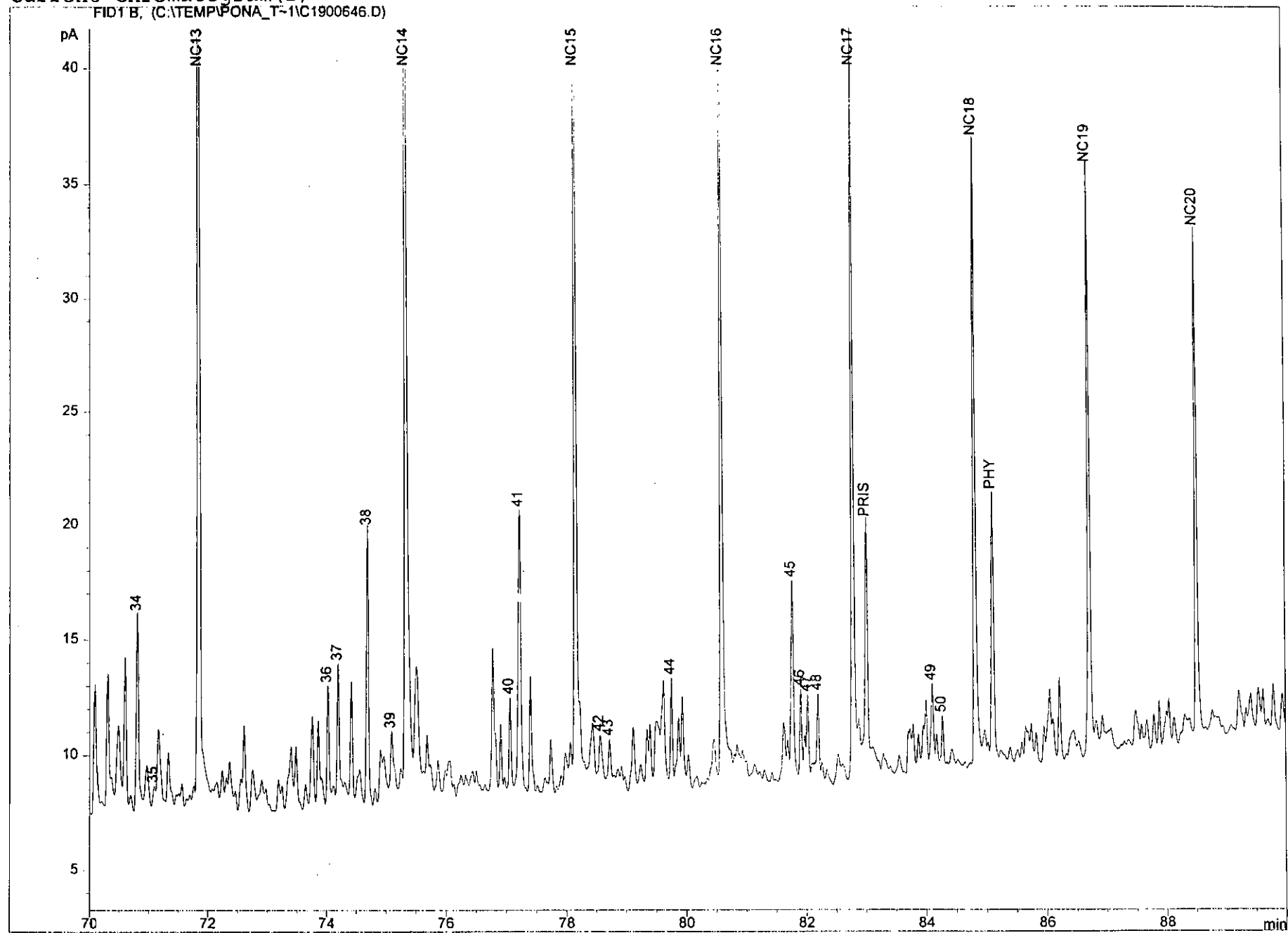


Current Chromatogram(s)
FID1 B, (C:\TEMP\IPONA_T-1\1C1900646.D)



Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\NC1900646.D)



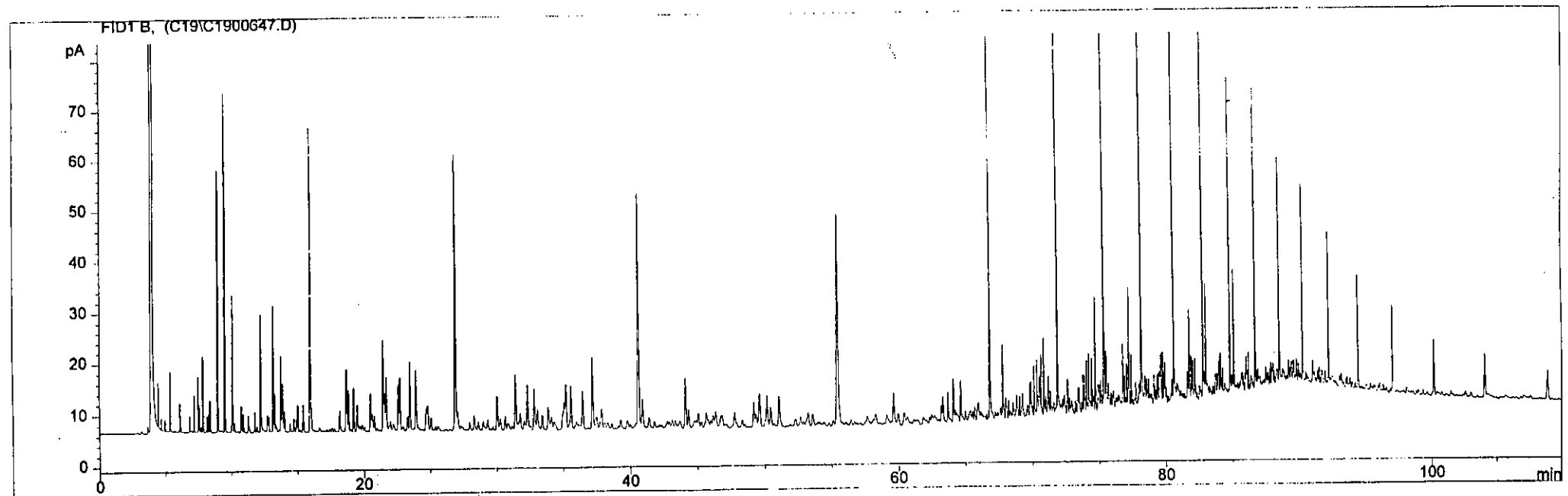
NOPR-OIL
XOXITL-27

```

=====
Injection Date   : 7/4/98 7:49:41 AM           Seq. Line :   28
Sample Name     : 9716205-94                 Vial      :   28
Acq. Operator   : CAROLINE                   Inj       :    1
                                           Inj Volume: 1 µl

Sequence File   : C:\HPCHEM\1\SEQUENCE\PONA_02.S
Method          : C:\HPCHEM\1\METHODS\PONA_LHC.M
Last changed    : 6/25/98 3:27:47 PM by CAROLINE
PONA_IFP. Method for analysis of light hydrocarbons (20/08/97 - CBE)
Split-injection (25:1) in DCM at 40 C; FID detection at 300 C.
Column: 50 m HP-PONA (0.2 mm ID, 0.5 µm film) + retention gap.
Carrier gas: H2 (40 cm/s = 1.3 ml/min), constant flow.
Temperature programme (TRT = 60 min):
40 (1') - 100 C @ 1.0 C/min, 100 - 270 C @ 6.0 C/min, 270 C (15').
=====

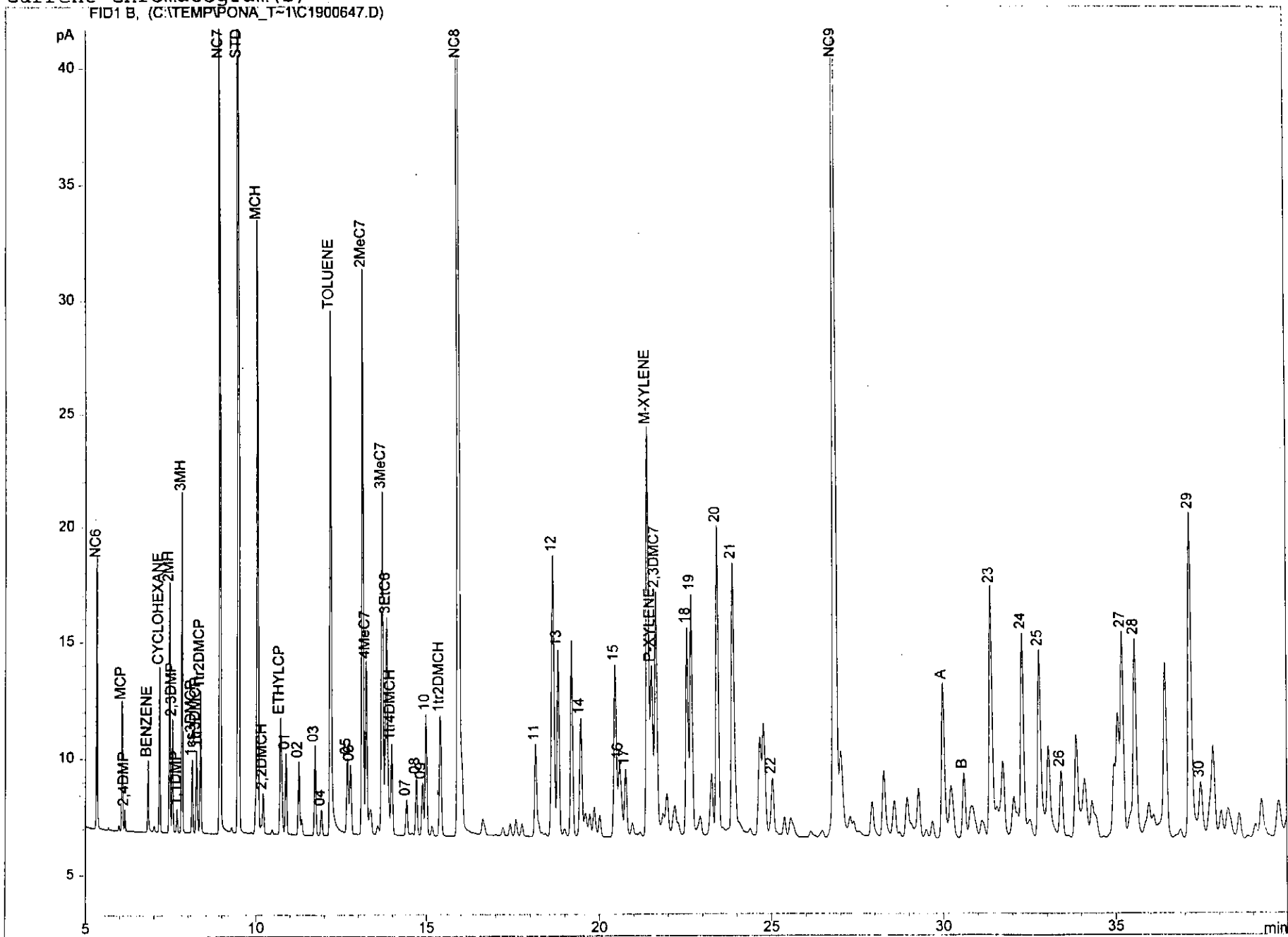
```



*** End of Report ***

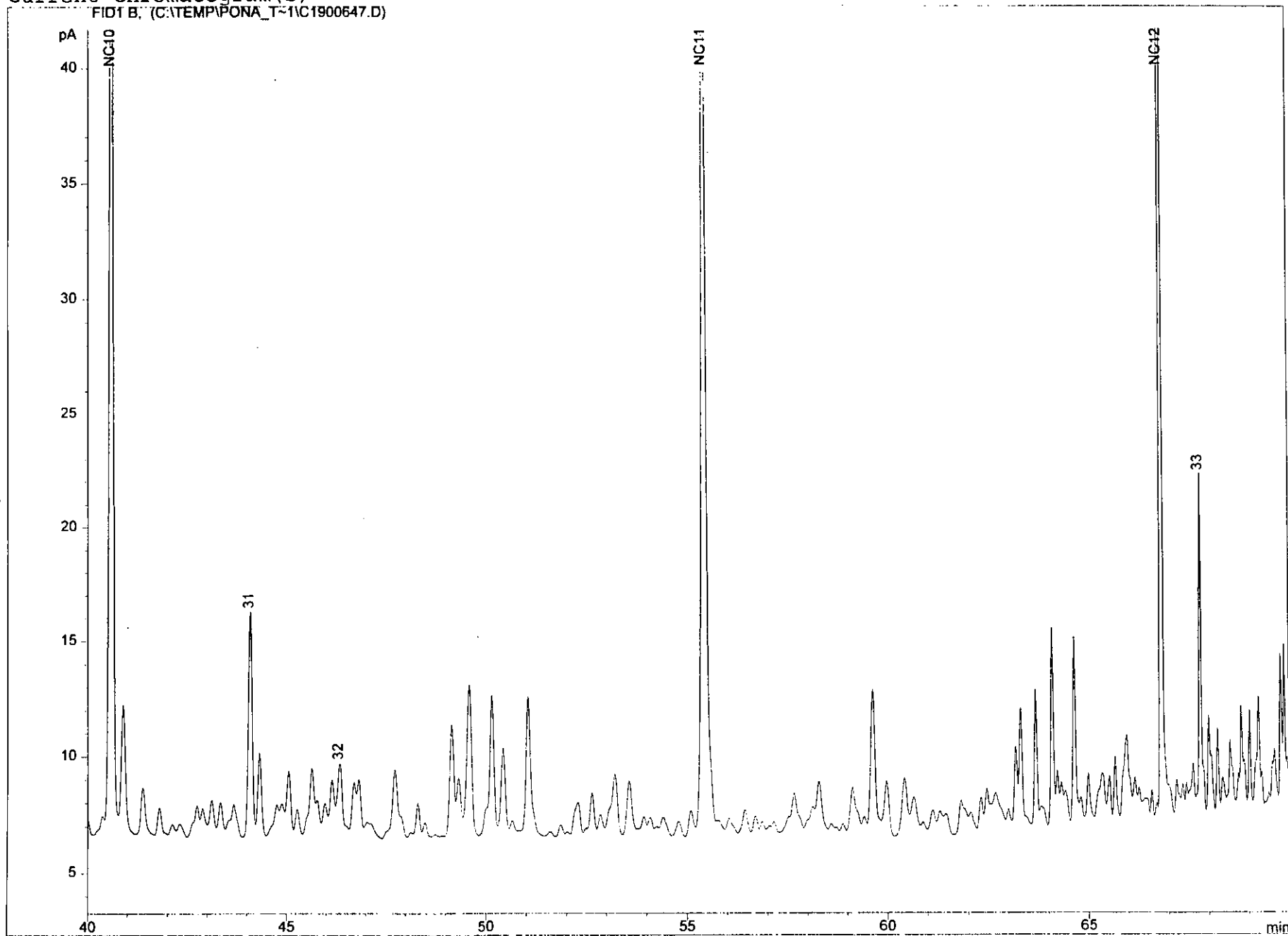
Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1900647.D)



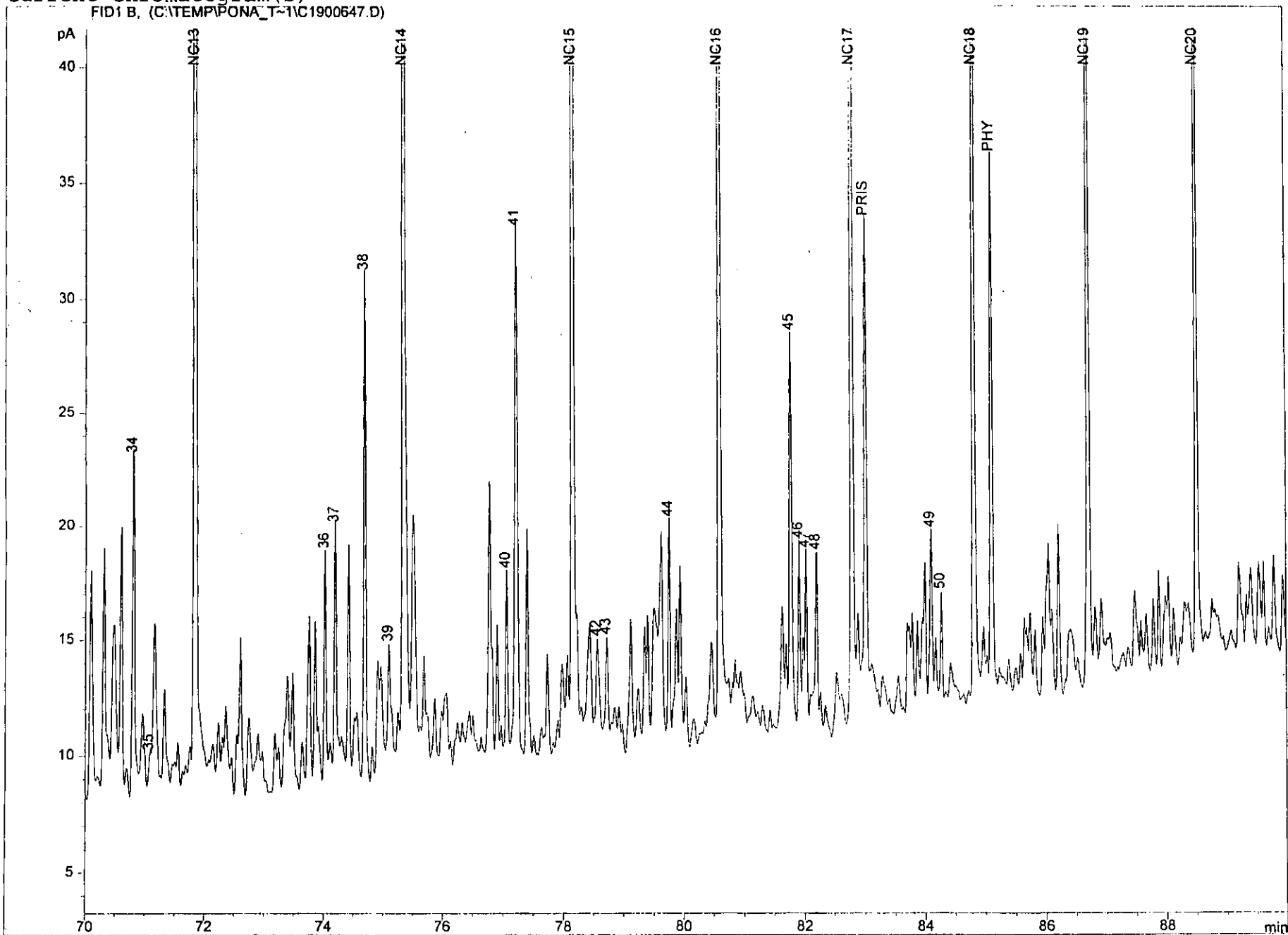
Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T-1\1900647.D)



Current Chromatogram(s)

FID1 B, (C:\TEMP\PONA_T~1\1900647.D)



Anexo 3

**Cromatogramas y fragmentogramas m/z191 y 217
(hidrocarburos saturados)**

pri/fit relação direta entre os isoprenoides C_{19} y C_{20}

DIAS/C27AAA relação entre a soma o $C_{27}(R+S)$ e o $C_{27}(R+S)\alpha\alpha\alpha$ esterano

GAM/H30 relação entre o gamacerano e o $17\alpha(H)$ hopano

H35/H34 relação direta entre os homohopanos C_{34} e C_{35}

H29/H30 relação entre os hopanos C_{29} e C_{30}

TET24/C26TRI relação entre o C_{24} tetracíclico e o C_{26} tricíclico

HOP/STER relação entre a Σ de hopanos pentacíclicos e a Σ dos diasteranos de C_{27} - $C_{29}(\alpha\alpha\alpha$ y $\alpha\beta\beta)$ e esteranos C_{27} - $C_{29}(\alpha\alpha\alpha$ y $\alpha\beta\beta)$

TRIC/HOP relação entre a Σ desde o tricíclico C_{19} ao C_{30} e a Σ de hopanos pentacíclicos

TRI/STER relación entre a Σ de tricíclico C_{19} ao C_{30} e a Σ dos diasteranos de C_{27} - $C_{29}(\alpha\alpha\alpha$ y $\alpha\beta\beta)$ e esteranos C_{27} - $C_{29}(\alpha\alpha\alpha$ y $\alpha\beta\beta)$

Ts/Tm relação direta entre o $18\alpha(H)$ 22,29,30trisorneohopano e o $17\alpha(H)$ 22,29,30trisorhopano

$C_{29}/C_{29}Ts$ es larelacion entre el 17α norhopano (C_{29} hopano) y el norneohopano($C_{29}Ts$)

Triciclicos/ H_{30} hopano esta relacion entre la suma del triciclico TR_{19} y el TR_{35} y la concentracion del C_{30} hopano

20% $S/(S+R)$ esta razon ralaciona los iomeros S y R del $C_{29}\alpha\alpha\alpha$ esterano

$C_{29}\alpha\beta\beta/C_{29}$ relacion entre el los isomeros $\alpha\beta\beta$ y $\alpha\alpha\alpha$ a traves de la formula $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$

$Ts/(Tm+Ts)$ relacion directa entre el $18\alpha(H)$ 22,29,30trisorneohopano y el $17\alpha(H)$ 22,29,30trisorhopano

pristano/n- C_{17} relacion entre el isoprenoide C_{19} y la normal parafina n- C_{17}

fitano/n- C_{18} relacion entre el isoprenoide C_{20} y la normal parafina n- C_{18}

%Ro equiv. Determinado por la relación $((s/r)/2)+0.35$, donde R y S son los isómeros del $C_{29}\alpha\alpha\alpha$ esterano

Cromatogramas

Parafinas normales

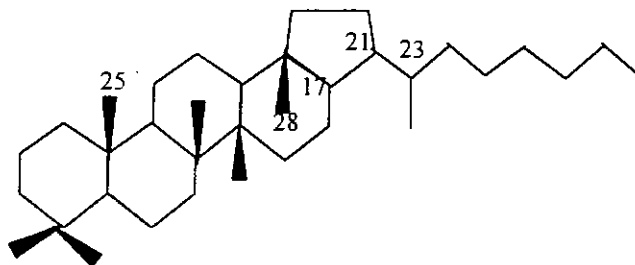
NC8, 9, ..., *n*-parafinas lineares (*n*-alcanos)
 PR- 2, 6, 10, 14- tetrametilpentadecano (pristano)
 Peso Molecular: 268
 PH- 2, 6, 10, 14- tetrametilhexadecano (fitano)
 Peso Molecular: 282

Fórmula
 Molecular
 C_nH_{n+2}
 $C_{19}H_{40}$
 $C_{20}H_{42}$

fragmentogramas m/z 191 (Saturados)

Triterpanos

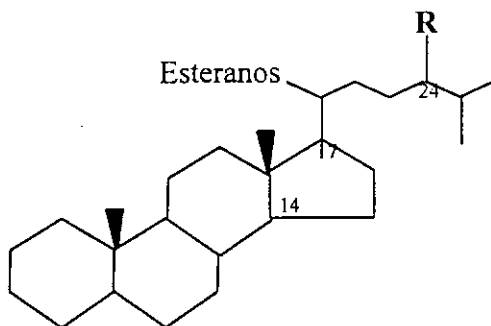
			Fórmula Molecular	Peso Mol.
TR19	-	C_{19} terpano tricíclico	$C_{19}H_{34}$	262
TR20	-	C_{20} terpano tricíclico	$C_{20}H_{36}$	276
TR21	-	C_{21} terpano tricíclico	$C_{21}H_{38}$	290
TR23	-	C_{23} terpano tricíclico	$C_{23}H_{42}$	318
TR24	-	C_{24} terpano tricíclico	$C_{24}H_{44}$	332
TR25	-	C_{25} terpano tricíclico	$C_{25}H_{46}$	346
TR26	-	C_{26} terpano tricíclico (S/R)	$C_{26}H_{48}$	360
TETR24	-	C_{24} (Des - E) terpano tetracíclico	$C_{24}H_{42}$	330
TR28	-	C_{28} terpano tetracíclico (S/R)	$C_{28}H_{52}$	388
TR29	-	C_{29} terpano tetracíclico (S/R)	$C_{29}H_{54}$	402
TS		18α (H), 22, 29, 30 - trisnorhopano (Ts)	$C_{27}H_{46}$	370
TR30	-	C_{30} terpano tricíclico (S/R)	$C_{30}H_{56}$	416
TM		17α (H), 22, 29, 30 - trisnorhopano (Tm)	$C_{27}H_{46}$	370
TR31	-	C_{31} terpano tricíclico (S/R)	$C_{31}H_{58}$	430
H29	-	17α (H), 21β (H), 30 - norhopano	$C_{29}H_{50}$	398
M29	-	17β (H), 21α (H), 30 - norhopano	$C_{30}H_{52}$	398
H30	-	17α (H), 21β (H) - hopano	$C_{33}H_{52}$	412
TR	-	C_{33} terpano tricíclico (S/R)	$C_{33}H_{62}$	458
M30	-	17β (H), 21α (H) - hopano	$C_{30}H_{52}$	412
TR	-	C_{34} terpano tricíclico (S/R)	$C_{34}H_{64}$	472
H31	-	17α (H), 21β (H) - homohopano (22S + 22R)	$C_{31}H_{54}$	426
H32	-	17α (H), 21β (H) - bishomohopano (22S + 22R)	$C_{32}H_{56}$	440
H33	-	17α (H), 21β (H) - trishomohopano (22S + 22R)	$C_{33}H_{58}$	454
H34	-	17α (H), 21β (H) - tetrakishomopano (22S + 22R)	$C_{34}H_{60}$	468
H35	-	17α (H), 21β (H) - pentakishomopano (22S + 22R)	$C_{35}H_{62}$	482



fragmentogramas m/z 217 (Saturados)

Esteranos

		Fórmula Molecular
S21-	5 α (H), 14 β (H) + 5 α (H), 14 α (H), 17 α (H) – pregnano Peso Molecular 288	C ₂₁ H ₃₆
S22-	5 α (H), 14 β (H), 17 β (H) + 5 α (H), 14 α (H), 17 α (H) – homopregano Peso Molecular 302	C ₂₂ H ₃₈
DIA27S-	13 β (H), 17 α (H) – dia colestano (20S) Peso Molecular 372	C ₂₇ H ₄₈
DIA27R-	13 β (H), 17 α (H), – dia colestano (20R) Peso Molecular 372	C ₂₇ H ₄₈
C27S-	5 α (H), 14 α (H), 17 α (H) – colestano (20S) Peso Molecular 372	C ₂₇ H ₄₈
BBR/S-D29S-	5 α (H), 14 β (H), 17 β (H) – colestano (20R+20S) Peso Molecular 372	C ₂₇ H ₄₈
C27R-	5 α (H), 14 α (H), 17 α (H) – colestano (20R) Peso Molecular 372	C ₂₇ H ₄₈
C28S -	5 α (H), 14 α (H), 17 α (H), 24 – metil- colestano (20S) Peso Molecular 386	C ₂₈ H ₅₀
C28BBR/S -	5 α (H), 14 β (H), 17 β (H), 24 – metil- colestano (20R+20S) Peso Molecular 386	C ₂₈ H ₅₀
C28R-	5 α (H), 14 α (H), 17 α (H), 24 – metil- colestano (20R) Peso Molecular 386	C ₂₈ H ₅₀
C29S -	5 α (H), 14 α (H), 17 α (H), 24 – etil- colestano (20S) Peso Molecular 400	C ₂₉ H ₅₂
C29BBS/R	5 α (H), 14 β (H), 17 β (H), 24 – etil- colestano (20R+20S) Peso Molecular 400	C ₂₉ H ₅₂
C29R-	5 α (H), 14 α (H), 17 α (H), 24 – etil- colestano (20R) Peso Molecular 400	C ₂₉ H ₅₂



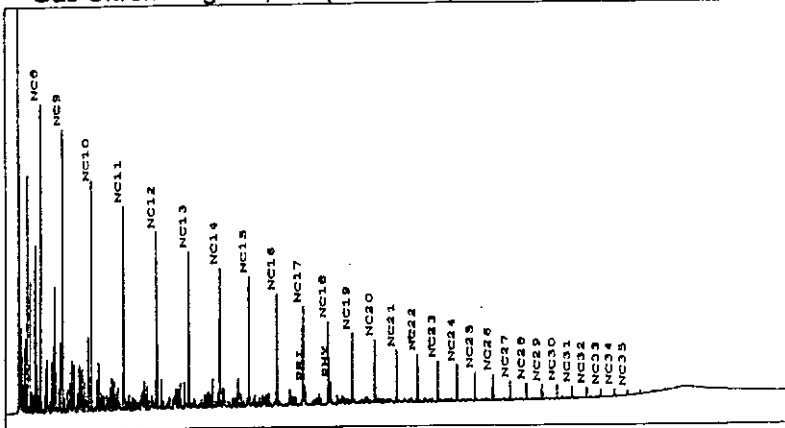
Geochemical Analysis Summary

Country: MEX
 Basin:
 Formation:

Field:
 Well: XOCHITL 27
 Location:

Sample ID: 9716205
 Depth: 0 - 3430(M)

Gas Chromatogram, FID(Whole Oil)



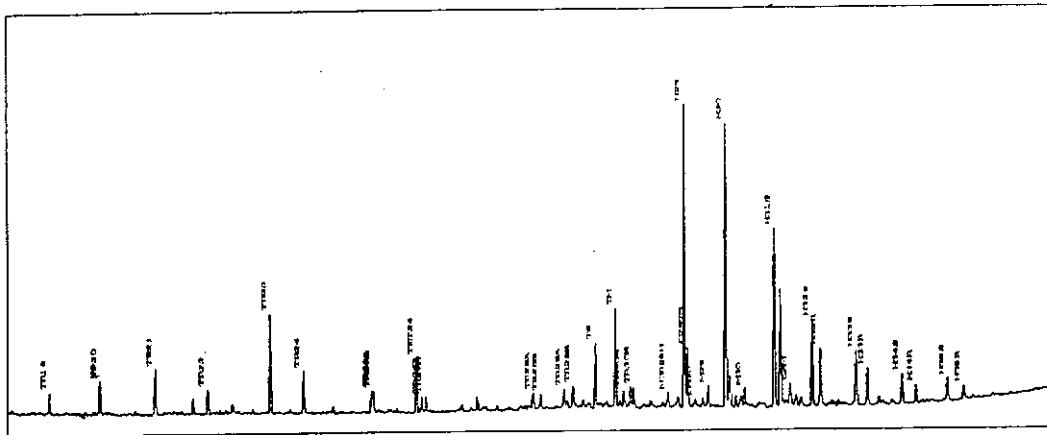
GC Parameters

Pri/Phy:	0.77
Pri/nC17:	0.33
Phy/nC18	0.50
CPI-1:	0.95
17/17+27:	0.83

Bulk Parameters

API Gravity:	
% Sulfur:	
Nickel(ppm):	
Vanadium(ppm):	
delC13 Crude:	-27.4
delC13 Saturates:	
delC13 Aromatics:	
% Saturates:	51.7
% Aromatics:	24.4
% NSO + Asph:	23.8

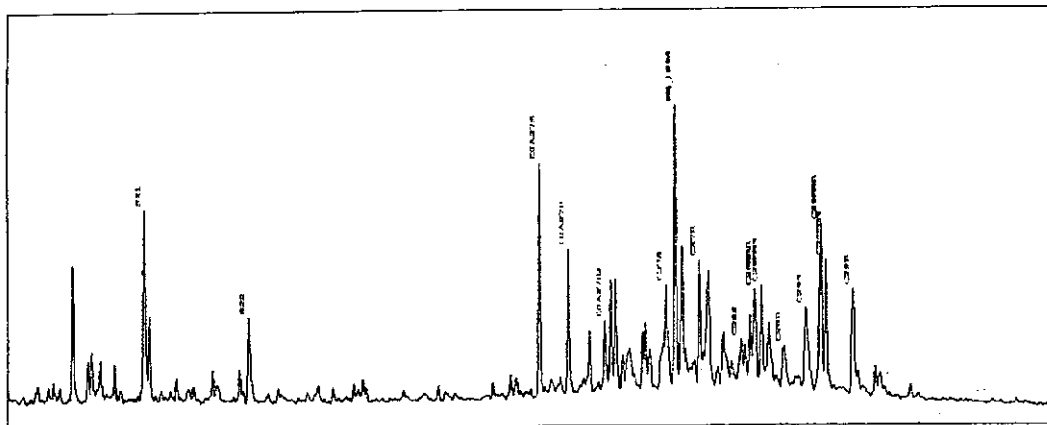
Mass Chromatogram, m/z 191(Saturates)



Terpane & Sterane Ratios

Hopaness/Steranes:	1.94
Tricyclics/Hopaness:	0.31
Total Hopaness(ppm):	1720.3
Ts/Ts+Tm:	0.40
Nomeo/H29:	0.19
H28/H30:	
H29/H30:	1.07
OL/H30:	
GAM/H30:	0.07
H35/H34:	0.74
TET/26Tri:	1.84
21/23Tri:	0.46
26/25Tri:	0.70
Total Steranes(ppm):	983.2
20S/20S+20R St:	0.43
abb/abb+aaa C29St:	0.62
% 27 Steranes:	36.41
% 28 Steranes:	24.70
% 29 Steranes:	38.89
Dia/Reg Cholestanes:	1.70

Mass Chromatogram, m/z 217(Saturates)





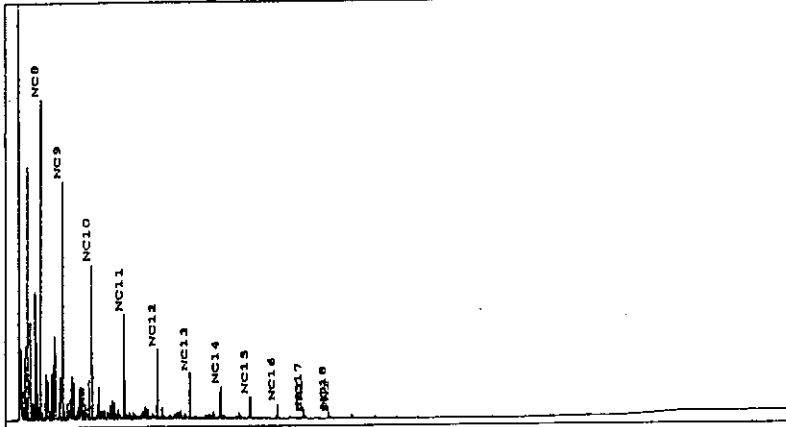
Geochemical Analysis Summary

Country: MEX
Basin:
Formation:

Field:
Well: XOCHITL 20
Location:

Sample ID: 9716202
Depth: 3400 - 3430(M)

Gas Chromatogram, FID(Whole Oil)



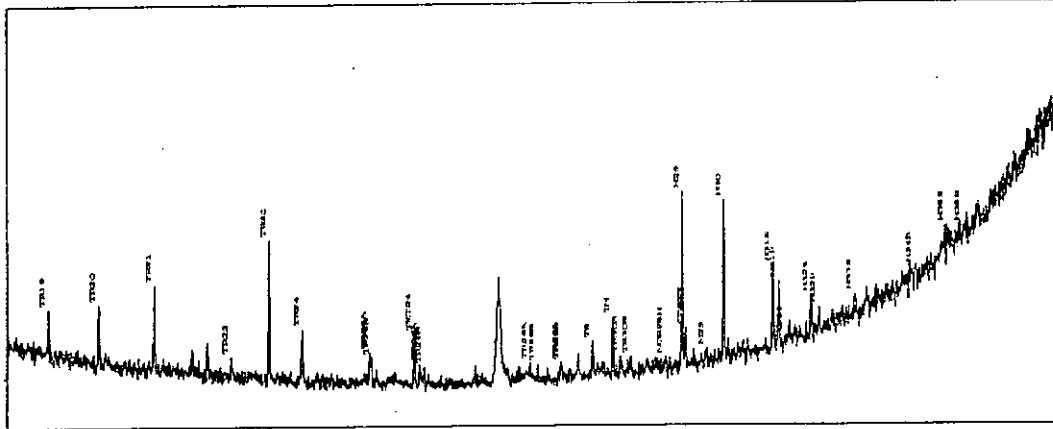
GC Parameters

Pri/Phy:	1.17
Pri/nC17:	0.31
Phy/nC18	0.43
CPI-1:	
17/17+27:	1.00

Bulk Parameters

API Gravity:	
% Sulfur:	
Nickel(ppm):	
Vanadium(ppm):	
delC13 Crude:	-27.6
delC13 Saturates:	
delC13 Aromatics:	
% Saturates:	47.8
% Aromatics:	33.3
% NSO + Asph:	18.9

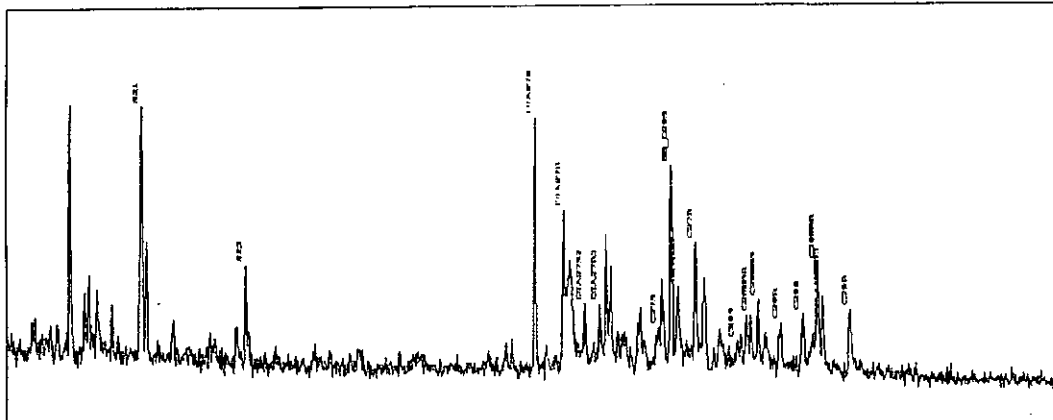
Mass Chromatogram, m/z 191(Saturates)



Terpane & Sterane Ratios

Hopanes/Steranes:	1.15
Tricyclics/Hopanes:	0.80
Total Hopanes(ppm):	108.4
Ts/Ts+Tm:	0.37
Nomeo/H29:	0.24
H28/H30:	
H29/H30:	1.08
OL/H30:	
GAM/H30:	0.12
H35/H34:	2.40
TET/26Tri:	1.04
21/23Tri:	0.61
26/25Tri:	0.87
Total Steranes(ppm):	102.2
20S/20S+20R St:	0.49
abb/abb+aaa C29St:	0.59
% 27 Steranes:	39.09
% 28 Steranes:	26.56
% 29 Steranes:	34.35
Dia/Reg Cholestanes:	2.55

Mass Chromatogram, m/z 217(Saturates)





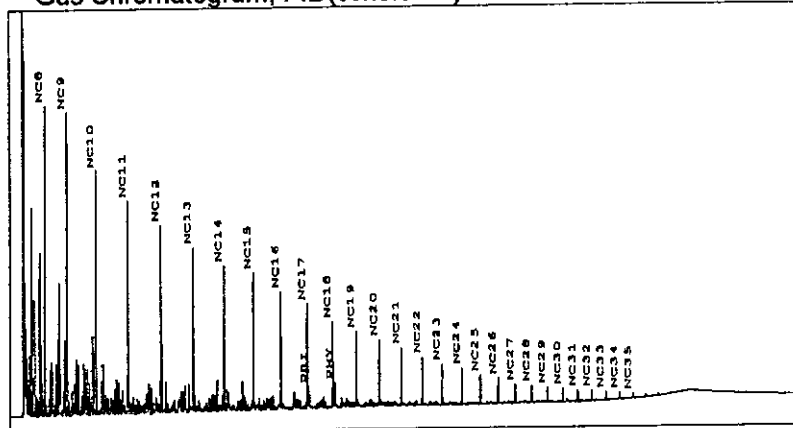
Geochemical Analysis Summary

Country: MEX
Basin:
Formation:

Field: XOCHITL 23
Well:
Location:

Sample ID: 9716203
Depth: 0 - 3430(M)

Gas Chromatogram, FID(Whole Oil)



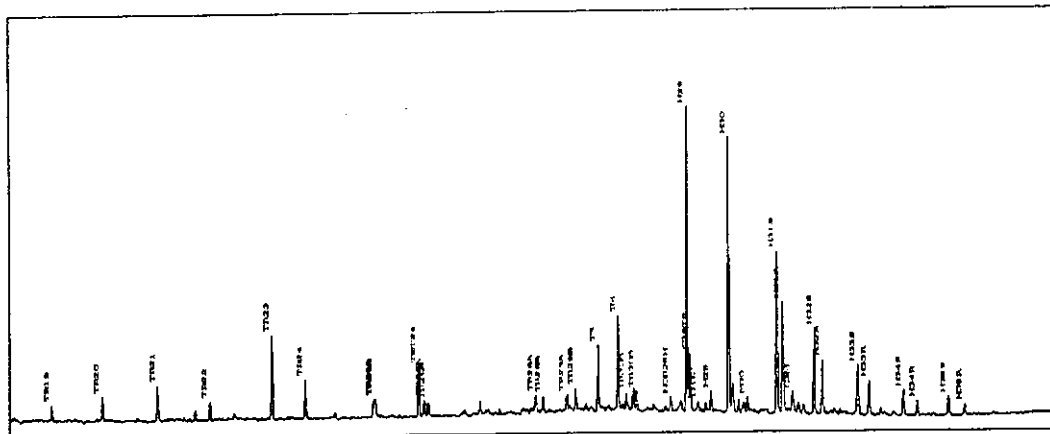
GC Parameters

Pri/Phy: 0.77
Pri/nC17: 0.33
Phy/nC18: 0.50
CPI-1: 0.97
17/17+27: 0.84

Bulk Parameters

API Gravity:
% Sulfur:
Nickel(ppm):
Vanadium(ppm):
delC13 Crude: -27.6
delC13 Saturates:
delC13 Aromatics:
% Saturates: 54.8
% Aromatics: 27.1
% NSO + Asph: 18.1

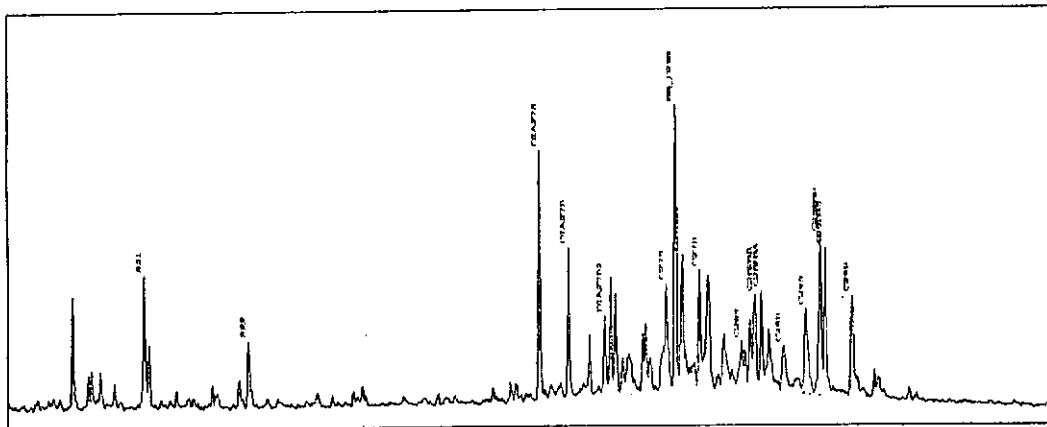
Mass Chromatogram, m/z 191(Saturates)



Terpane & Sterane Ratios

Hopanes/Steranes: 1.42
Tricyclics/Hopanes: 0.28
Total Hopanes(ppm): 1429.6
Ts/Ts+Tm: 0.42
Nomeo/H29: 0.19
H28/H30:
H29/H30: 1.11
OL/H30:
GAM/H30: 0.09
H35/H34: 0.74
TET/26Tri: 1.65
21/23Tri: 0.41
26/25Tri: 0.83
Total Steranes(ppm): 1172.3
20S/20S+20R St: 0.46
abb/abb+aaa C29St: 0.62
% 27 Steranes: 37.43
% 28 Steranes: 24.54
% 29 Steranes: 38.03
Dia/Reg Cholestanes: 1.65

Mass Chromatogram, m/z 217(Saturates)





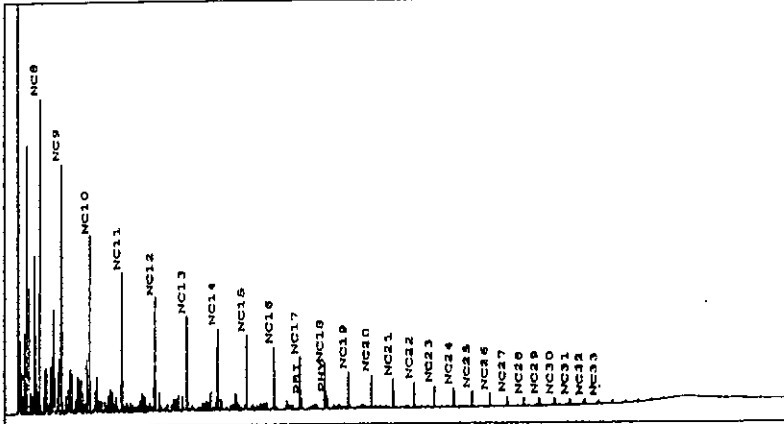
Geochemical Analysis Summary

Country: MEX
Basin:
Formation:

Field:
Well: XOCHITL 26
Location:

Sample ID: 9716204
Depth: 0 - 3430(M)

Gas Chromatogram, FID(Whole Oil)



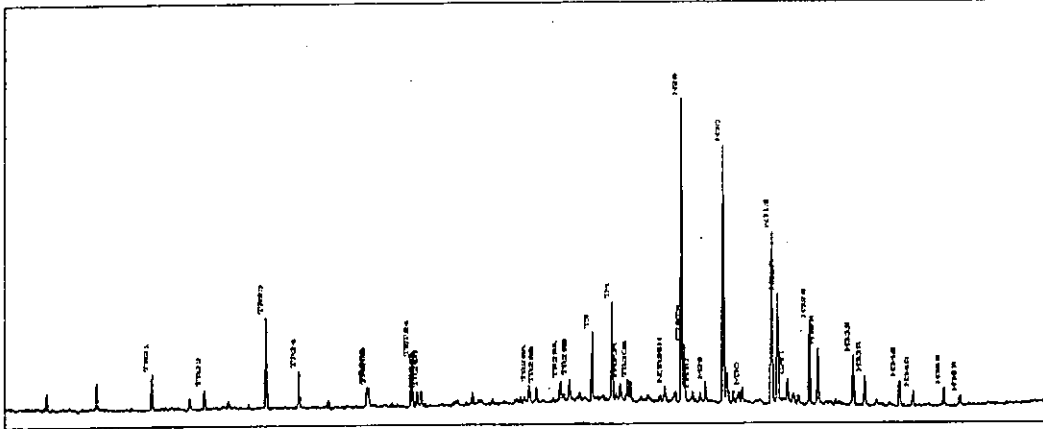
GC Parameters

Pri/Phy:	0.94
Pri/nC17:	0.32
Phy/nC18:	0.43
CPI-1:	0.96
17/17+27:	0.84

Bulk Parameters

API Gravity:	
% Sulfur:	
Nickel(ppm):	
Vanadium(ppm):	
delC13 Crude:	-27.6
delC13 Saturates:	
delC13 Aromatics:	
% Saturates:	55.4
% Aromatics:	25.9
% NSO + Asph:	18.7

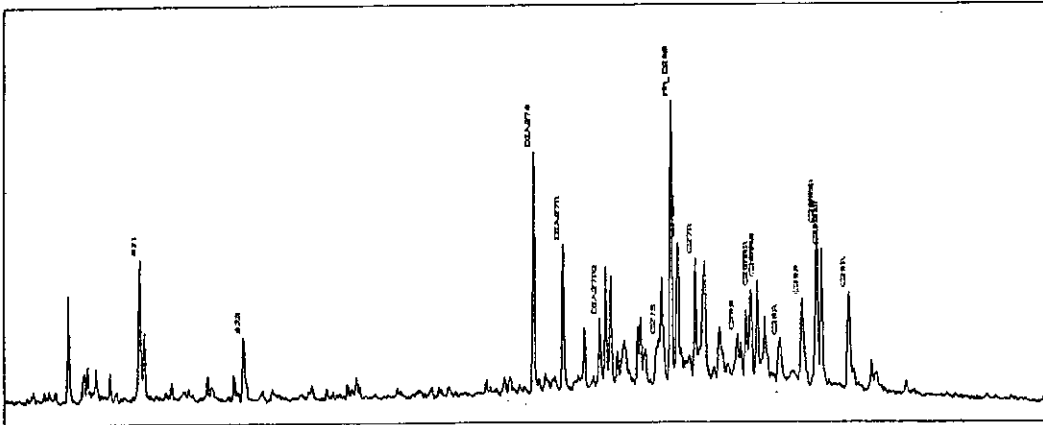
Mass Chromatogram, m/z 191(Saturates)



Terpane & Sterane Ratios

Hopanes/Steranes:	1.40
Tricyclics/Hopanes:	0.27
Total Hopanes(ppm):	974.2
Ts/Ts+Tm:	0.42
Nomeo/H29:	0.19
H28/H30:	
H29/H30:	1.18
OL/H30:	
GAM/H30:	0.09
H35/H34:	0.68
TET/26Tri:	1.49
21/23Tri:	0.38
26/25Tri:	0.84
Total Steranes(ppm):	846.6
20S/20S+20R St:	0.48
abb/abb+aaa C29St:	0.61
% 27 Steranes:	38.24
% 28 Steranes:	24.98
% 29 Steranes:	36.78
Dia/Reg Cholestanes:	2.06

Mass Chromatogram, m/z 217(Saturates)





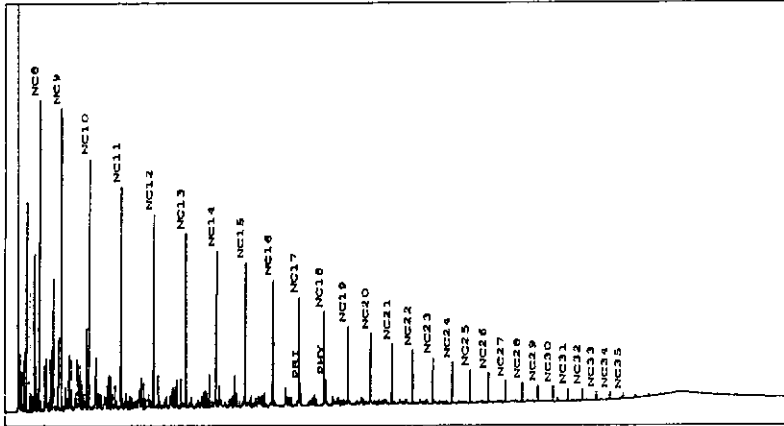
Geochemical Analysis Summary

Country: MEX
Basin:
Formation:

Field:
Well Name XOCHITL 06
Location:

Sample: 971619486
Depth: 4100 - 4120(M)

Whole Oil GC (ratios based on heights)



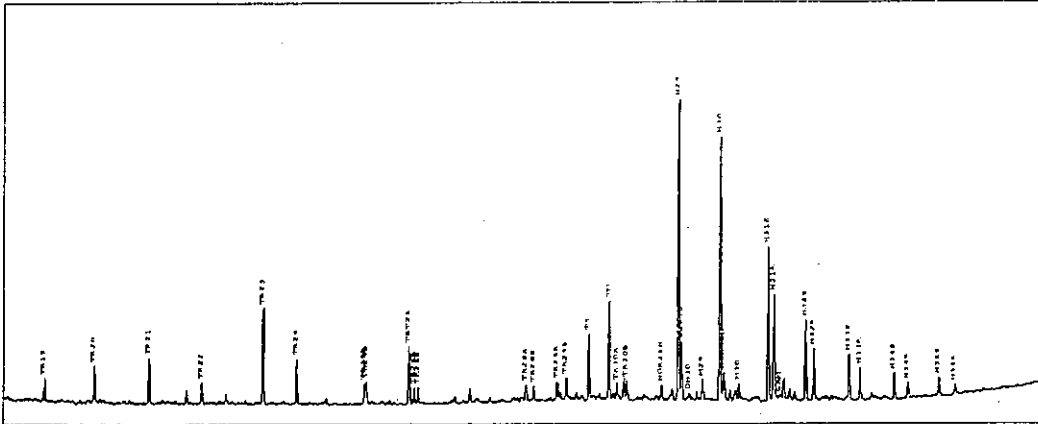
GC Parameters

Pristane/Phytane: 0.86
Pri/nC17: 0.21
Phy/NC18: 0.28
CPI-1: 0.94
17/17+C27: 0.83

Bulk Parameters

API Gravity:
% Sulfur:
Nickel:
Vanadium:
delC13 Whole Oil: -27.82
delC13 Saturates:
delC13 Aromatics:
% Saturates:
% Aromatics:
% NONHCPC:

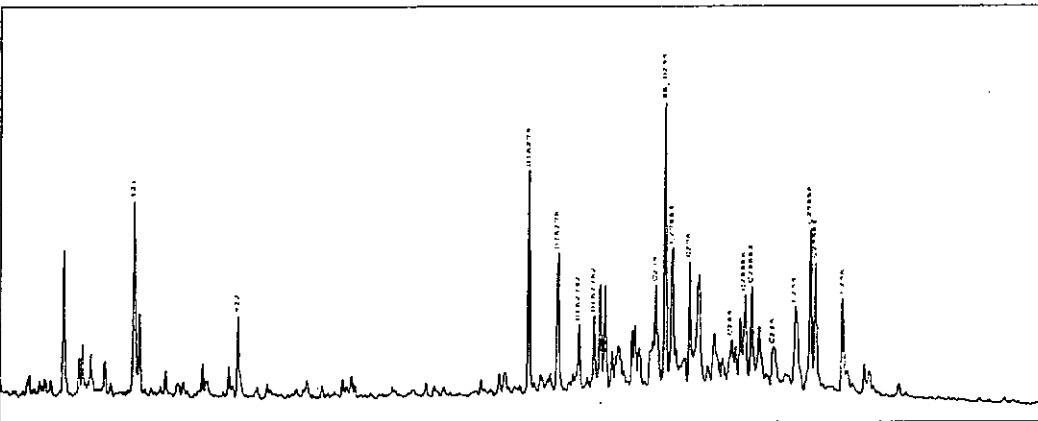
Mass Chromatogram m/z 191



Terpane & Sterane Ratios

Hopanes/Steranes: 1.66
Tricyclics/Hopanes: 0.34
Total Hopanes(ppm): 1314.02
Ts/Ts+Tm: 0.41
Nomeo/H29: 0.19
H28/H29:
H29/H30: 1.14
OL/H30:
GAM/H30: 0.02
H35/H34: 0.68
TET/26Tri: 1.76
21/23Tri: 0.48
26/25Tri: 0.77
Total Steranes(ppm): 746.60
20S/20S+20R St: 0.48
abb/abb+aaa: 0.62
% 27 Steranes: 38.34
% 28 Steranes: 24.54
% 29 Steranes: 37.12
DIA/REG Cholestanes: 1.52

Mass Chromatogram m/z 217



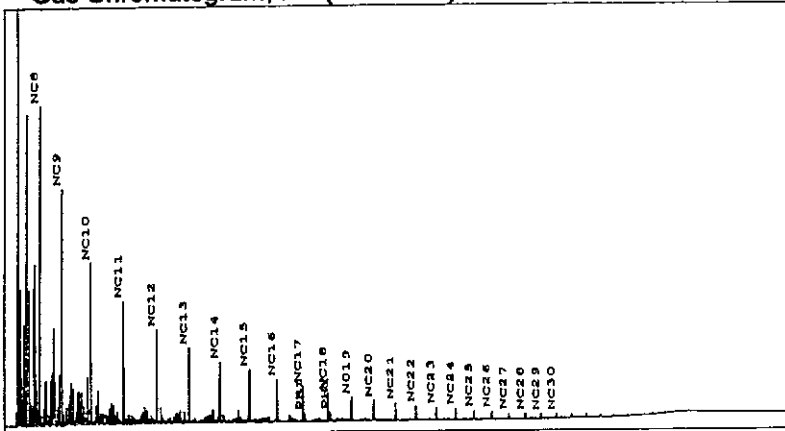
Geochemical Analysis Summary

Country: MEX
 Basin:
 Formation:

Field:
 Well: XOCHITL 11
 Location:

Sample ID: 9716196
 Depth: 3500 - 3530(M)

Gas Chromatogram, FID(Whole Oil)



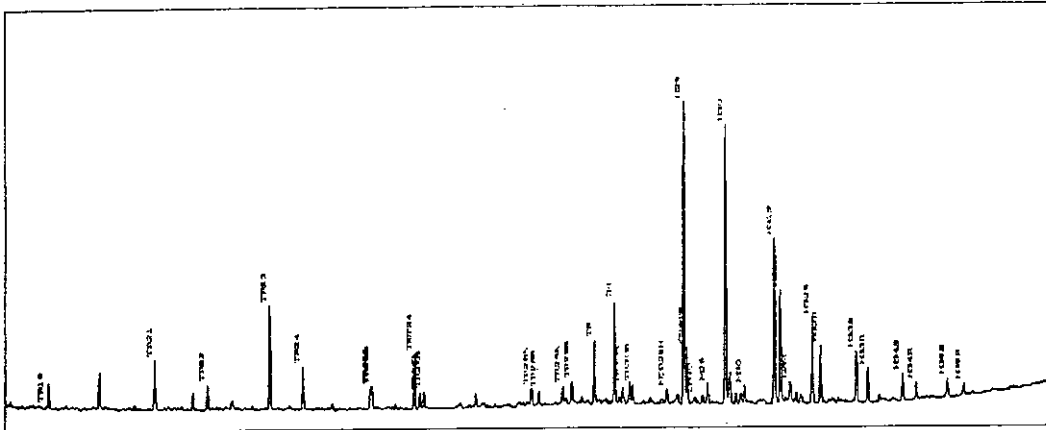
GC Parameters

Pri/Phy:	0.98
Pri/nC17:	0.33
Phy/nC18:	0.43
CPI-1:	0.89
17/17+27:	0.85

Bulk Parameters

API Gravity:	
% Sulfur:	
Nickel(ppm):	
Vanadium(ppm):	
delC13 Crude:	-27.5
delC13 Saturates:	
delC13 Aromatics:	
% Saturates:	59.1
% Aromatics:	18.0
% NSO + Asph:	22.9

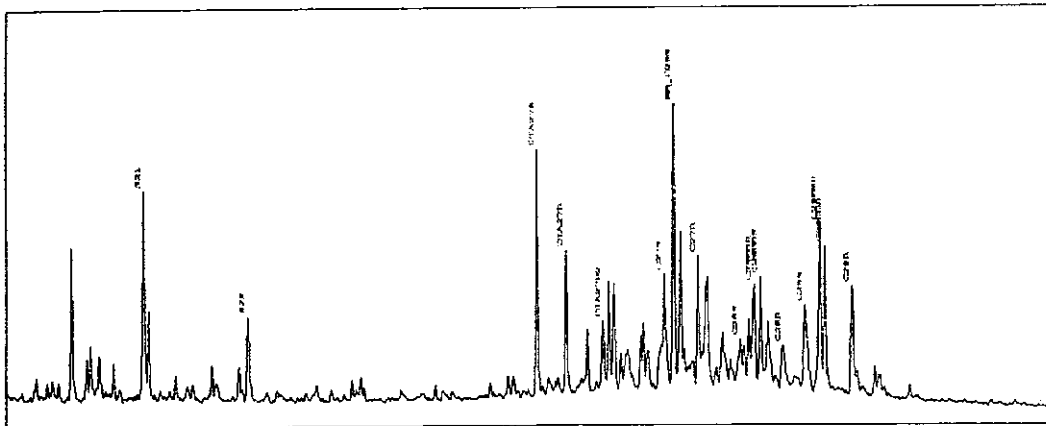
Mass Chromatogram, m/z 191(Saturates)



Terpane & Sterane Ratios

Hopanes/Steranes:	1.79
Tricyclics/Hopanes:	0.30
Total Hopanes(ppm):	1816.0
Ts/Ts+Tm:	0.39
Norneo/H29:	0.19
H28/H30:	
H29/H30:	1.09
OL/H30:	
GAM/H30:	0.08
H35/H34:	0.69
TET/26Tri:	1.67
21/23Tri:	0.49
26/25Tri:	0.73
Total Steranes(ppm):	1127.3
20S/20S+20R St:	0.43
abb/abb+aaa C29St:	0.62
% 27 Steranes:	37.74
% 28 Steranes:	24.89
% 29 Steranes:	37.37
Dia/Reg Cholestanes:	1.64

Mass Chromatogram, m/z 217(Saturates)





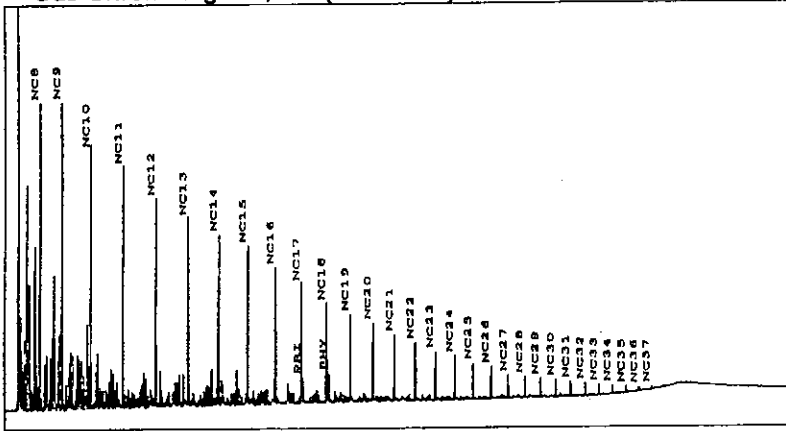
Geochemical Analysis Summary

Country: MEX
Basin:
Formation:

Field:
Well: XOCHITL 07
Location:

Sample ID: 9716195
Depth: 3826 - 3860(M)

Gas Chromatogram, FID(Whole Oil)



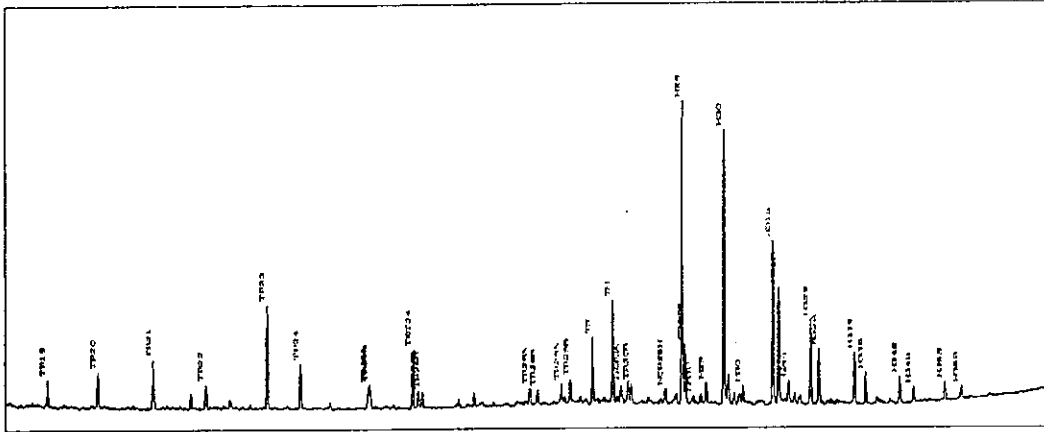
GC Parameters

Pri/Phy: 0.76
Pri/nC17: 0.33
Phy/nC18: 0.51
CPI-1: 0.95
17/17+27: 0.83

Bulk Parameters

API Gravity:
% Sulfur:
Nickel(ppm):
Vanadium(ppm):
delC13 Crude: -27.7
delC13 Saturates:
delC13 Aromatics:
% Saturates: 54.1
% Aromatics: 24.7
% NSO + Asph: 21.3

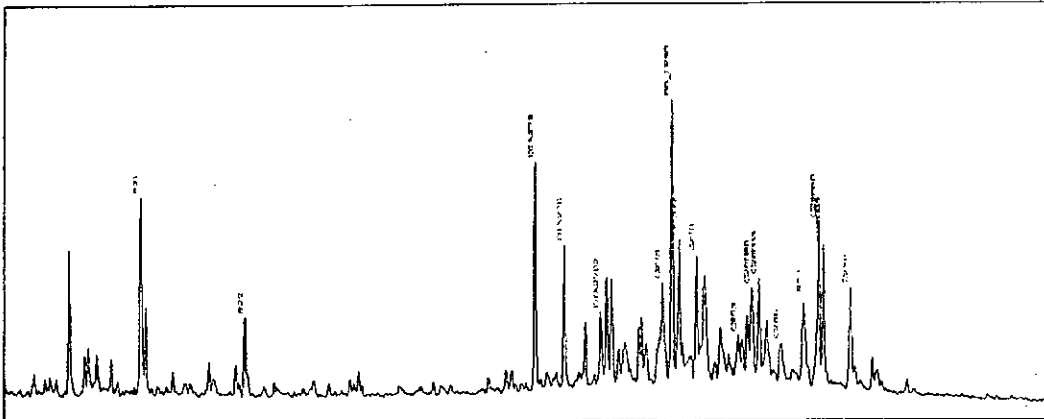
Mass Chromatogram, m/z 191(Saturates)



Terpane & Sterane Ratios

Hopanes/Steranes: 1.80
Tricyclics/Hopanes: 0.34
Total Hopanes(ppm): 1230.8
Ts/Ts+Tm: 0.40
Norneo/H29: 0.20
H28/H30:
H29/H30: 1.10
OL/H30:
GAM/H30: 0.08
H35/H34: 0.72
TET/26Tri: 1.74
21/23Tri: 0.48
26/25Tri: 0.72
Total Steranes(ppm): 757.9
20S/20S+20R St: 0.45
abb/abb+aaa C29St: 0.62
% 27 Steranes: 38.03
% 28 Steranes: 24.21
% 29 Steranes: 37.77
Dia/Reg Cholestanes: 1.73

Mass Chromatogram, m/z 217(Saturates)



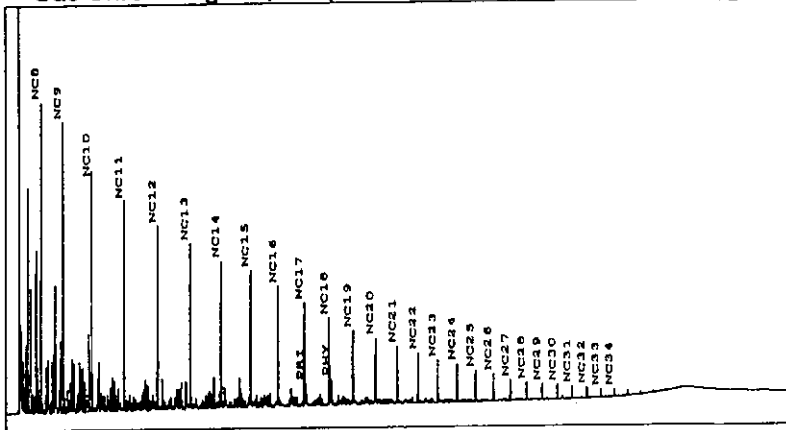
Geochemical Analysis Summary

Country: MEX
 Basin:
 Formation:

Field:
 Well: XOCHITL 13
 Location:

Sample ID: 9716197
 Depth: 4081 - 4095(M)

Gas Chromatogram, FID(Whole Oil)



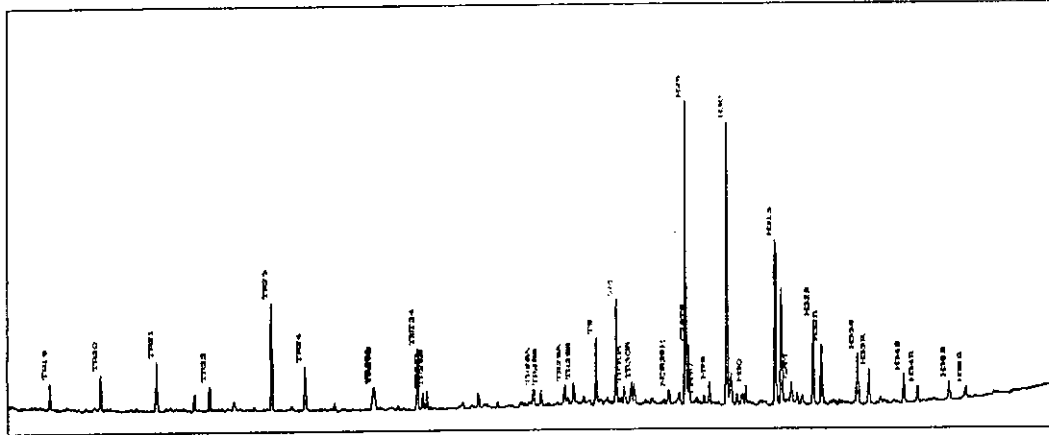
GC Parameters

Pri/Phy:	0.97
Pri/nC17:	0.34
Phy/nC18	0.43
CPI-1:	0.97
17/17+27:	0.83

Bulk Parameters

API Gravity:	
% Sulfur:	
Nickel(ppm):	
Vanadium(ppm):	
delC13 Crude:	-27.6
delC13 Saturates:	
delC13 Aromatics:	
% Saturates:	62.0
% Aromatics:	22.1
% NSO + Asph:	15.9

Mass Chromatogram, m/z 191(Saturates)



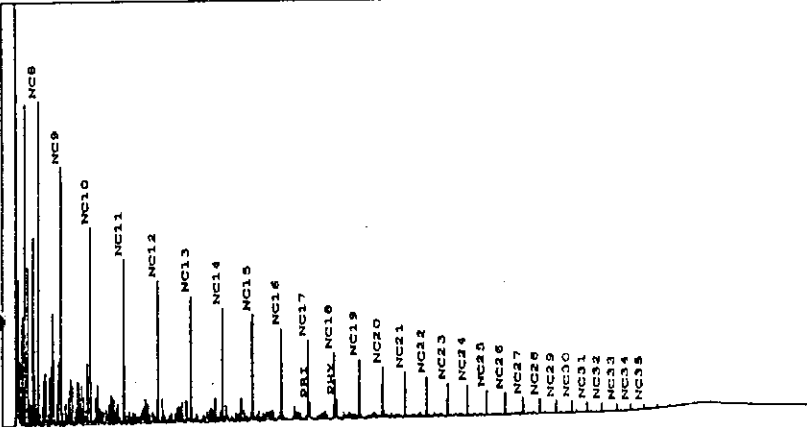
Geochemical Analysis Summary

Country: MEX
 Basin:
 Formation:

Field:
 Well: XOCHITL 15
 Location:

Sample ID: 9716198
 Depth: 3710 - 3740(M)

Gas Chromatogram, FID(Whole Oil)



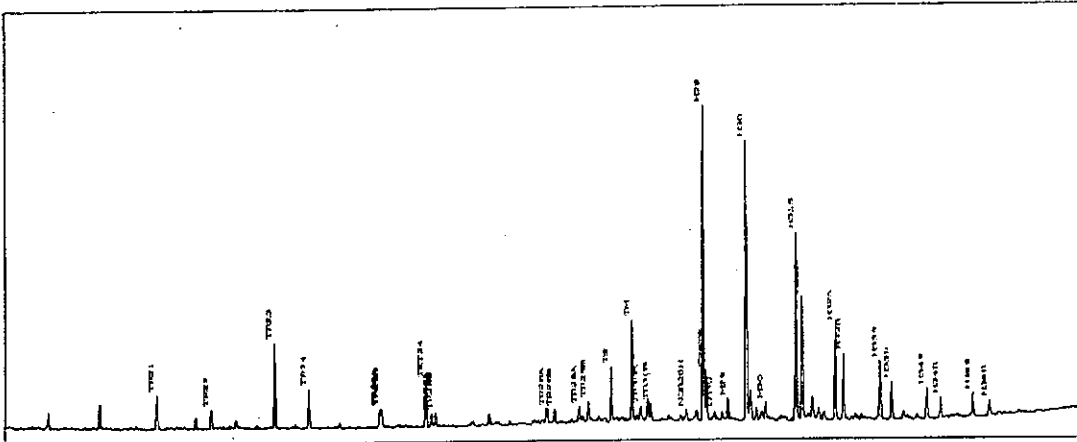
GC Parameters

Pr/nPhy: 0.76
 Pr/nC17: 0.33
 Ph/nC18: 0.51
 CPI-1: 0.97
 17/17+27: 0.83

Bulk Parameters

API Gravity:
 % Sulfur:
 Nickel(ppm):
 Vanadium(ppm):
 delC13 Crude: -28.1
 delC13 Saturates:
 delC13 Aromatics:
 % Saturates: 51.5
 % Aromatics: 24.6
 % NSO + Asph: 23.9

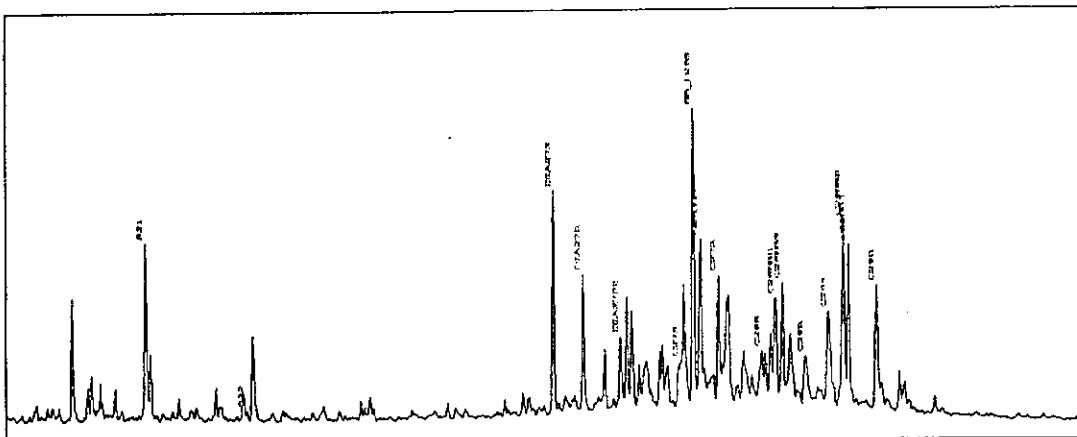
Mass Chromatogram, m/z 191(Saturates)



Terpane & Sterane Ratios

Hopanes/Steranes: 1.96
 Tricyclics/Hopanes: 0.23
 Total Hopanes(ppm): 2015.2
 Ts/Ts+Tm: 0.36
 Norneo/H29: 0.16
 H28/H30:
 H28/H30: 1.13
 OL/H30:
 GAM/H30: 0.03
 H35/H34: 0.76
 TET/26Tri: 1.70
 21/23Tri: 0.40
 26/25Tri: 0.74
 Total Steranes(ppm): 1198.7
 20S/20S+20R St: 0.44
 abb/abb+aaa C29St: 0.61
 % 27 Steranes: 37.04
 % 28 Steranes: 24.51
 % 29 Steranes: 38.46
 Dia/Reg Cholestanes: 1.97

Mass Chromatogram, m/z 217(Saturates)





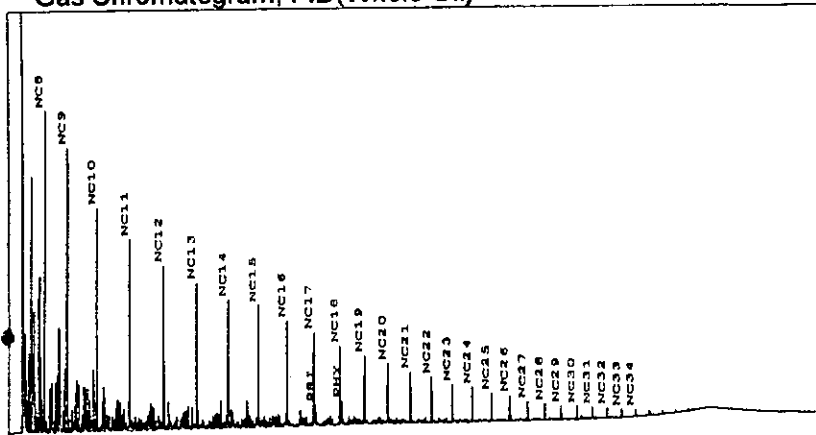
Geochemical Analysis Summary

Country: MEX
Basin:
Formation:

Field:
Well: XOCHITL 16
Location:

Sample ID: 9716199
Depth: 4459 - 4491(M)

Gas Chromatogram, FID(Whole Oil)



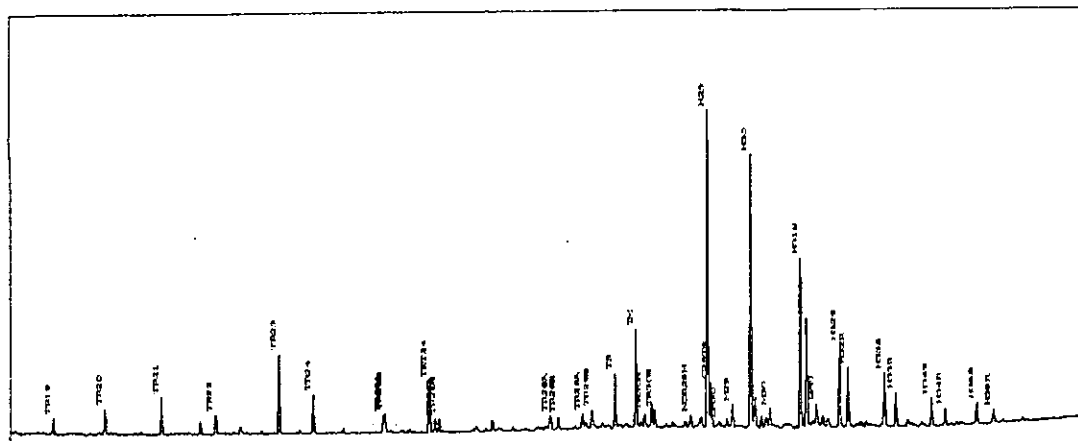
GC Parameters

Pri/Phy: 0.76
Pri/nC17: 0.33
Phy/nC18: 0.47
CPI-1: 0.98
17/17+27: 0.83

Bulk Parameters

API Gravity:
% Sulfur:
Nickel(ppm):
Vanadium(ppm):
delC13 Crude: -27.7
delC13 Saturates:
delC13 Aromatics:
% Saturates: 52.1
% Aromatics: 26.0
% NSO + Asph: 21.9

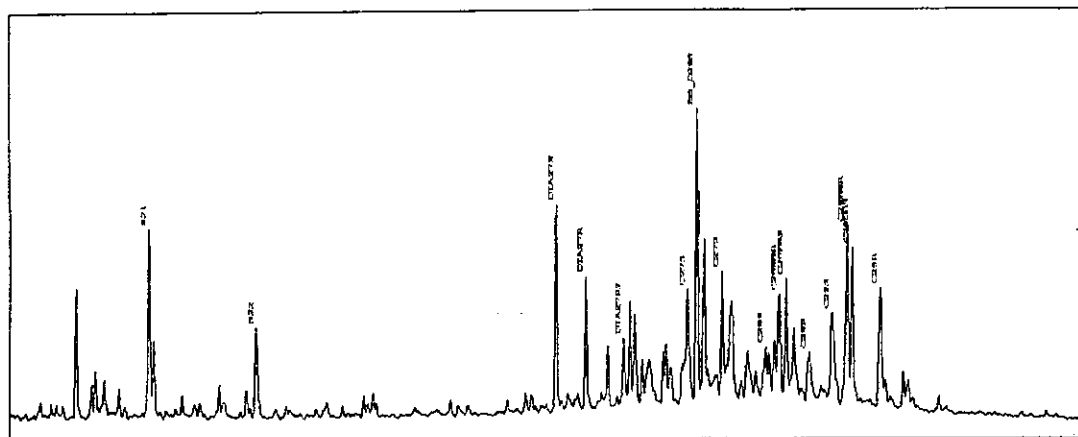
Mass Chromatogram, m/z 191(Saturates)



Terpane & Sterane Ratios

Hopanes/Steranes: 1.92
Tricyclics/Hopanes: 0.27
Total Hopanes(ppm): 3011.0
Ts/Ts+Tm: 0.36
Norneo/H29: 0.14
H28/H30:
H29/H30: 1.16
OL/H30:
GAM/H30: 0.09
H35/H34: 0.74
TET/26Tri: 1.85
21/23Tri: 0.47
26/25Tri: 0.73
Total Steranes(ppm): 1919.5
20S/20S+20R St: 0.45
abb/abb+aaa C29St: 0.61
% 27 Steranes: 38.29
% 28 Steranes: 24.35
% 29 Steranes: 37.37
Dia/Reg Cholestanes: 1.31

Mass Chromatogram, m/z 217(Saturates)





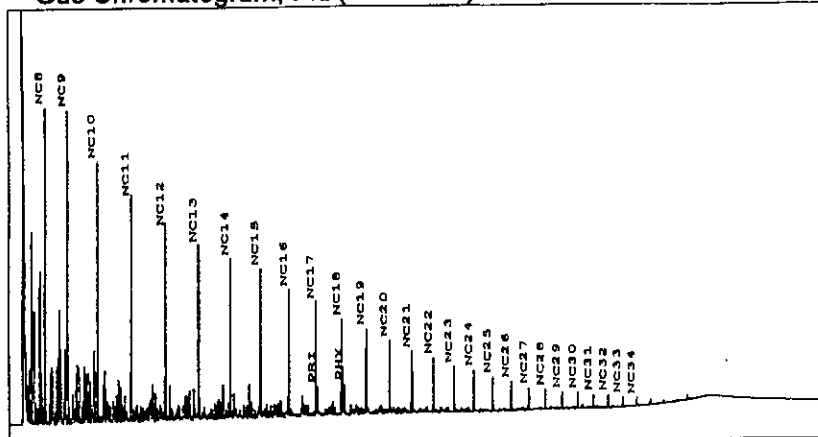
Geochemical Analysis Summary

Country: MEX
Basin:
Formation:

Field:
Well: XOCHITL 19
Location:

Sample ID: 9716201
Depth: 4508 - 4580(M)

Gas Chromatogram, FID(Whole Oil)



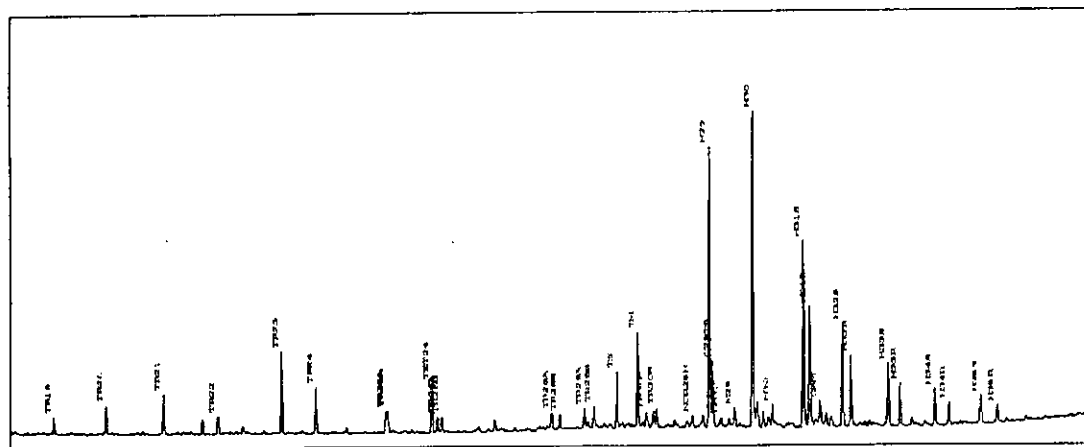
GC Parameters

Pri/Phy:	0.97
Pri/nC17:	0.39
Phy/nC18:	0.48
CPI-1:	0.94
17/17+27:	0.83

Bulk Parameters

API Gravity:	
% Sulfur:	
Nickel(ppm):	
Vanadium(ppm):	
delC13 Crude:	-27.3
delC13 Saturates:	
delC13 Aromatics:	
% Saturates:	50.6
% Aromatics:	25.9
% NSO + Asph:	23.5

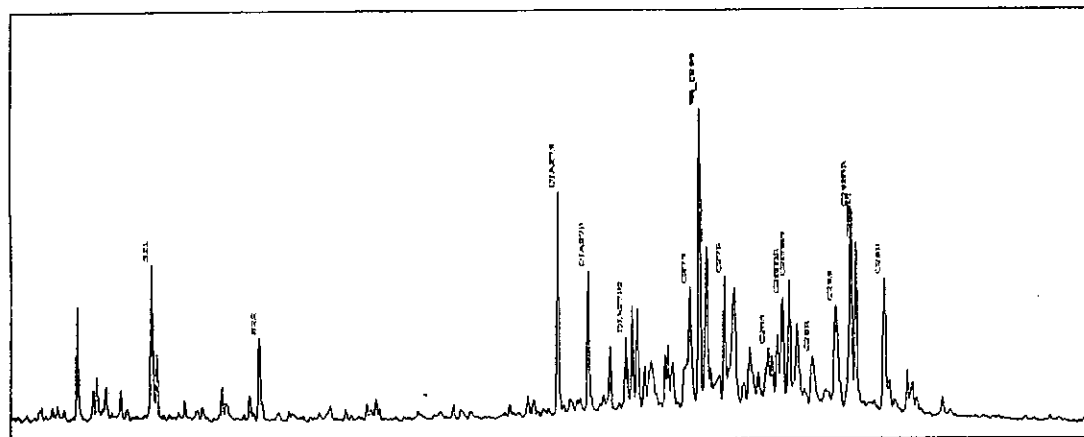
Mass Chromatogram, m/z 191(Saturates)



Terpane & Sterane Ratios

Hopanes/Steranes:	1.89
Tricyclics/Hopanes:	0.28
Total Hopanes(ppm):	3600.6
Ts/Ts+Tm:	0.38
Norneo/H29:	0.24
H28/H30:	
H29/H30:	0.89
OL/H30:	
GAM/H30:	0.08
H35/H34:	0.74
TET/26Tri:	1.59
21/23Tri:	0.50
26/25Tri:	0.71
Total Steranes(ppm):	2090.3
20S/20S+20R St:	0.42
abb/abb+aaa C29St:	0.62
% 27 Steranes:	37.0
% 28 Steranes:	24.01
% 29 Steranes:	38.89
Dia/Reg Cholestanes:	1.54

Mass Chromatogram, m/z 217(Saturates)

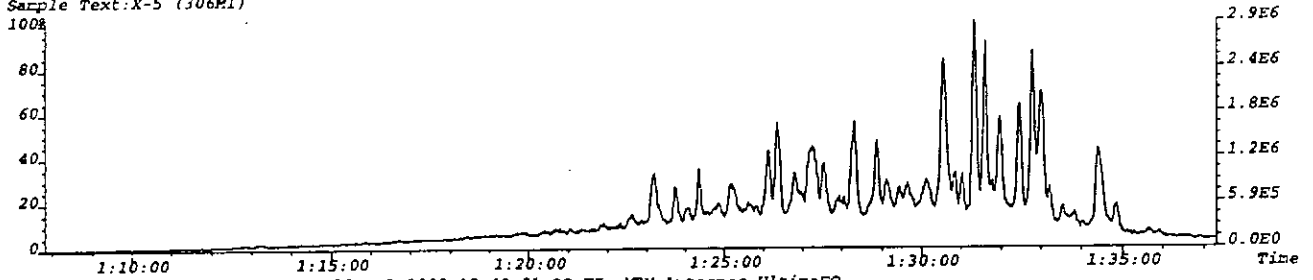


Anexo 4

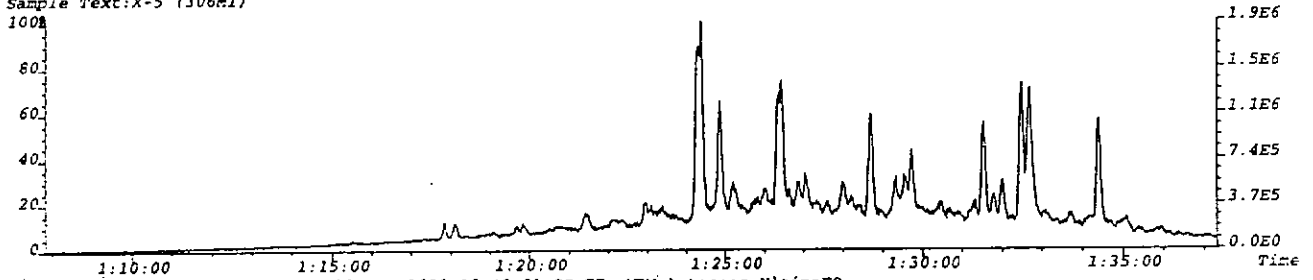
GCMSMS m/z 358-217

**C26 esteranos: 21-Norcolestano, 24-Norcolestano
y 27-Norcolestano**

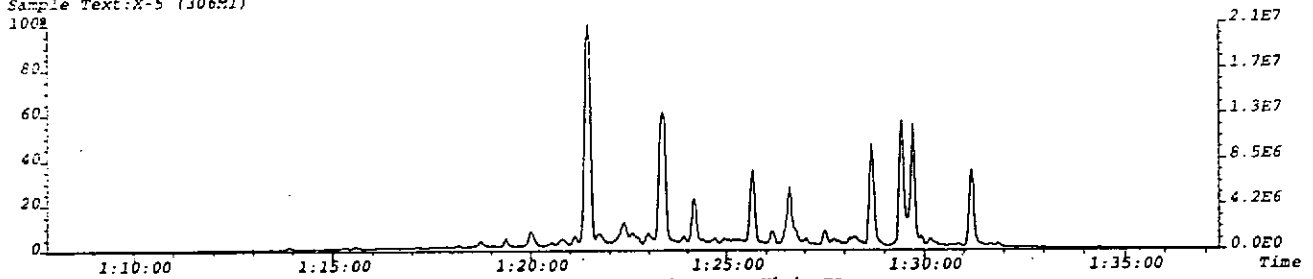
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:19-MAR-1998 18:40:01 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-5 (306M1)



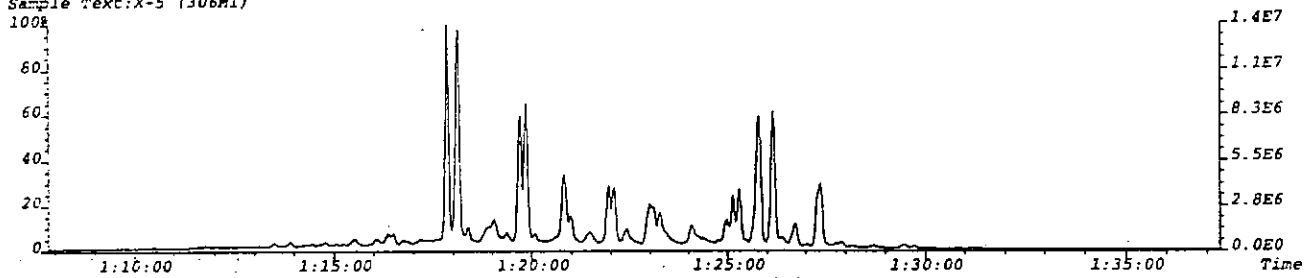
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:19-MAR-1998 18:40:01 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-5 (306M1)



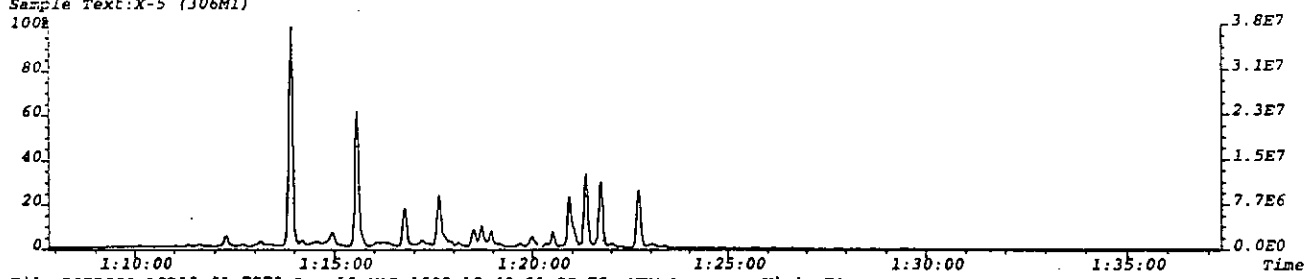
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:19-MAR-1998 18:40:01 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-5 (306M1)



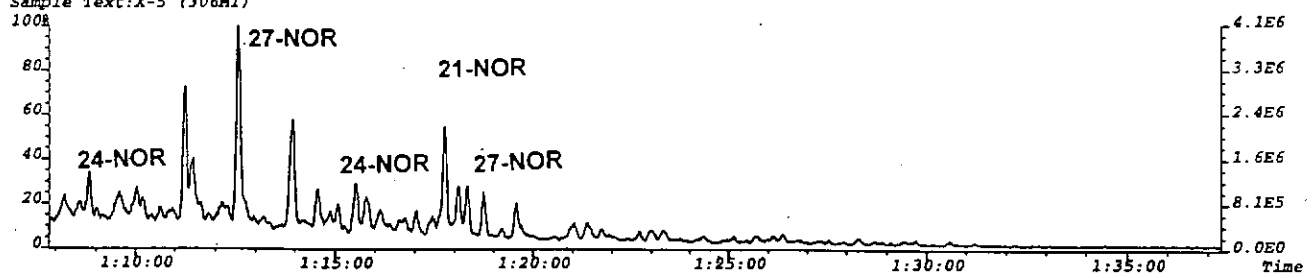
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:19-MAR-1998 18:40:01 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
386.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-5 (306M1)



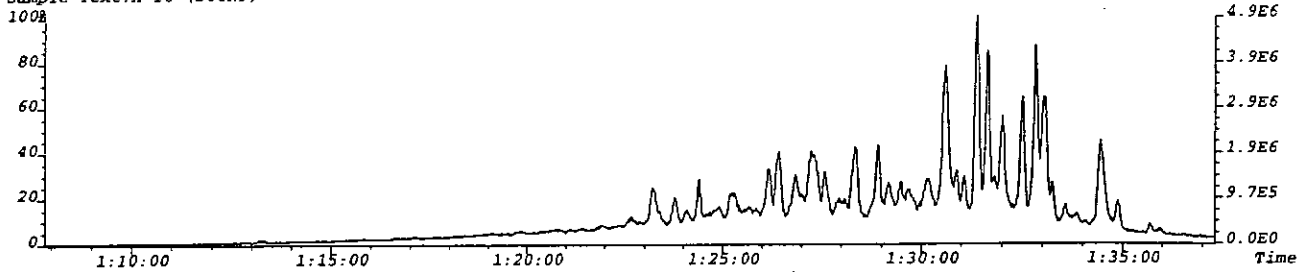
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:19-MAR-1998 18:40:01 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-5 (306M1)



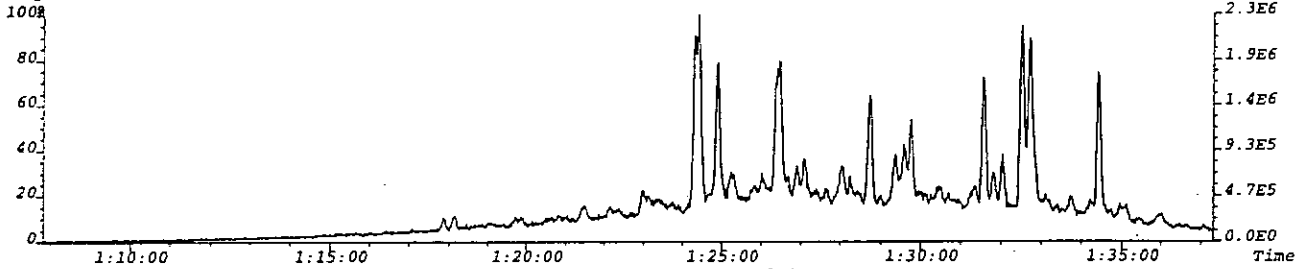
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:19-MAR-1998 18:40:01 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-5 (306M1)



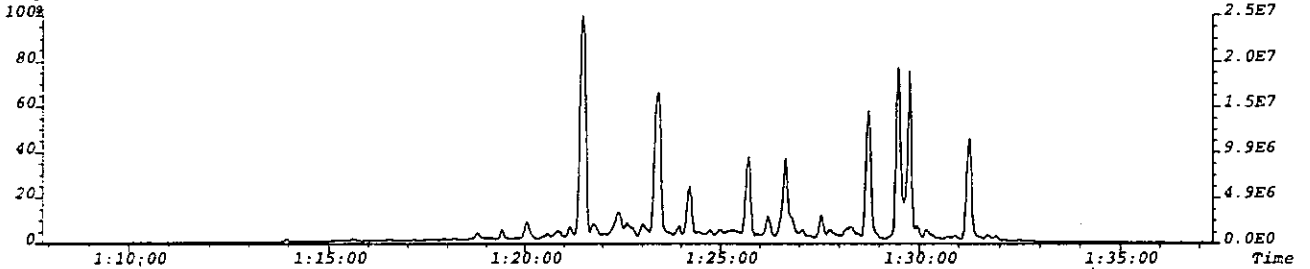
File:RODRIGO_APR13 #1-7571 Acq:19-MAR-1998 20:55:25 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->231.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-16 (306N9)



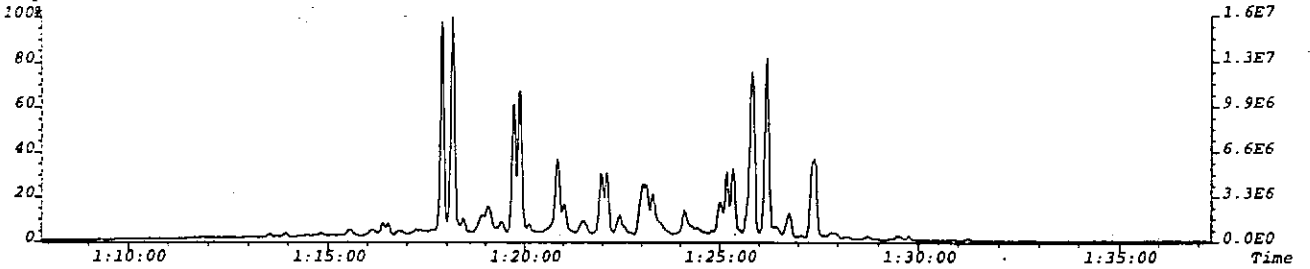
File:RODRIGO_APR13 #1-7571 Acq:19-MAR-1998 20:55:25 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-16 (306N9)



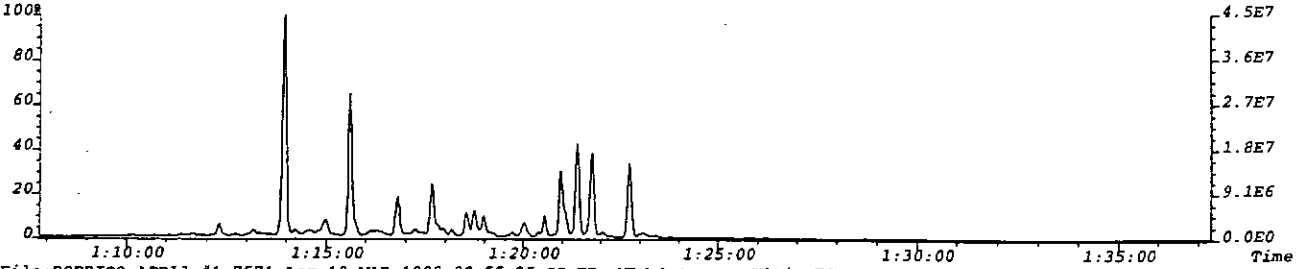
File:RODRIGO_APR13 #1-7571 Acq:19-MAR-1998 20:55:25 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-16 (306N9)



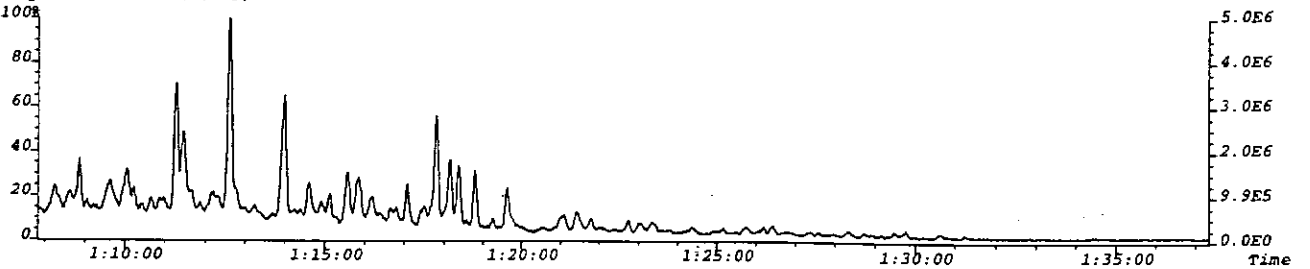
File:RODRIGO_APR13 #1-7571 Acq:19-MAR-1998 20:55:25 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
366.4000->217.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-16 (306N9)



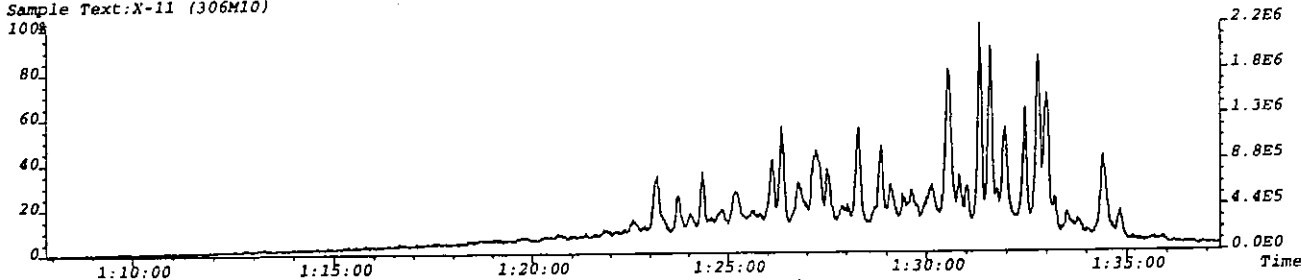
File:RODRIGO_APR13 #1-7571 Acq:19-MAR-1998 20:55:25 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-16 (306N9)



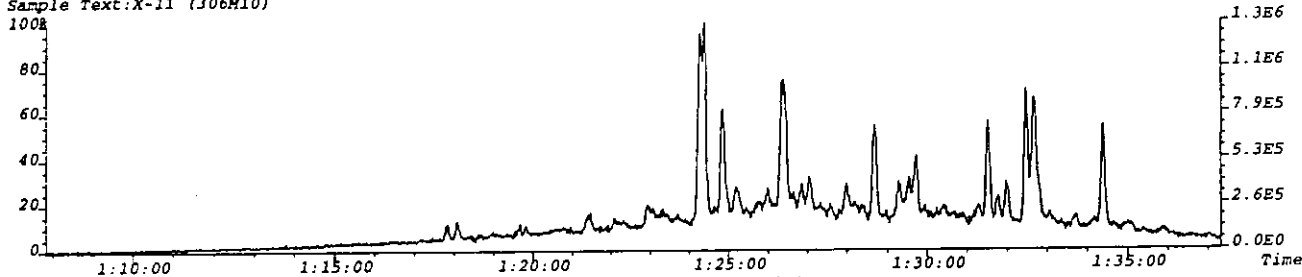
File:RODRIGO_APR13 #1-7571 Acq:19-MAR-1998 20:55:25 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-16 (306N9)



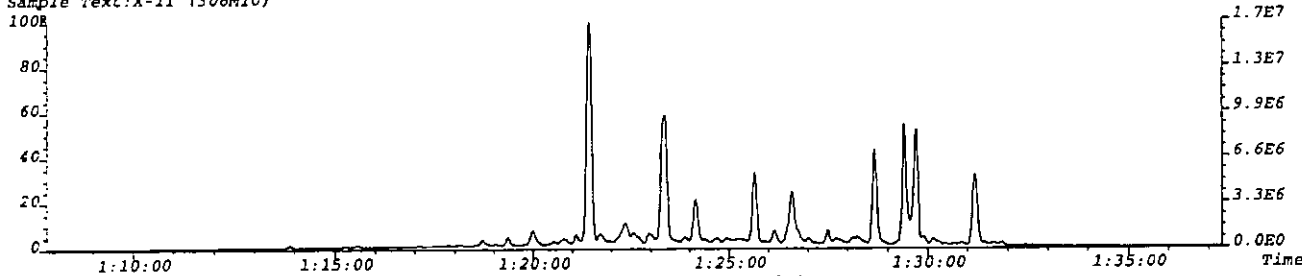
File:RODRIGO_APR13 #1-7572 Acq:19-MAR-1998 23:10:51 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->231.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-11 (306M10)



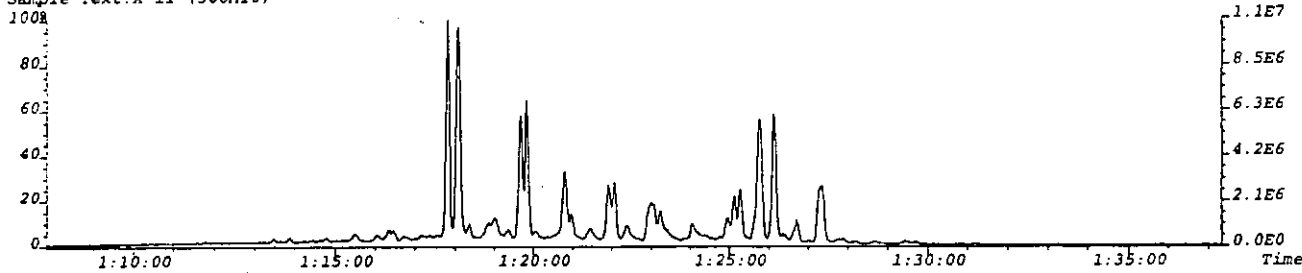
File:RODRIGO_APR13 #1-7572 Acq:19-MAR-1998 23:10:51 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-11 (306M10)



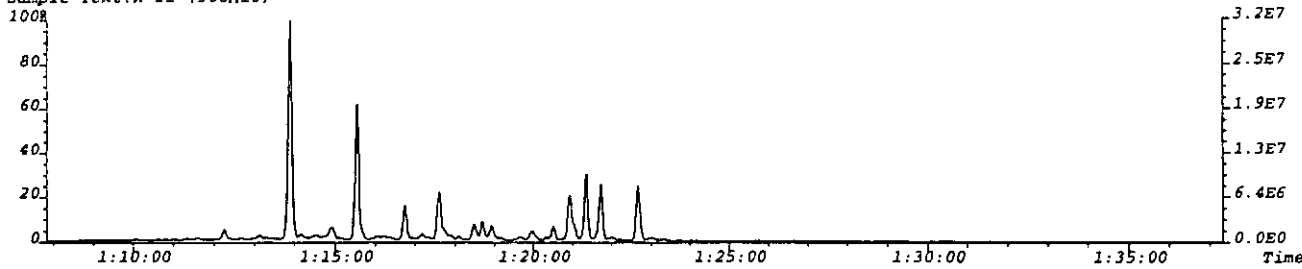
File:RODRIGO_APR13 #1-7572 Acq:19-MAR-1998 23:10:51 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-11 (306M10)



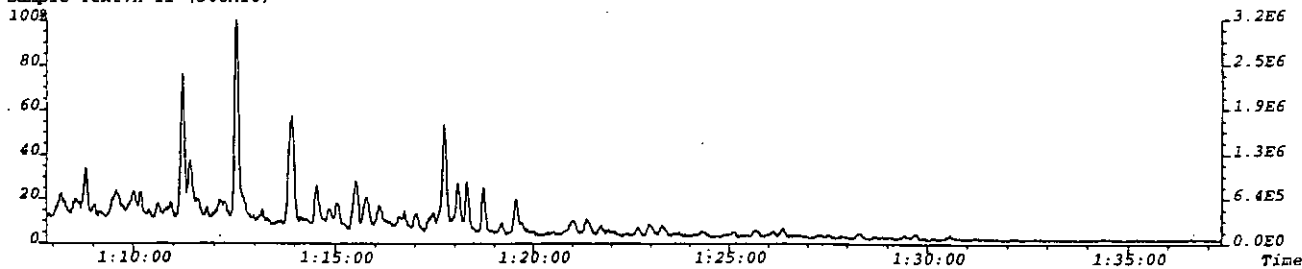
File:RODRIGO_APR13 #1-7572 Acq:19-MAR-1998 23:10:51 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
366.4000->217.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-11 (306M10)



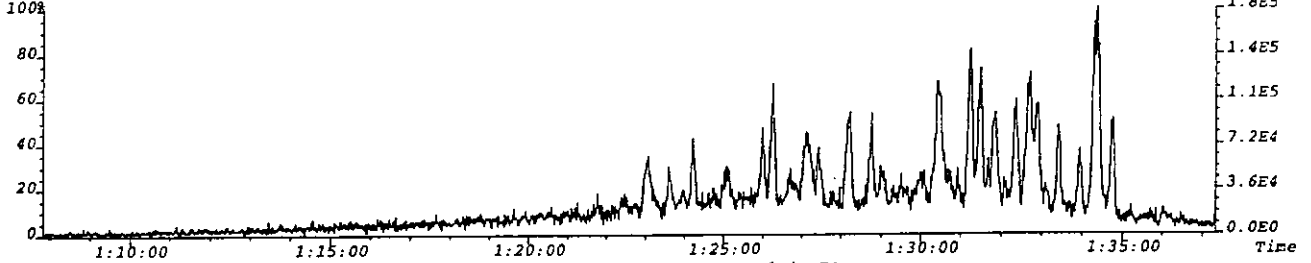
File:RODRIGO_APR13 #1-7572 Acq:19-MAR-1998 23:10:51 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
172.4000->217.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-11 (306M10)



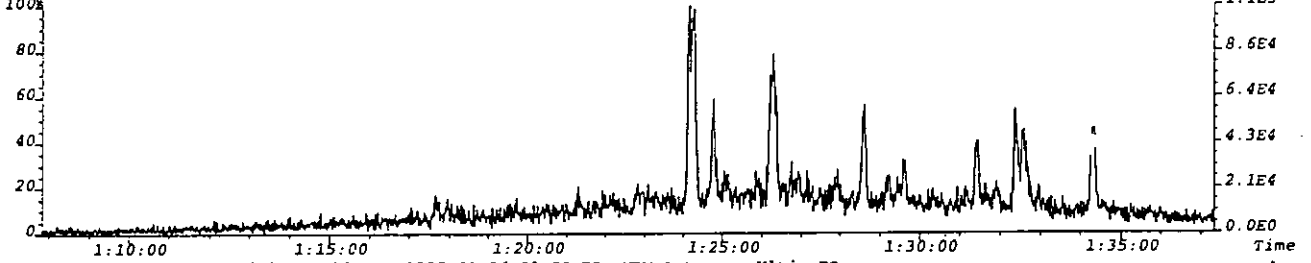
File:RODRIGO_APR13 #1-7572 Acq:19-MAR-1998 23:10:51 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
158.4000->217.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-11 (306M10)



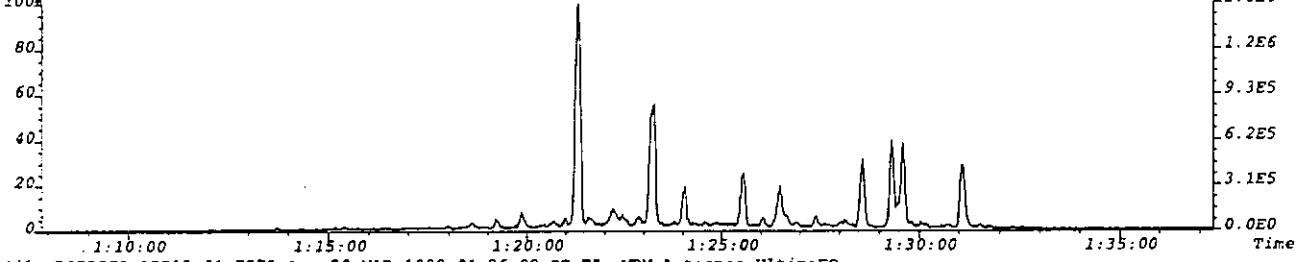
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 01:26:09 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-20 (314G4)



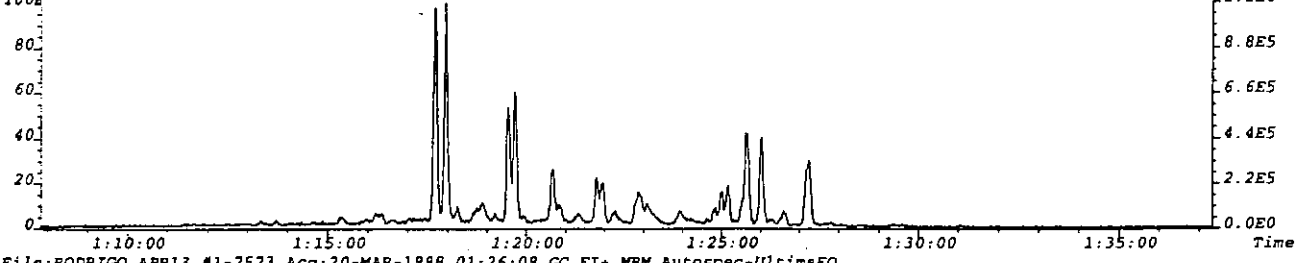
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 01:26:09 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-20 (314G4)



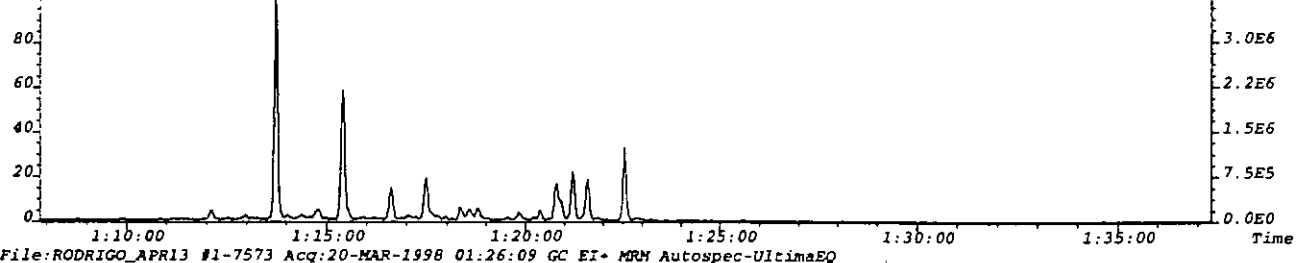
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 01:26:09 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-20 (314G4)



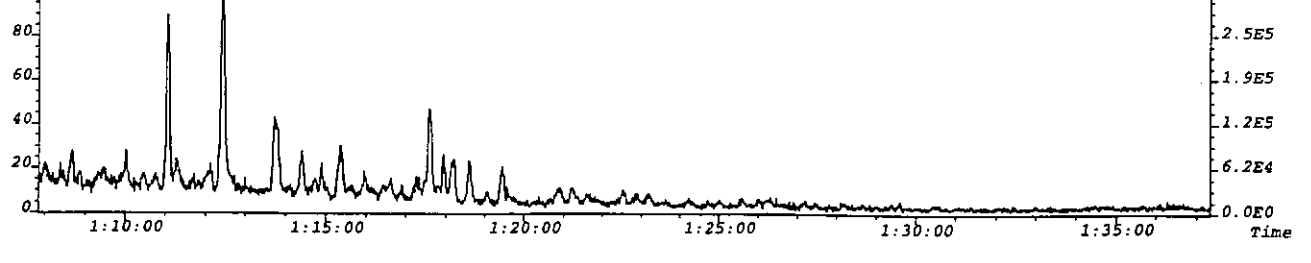
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 01:26:09 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
386.4000->217.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-20 (314G4)



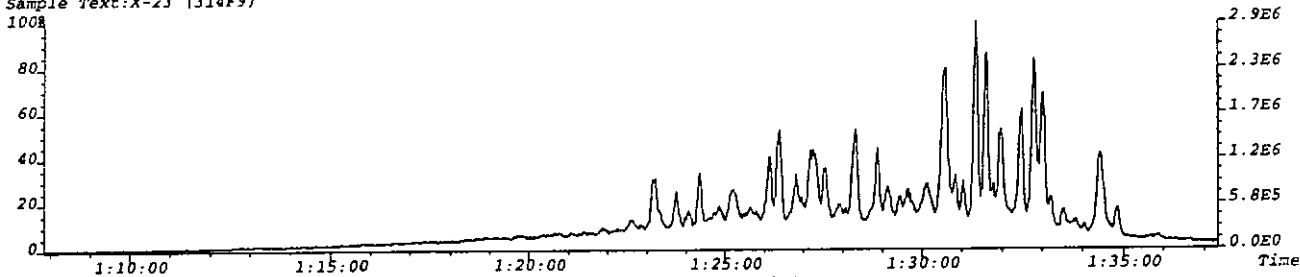
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 01:26:09 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-20 (314G4)



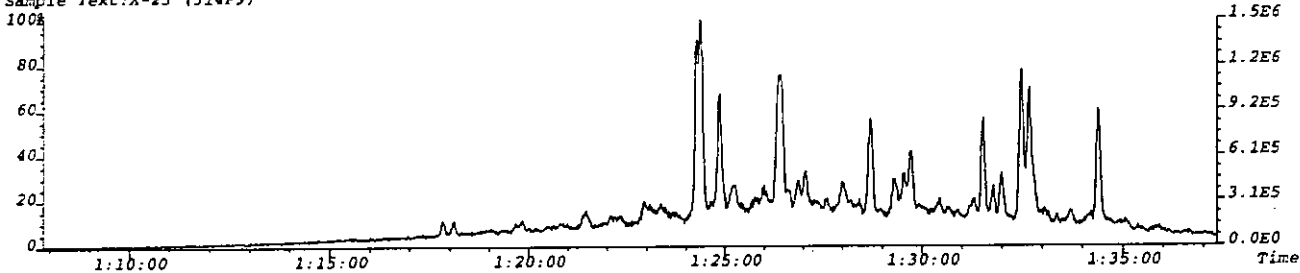
File:RODRIGO_APR13 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 01:26:09 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-20 (314G4)



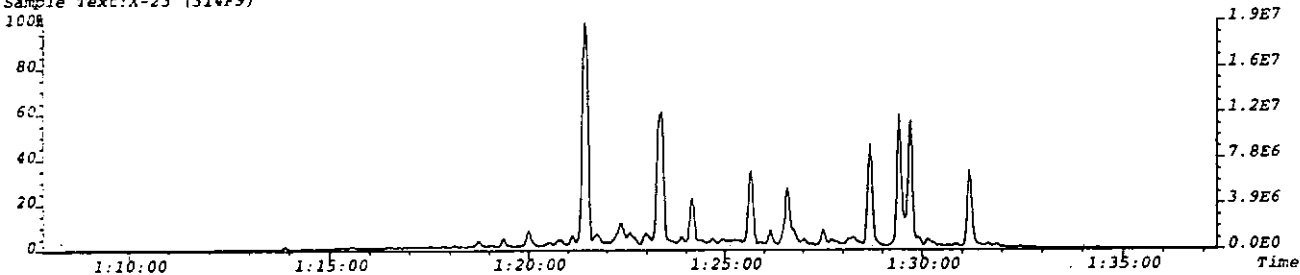
File:RODRIGO_APR13 #1-7575 Acq:20-MAR-1998 03:41:22 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->231.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-23 (314F9)



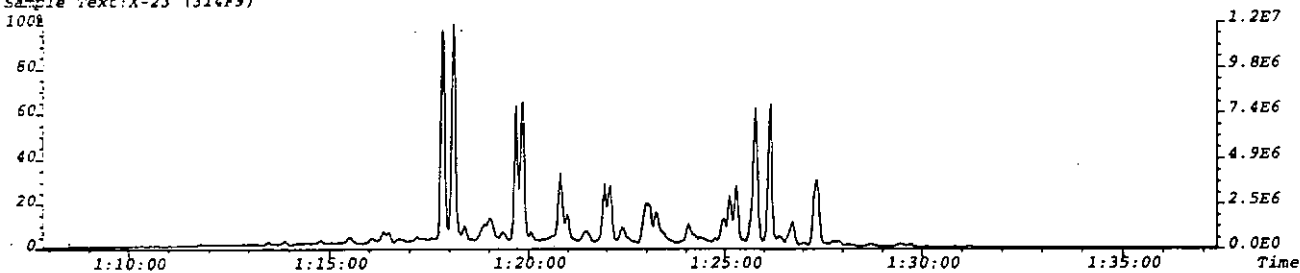
File:RODRIGO_APR13 #1-7575 Acq:20-MAR-1998 03:41:22 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-23 (314F9)



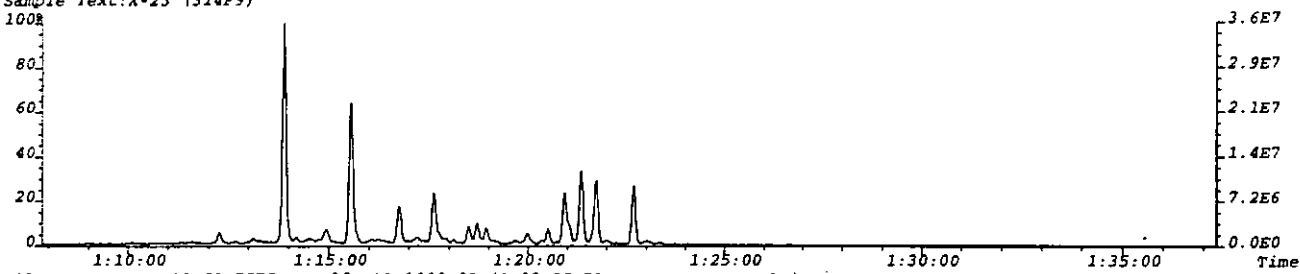
File:RODRIGO_APR13 #1-7575 Acq:20-MAR-1998 03:41:22 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-23 (314F9)



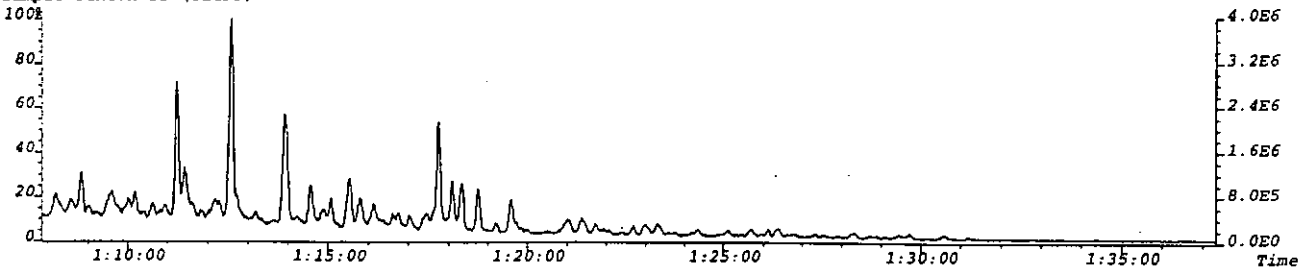
File:RODRIGO_APR13 #1-7575 Acq:20-MAR-1998 03:41:22 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
386.4000->217.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-23 (314F9)



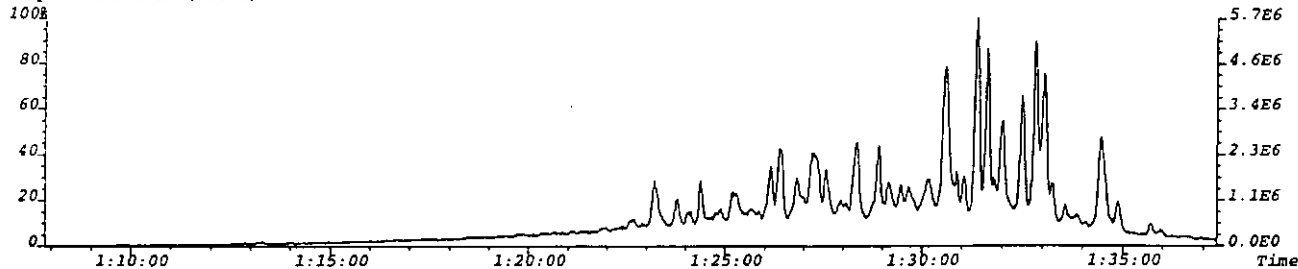
File:RODRIGO_APR13 #1-7575 Acq:20-MAR-1998 03:41:22 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-23 (314F9)



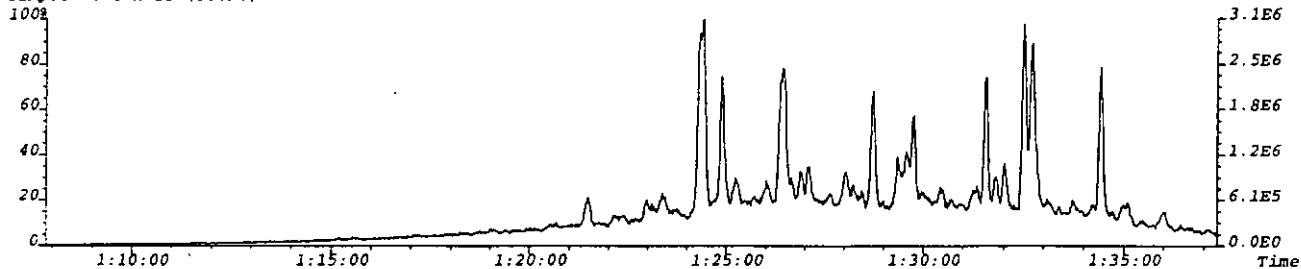
File:RODRIGO_APR13 #1-7575 Acq:20-MAR-1998 03:41:22 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-23 (314F9)



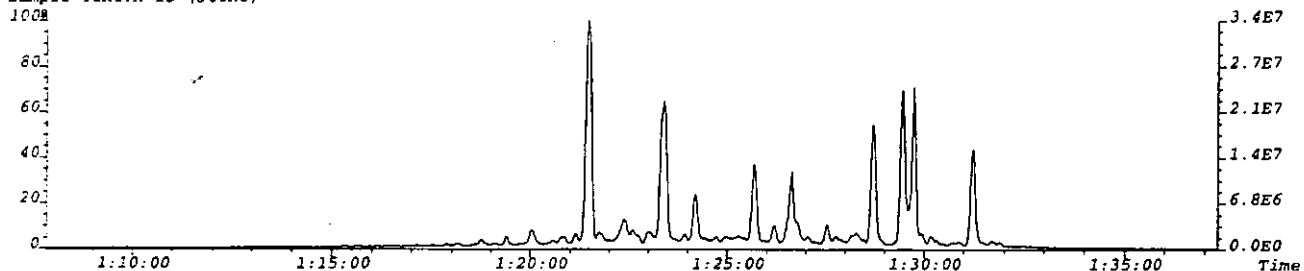
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 13:03:23 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-15 (306N6)



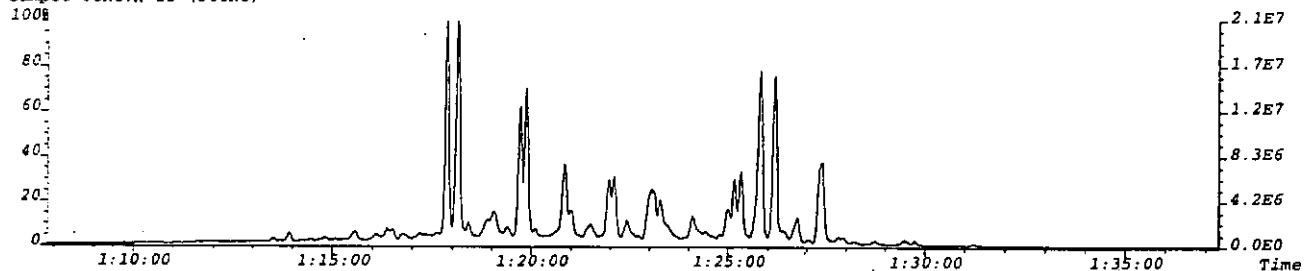
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 13:03:23 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-15 (306N6)



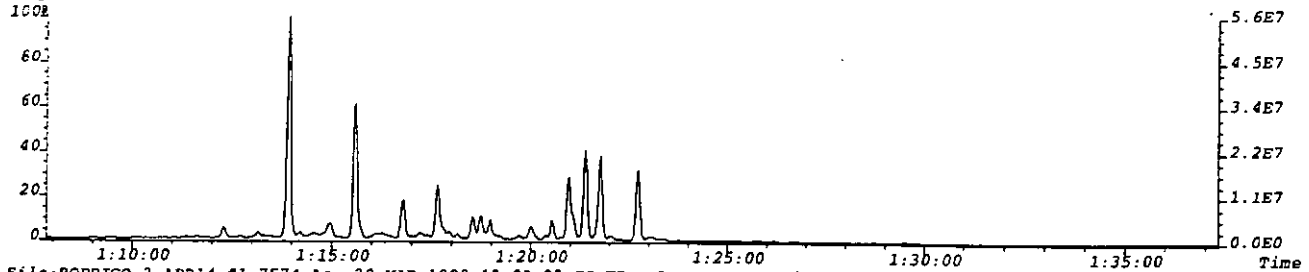
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 13:03:23 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-15 (306N6)



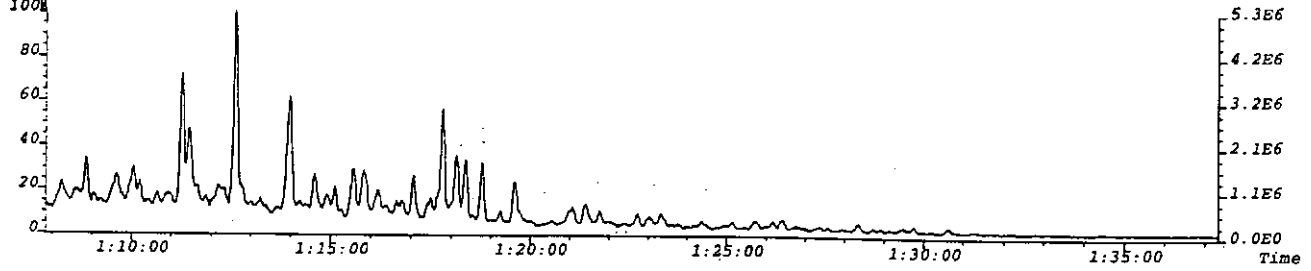
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 13:03:23 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
366.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-15 (306N6)



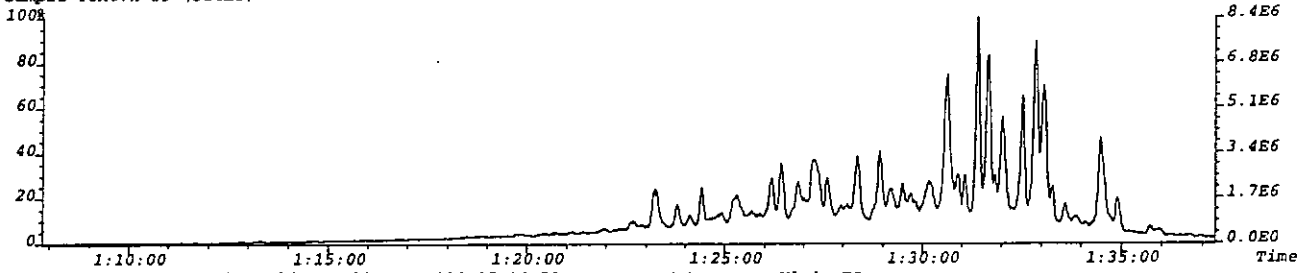
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 13:03:23 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-15 (306N6)



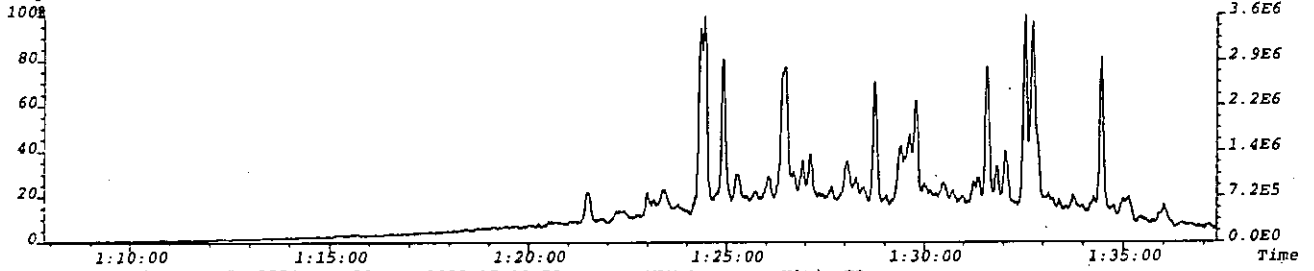
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 13:03:23 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:2 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-15 (306N6)



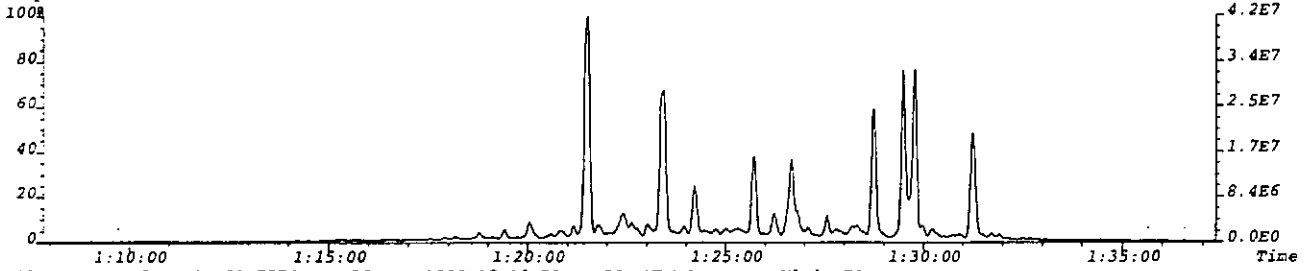
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 15:18:52 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-19 (314E8)



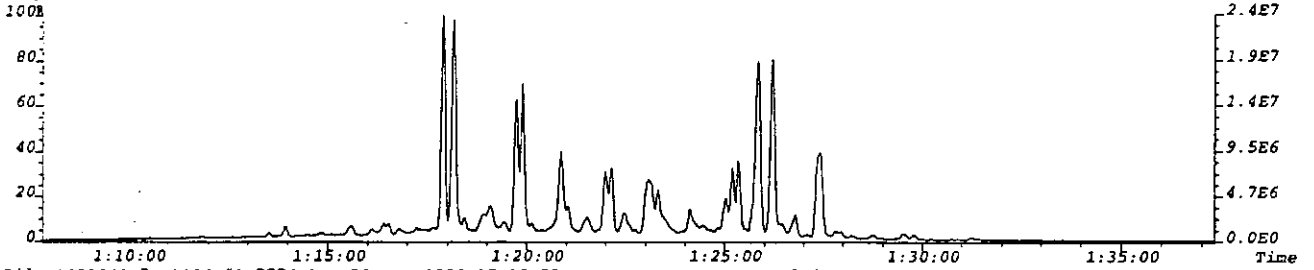
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 15:18:52 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-19 (314E8)



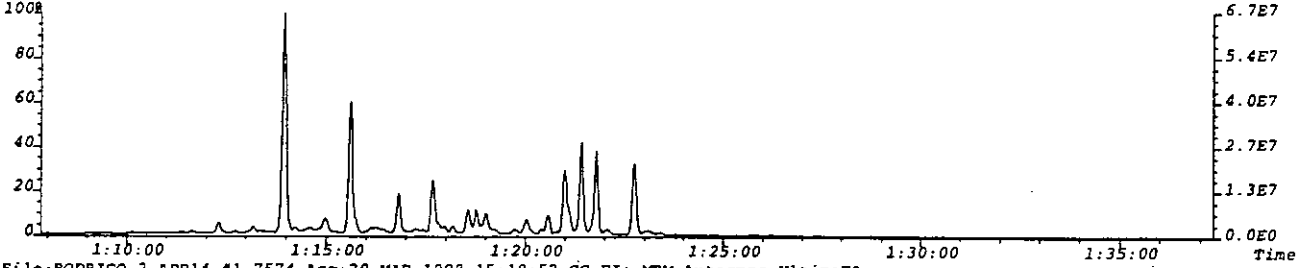
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 15:18:52 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-19 (314E8)



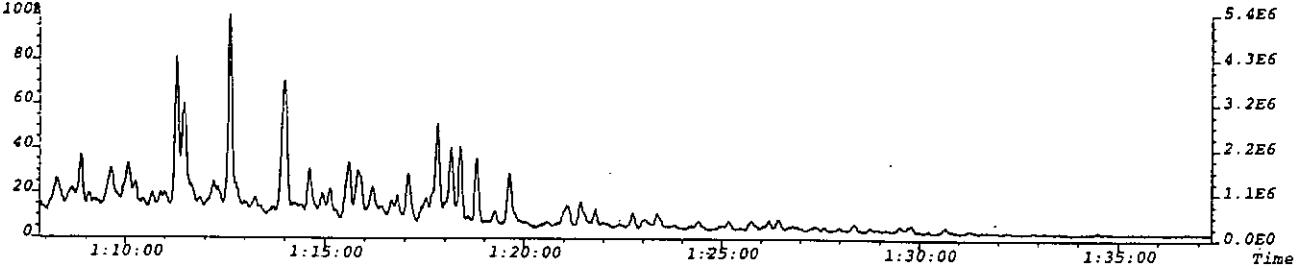
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 15:18:52 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
386.4000->217.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-19 (314E8)



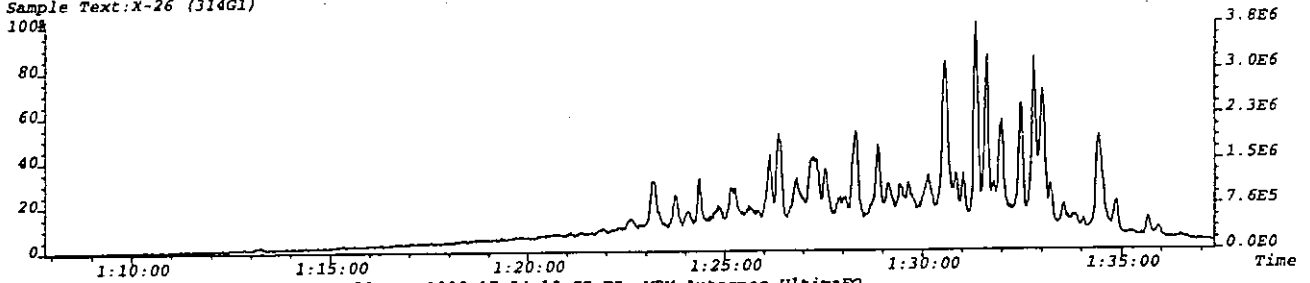
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 15:18:52 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-19 (314E8)



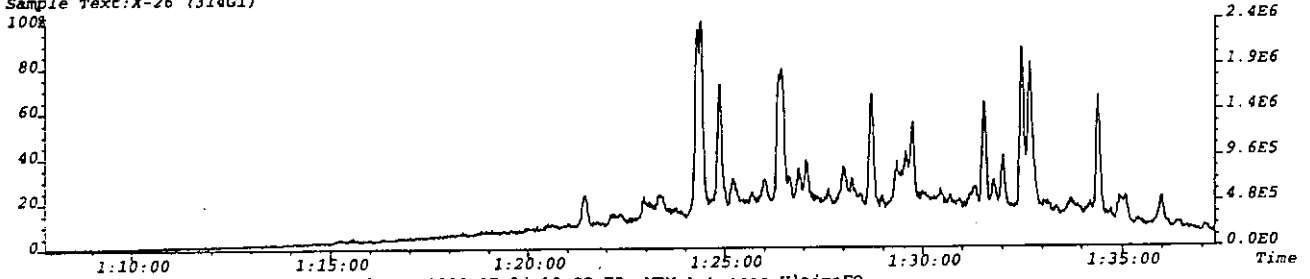
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:20-MAR-1998 15:18:52 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:3 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-19 (314E8)



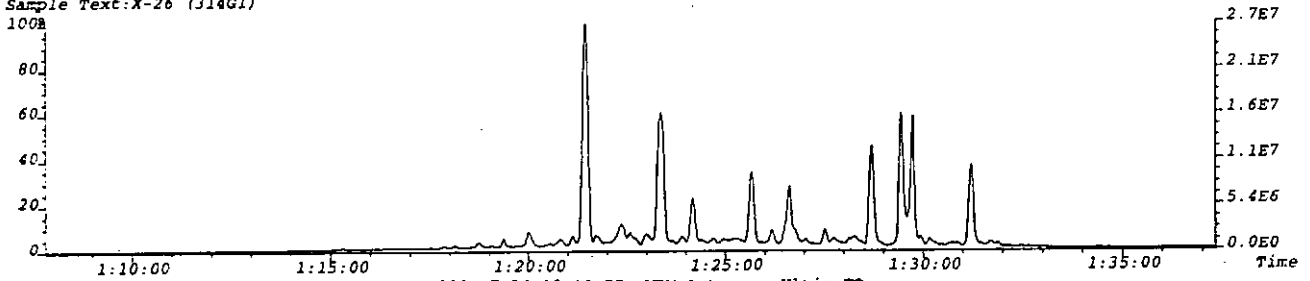
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7571 Acq:20-MAR-1998 17:34:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->231.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-26 (314G1)



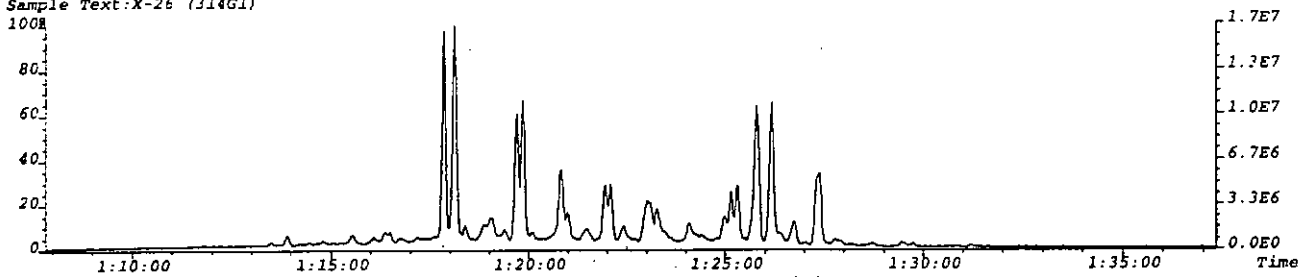
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7571 Acq:20-MAR-1998 17:34:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-26 (314G1)



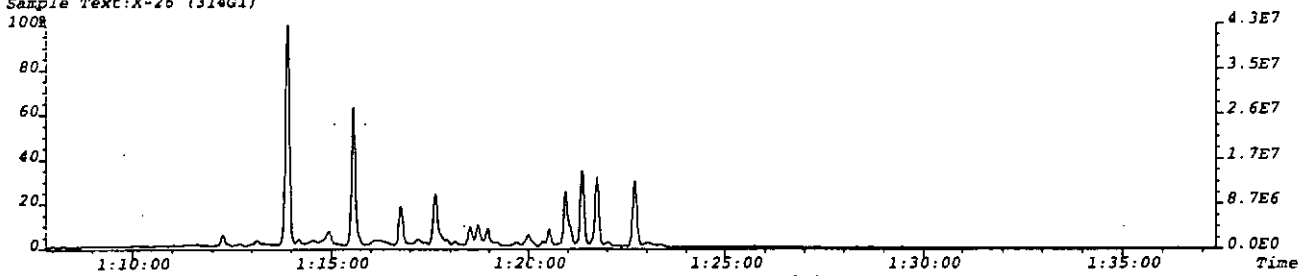
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7571 Acq:20-MAR-1998 17:34:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-26 (314G1)



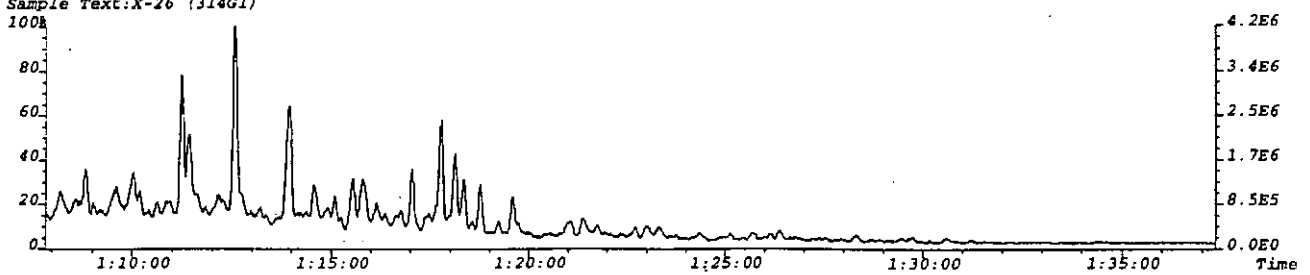
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7571 Acq:20-MAR-1998 17:34:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
386.4000->217.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-26 (314G1)



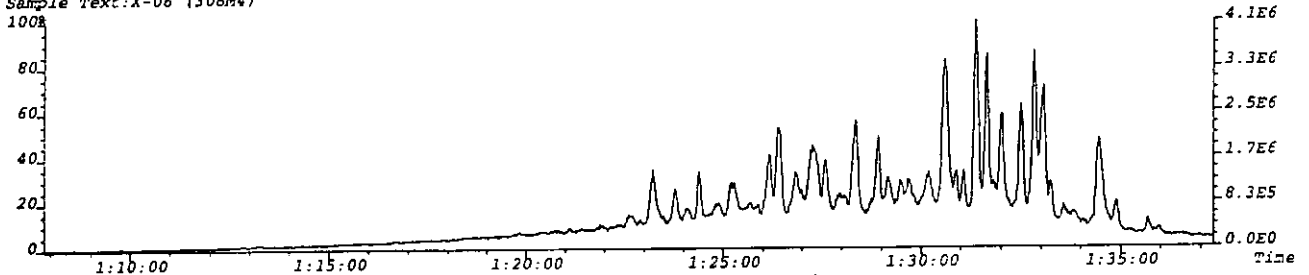
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7571 Acq:20-MAR-1998 17:34:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-26 (314G1)



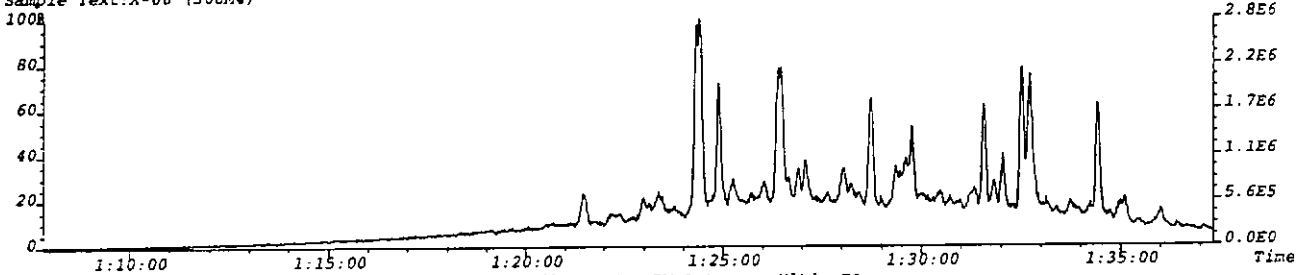
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7571 Acq:20-MAR-1998 17:34:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:4 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-26 (314G1)



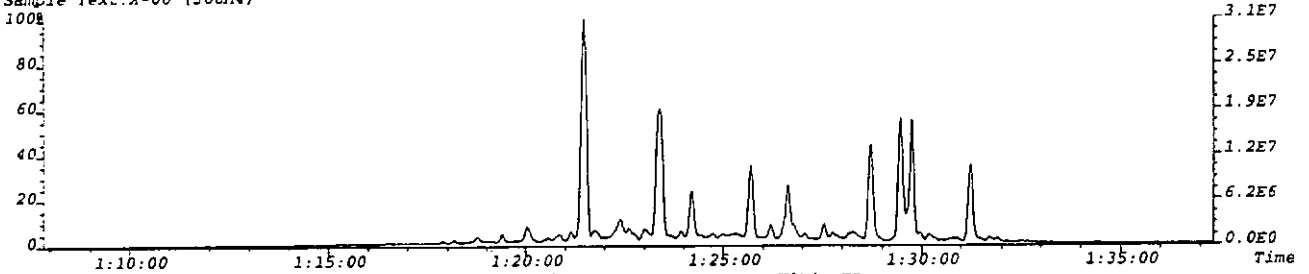
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 19:49:43 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->231.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-06 (306M4)



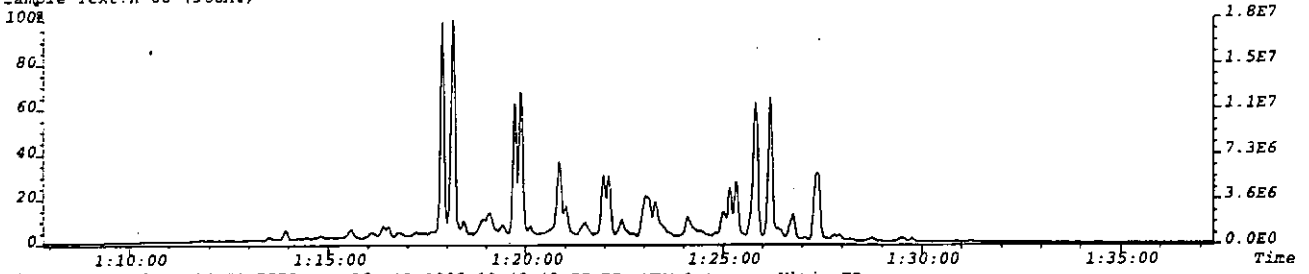
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 19:49:43 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-06 (306M4)



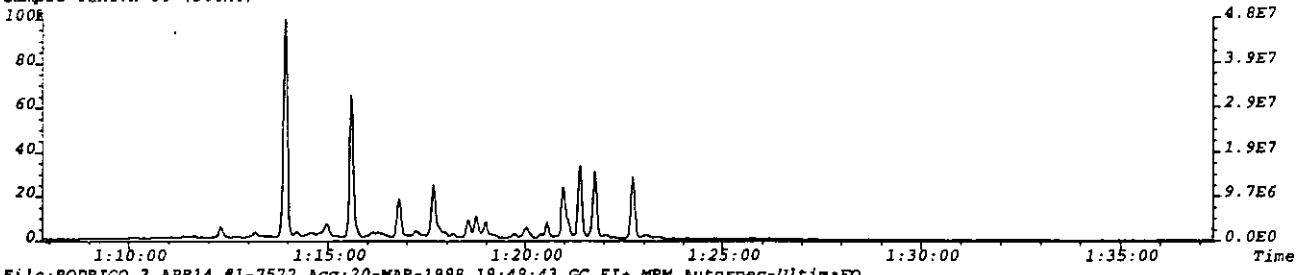
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 19:49:43 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-06 (306M4)



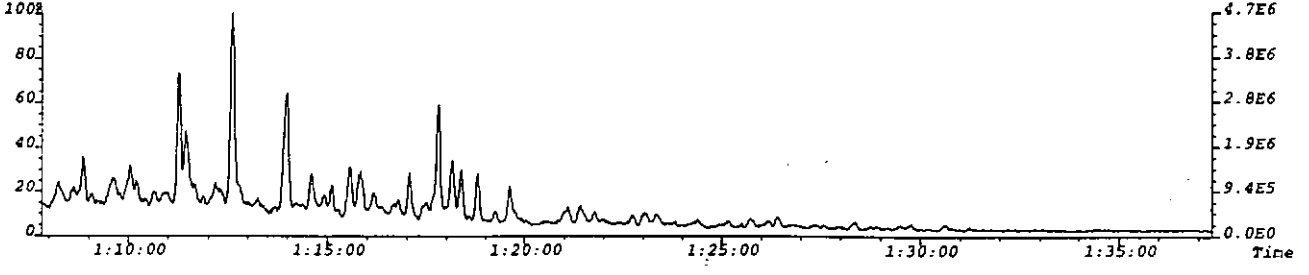
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 19:49:43 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
386.4000->217.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-06 (306M4)



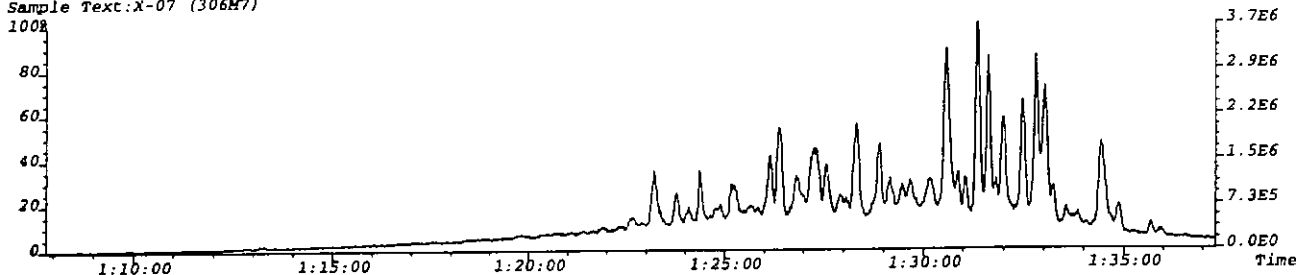
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 19:49:43 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-06 (306M4)



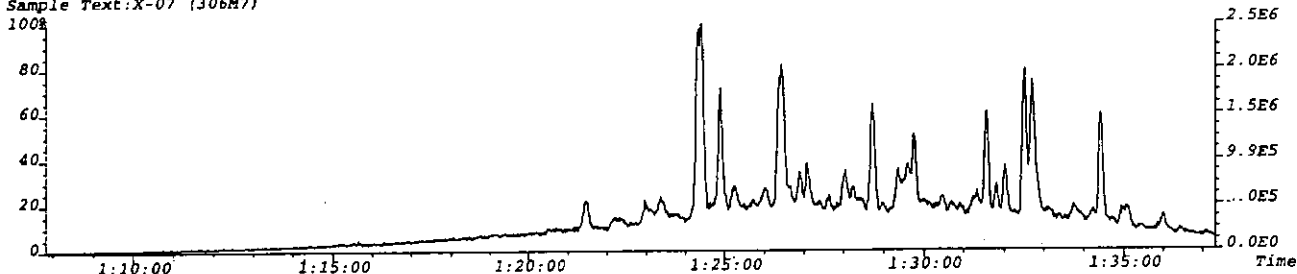
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 19:49:43 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:5 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-06 (306M4)



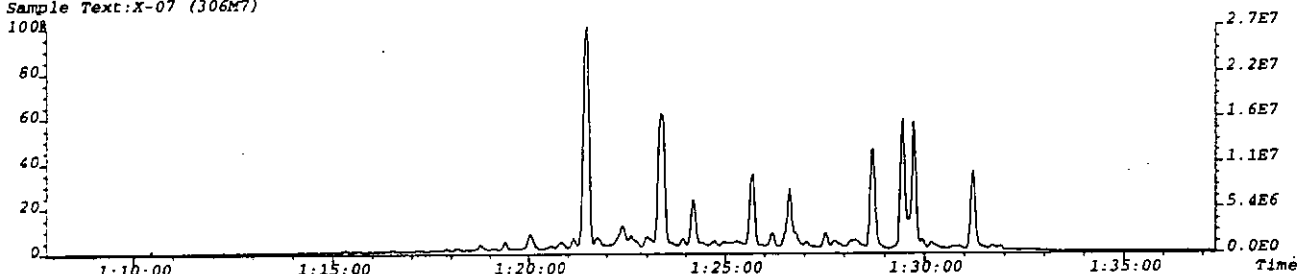
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 22:05:05 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-07 (306M7)



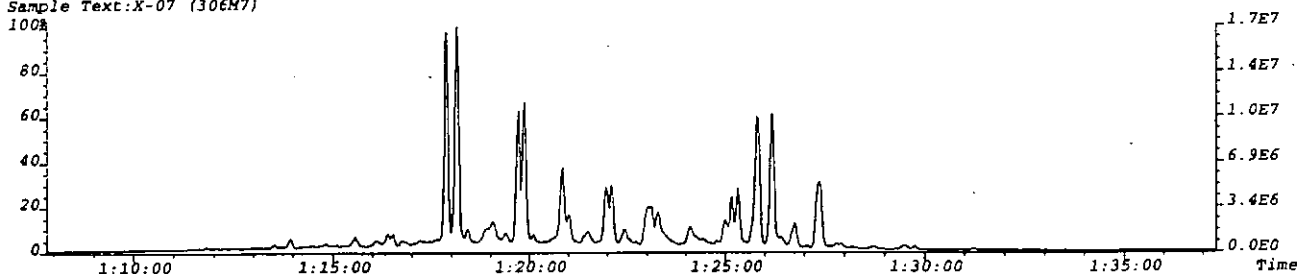
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 22:05:05 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-07 (306M7)



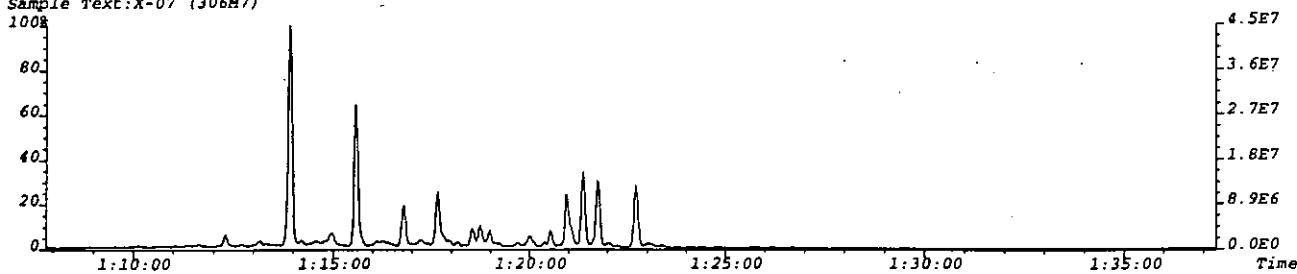
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 22:05:05 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-07 (306M7)



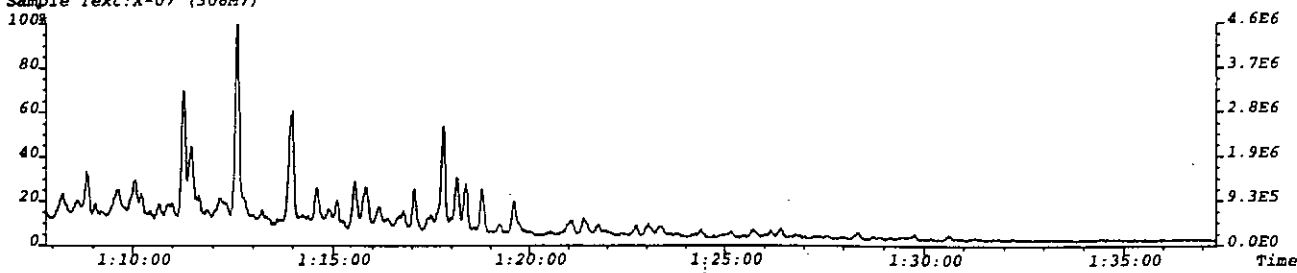
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 22:05:05 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
386.4000->217.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-07 (306M7)



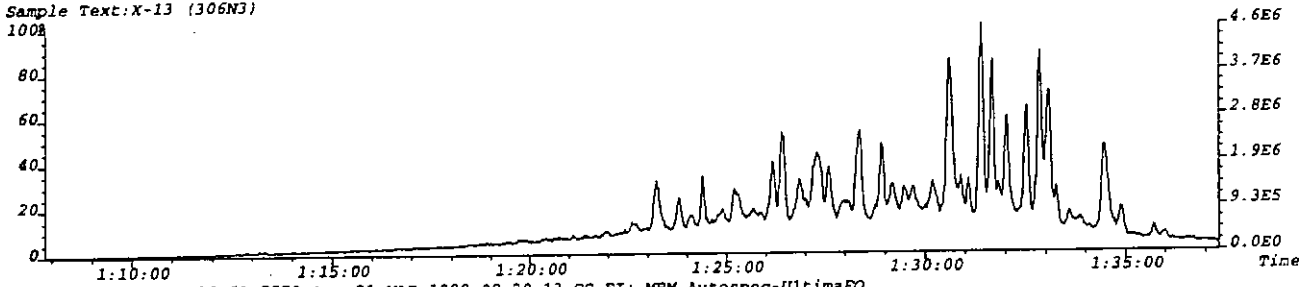
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 22:05:05 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-07 (306M7)



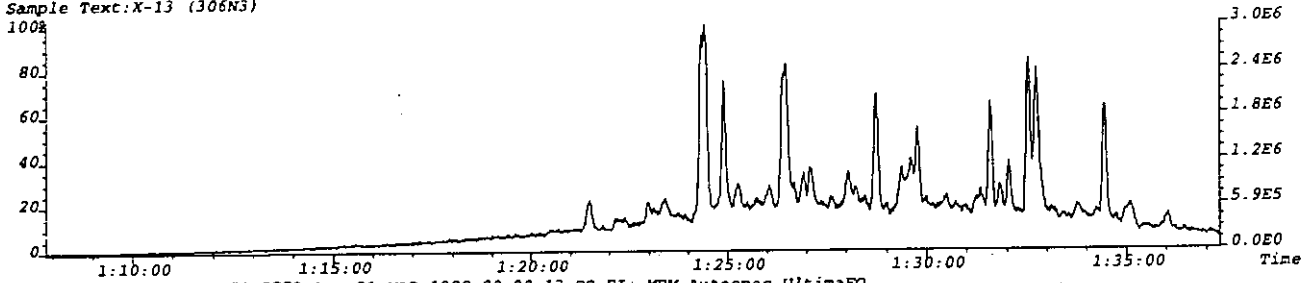
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:20-MAR-1998 22:05:05 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:6 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-07 (306M7)



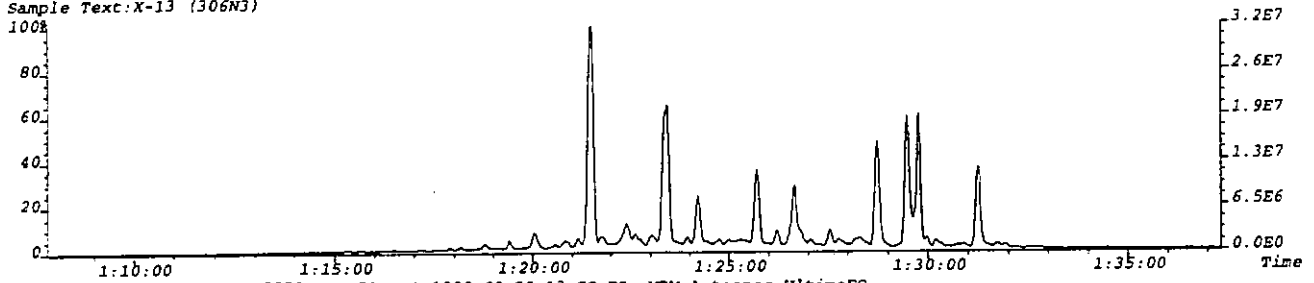
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:21-MAR-1998 00:20:13 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->231.2000 S:7 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-13 (306N3)



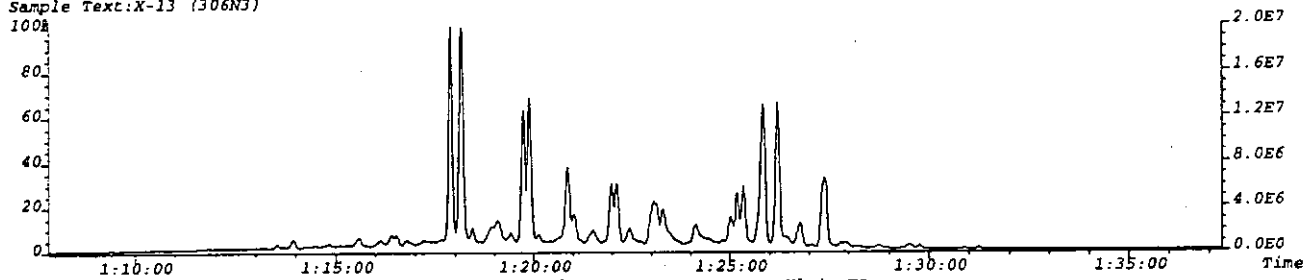
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:21-MAR-1998 00:20:13 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:7 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-13 (306N3)



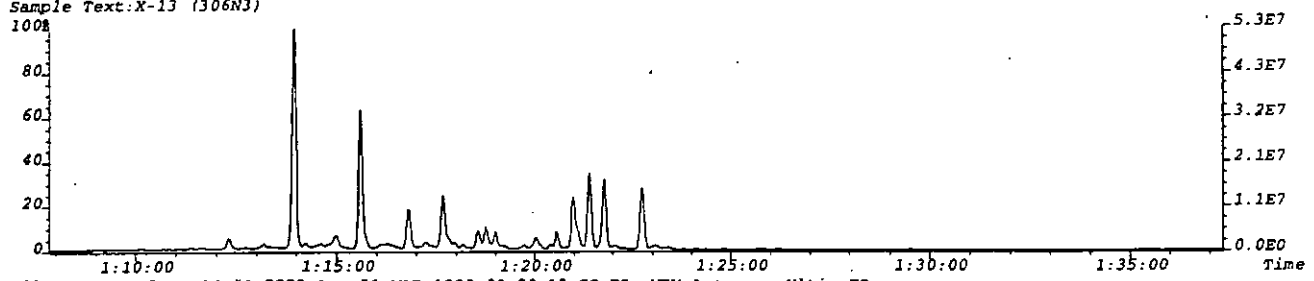
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:21-MAR-1998 00:20:13 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:7 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-13 (306N3)



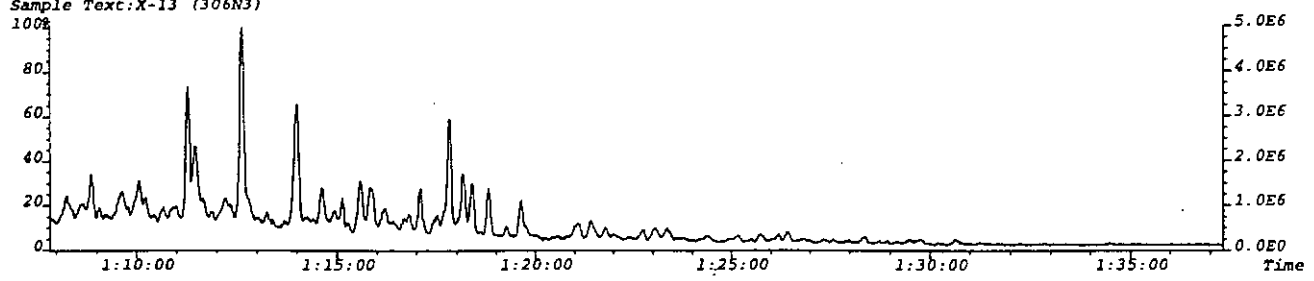
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:21-MAR-1998 00:20:13 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
386.4000->217.2000 S:7 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-13 (306N3)



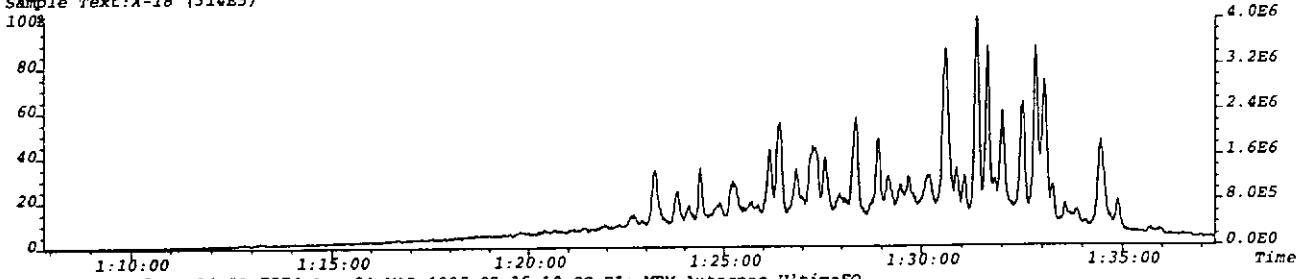
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:21-MAR-1998 00:20:13 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:7 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-13 (306N3)



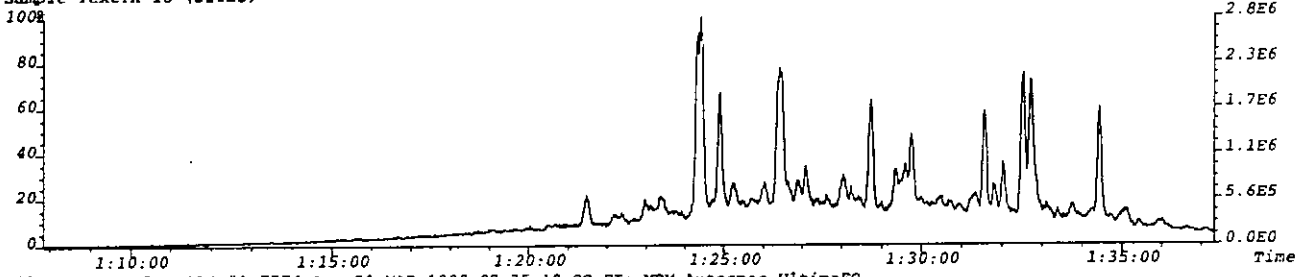
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7573 Acq:21-MAR-1998 00:20:13 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:7 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-13 (306N3)



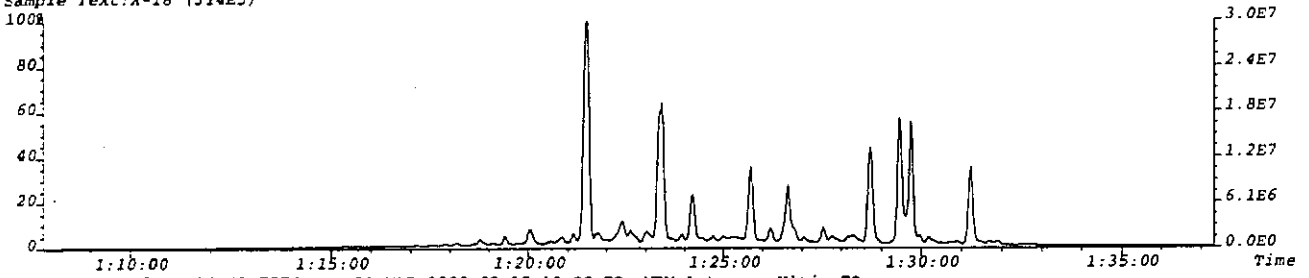
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:21-MAR-1998 02:35:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->231.2000 S:8 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-18 (314E5)



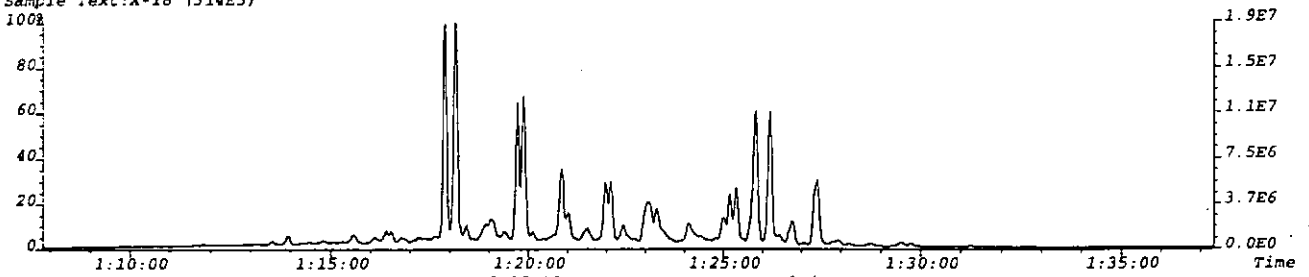
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:21-MAR-1998 02:35:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:8 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-18 (314E5)



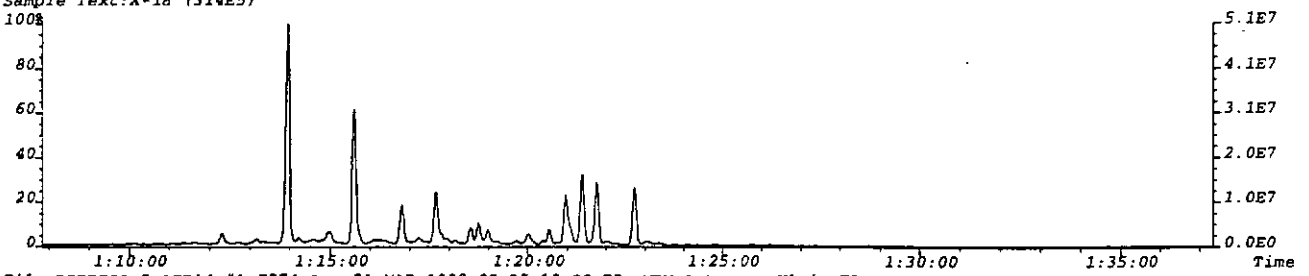
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:21-MAR-1998 02:35:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:8 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-18 (314E5)



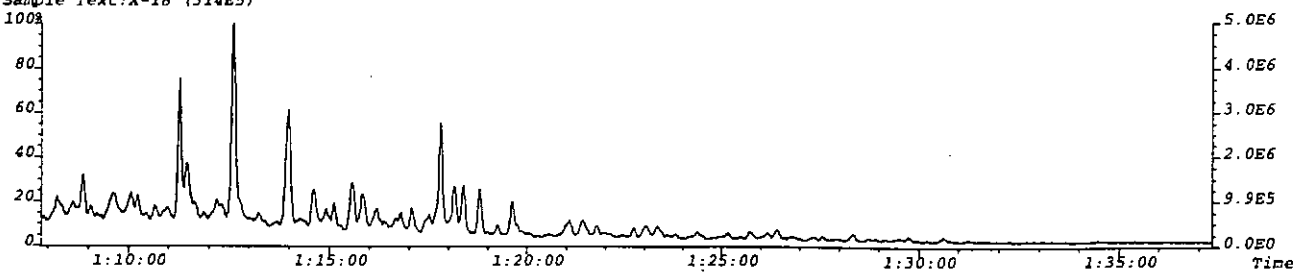
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:21-MAR-1998 02:35:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
386.4000->217.2000 S:8 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-18 (314E5)



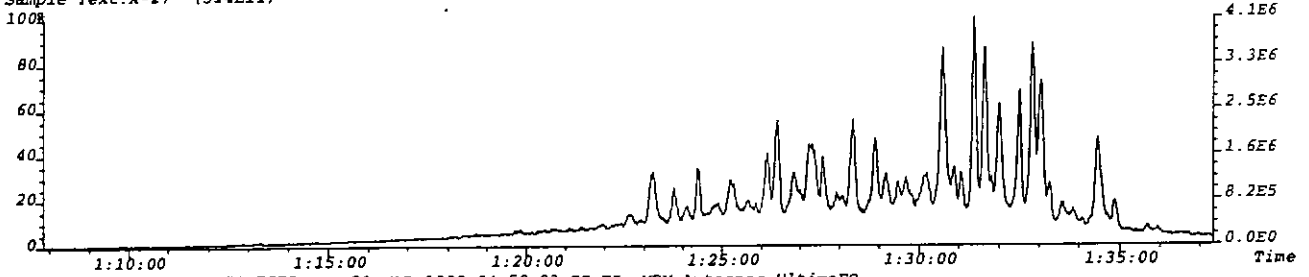
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:21-MAR-1998 02:35:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:8 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-18 (314E5)



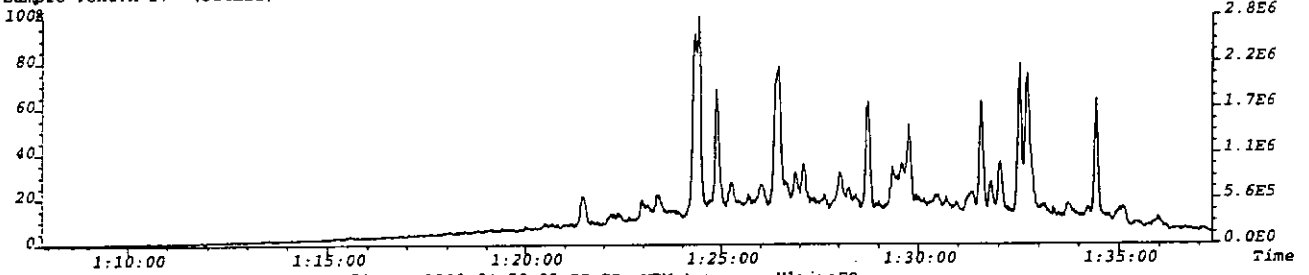
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7574 Acq:21-MAR-1998 02:35:10 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:8 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-18 (314E5)



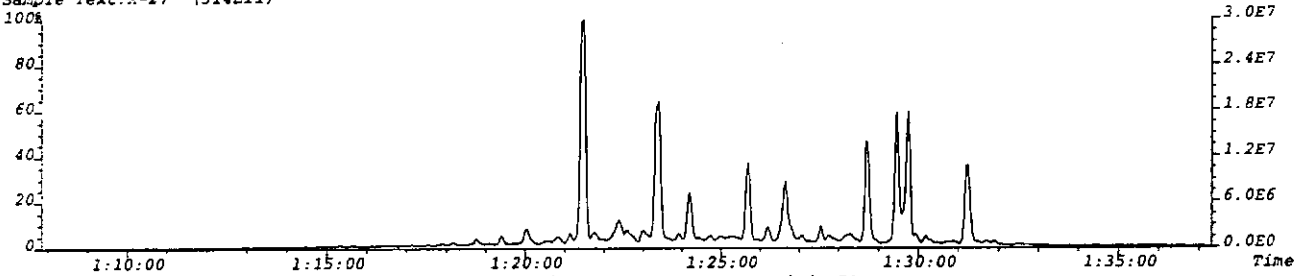
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:21-MAR-1998 04:50:03 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->231.2000 S:9 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-27 (314E11)



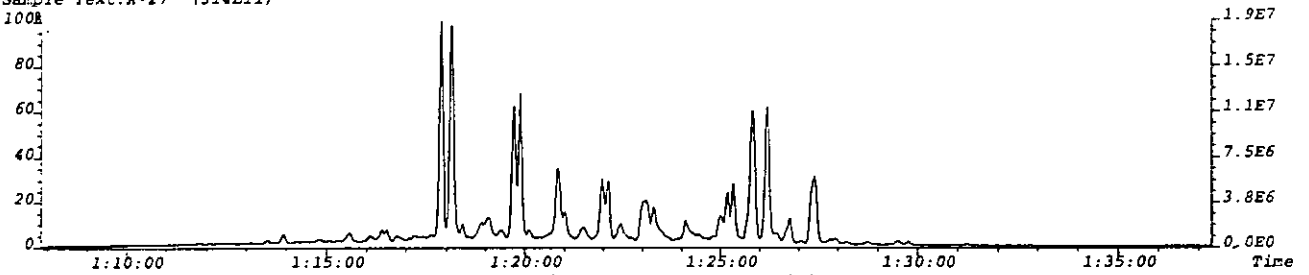
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:21-MAR-1998 04:50:03 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 S:9 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-27 (314E11)



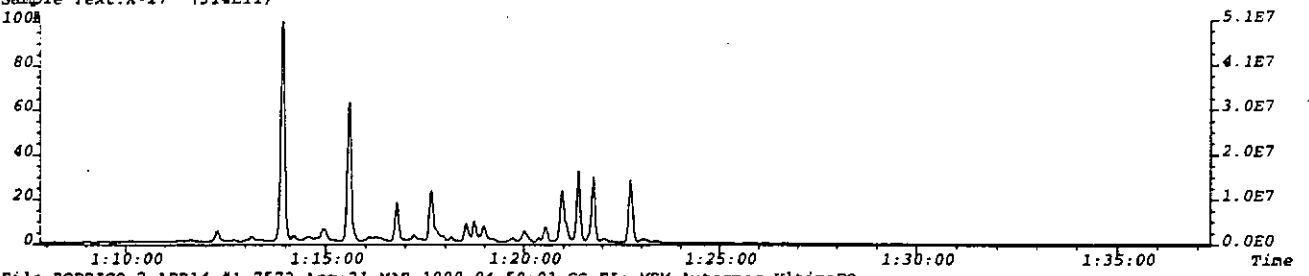
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:21-MAR-1998 04:50:03 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 S:9 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-27 (314E11)



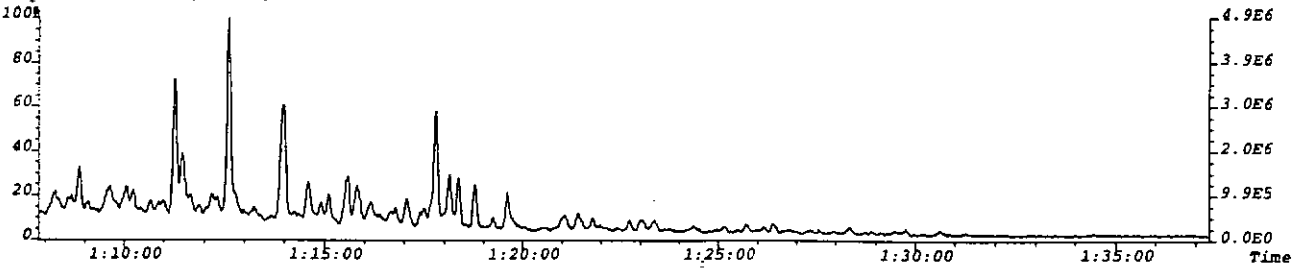
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:21-MAR-1998 04:50:03 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
386.4000->217.2000 S:9 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-27 (314E11)



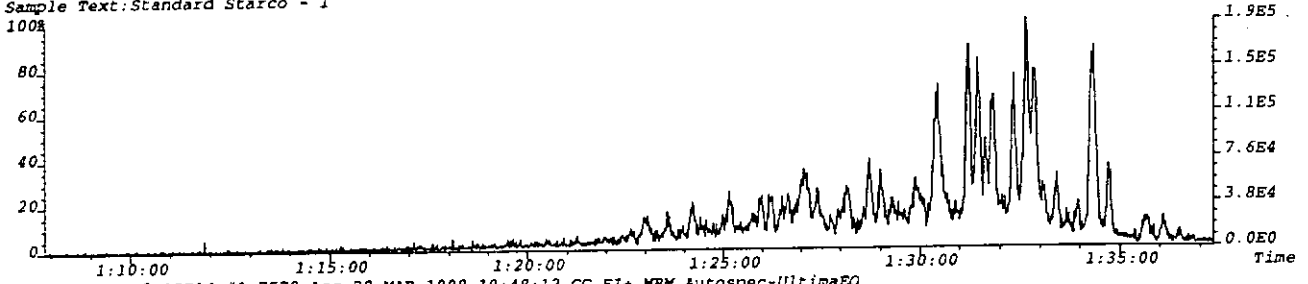
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:21-MAR-1998 04:50:03 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 S:9 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-27 (314E11)



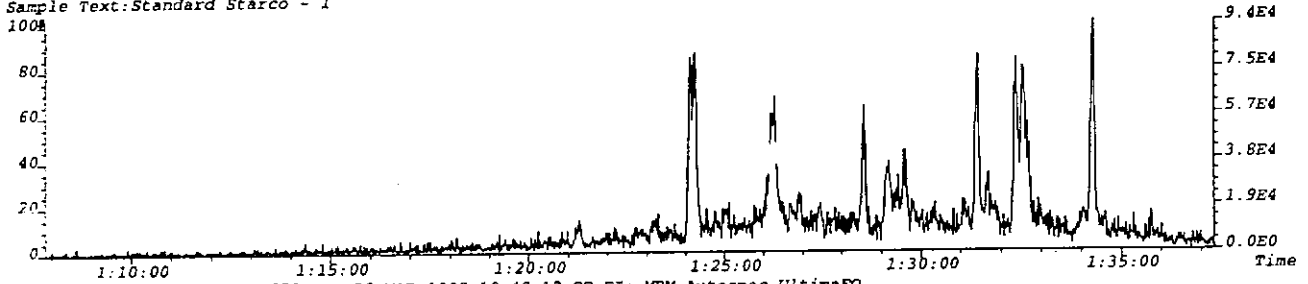
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:21-MAR-1998 04:50:03 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 S:9 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:X-27 (314E11)



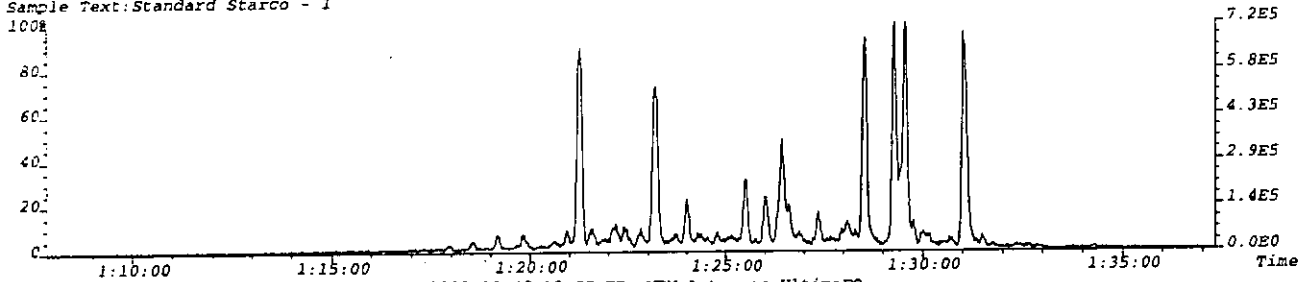
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 10:48:12 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->231.2000 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:Standard Starco - 1



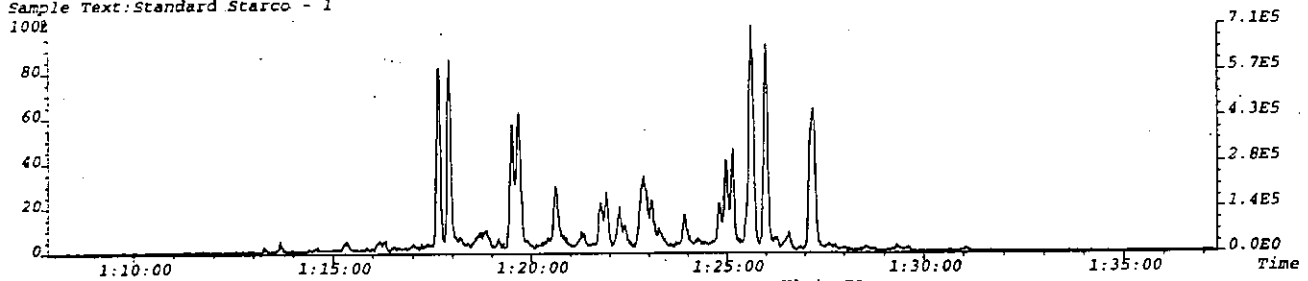
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 10:48:12 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
414.4000->217.2000 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:Standard Starco - 1



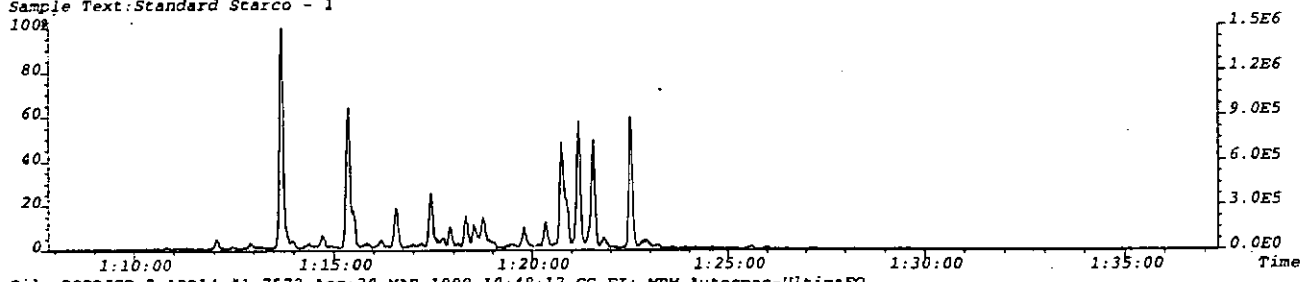
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 10:48:12 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
400.4000->217.2000 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:Standard Starco - 1



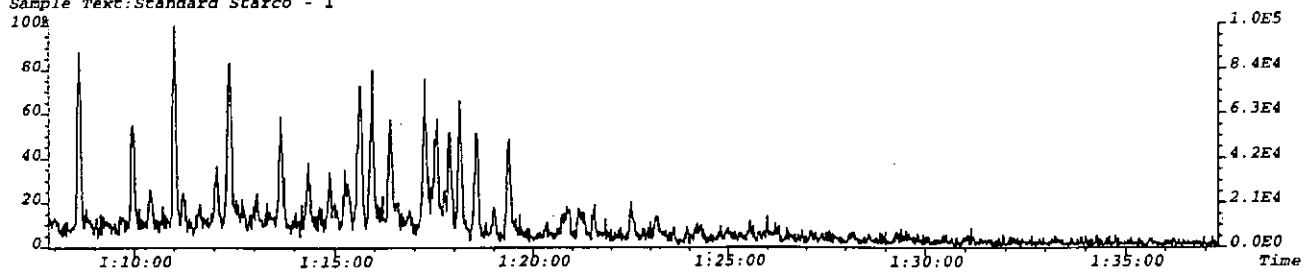
File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 10:48:12 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
386.4000->217.2000 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:Standard Starco - 1



File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 10:48:12 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
372.4000->217.2000 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:Standard Starco - 1



File:RODRIGO_2_APR14 #1-7572 Acq:20-MAR-1998 10:48:12 GC EI+ MRM Autospec-UltimaEQ
358.4000->217.2000 Exp:BIOMARKMRM
Sample Text:Standard Starco - 1



Anexo 5

Identificación de carbazoles

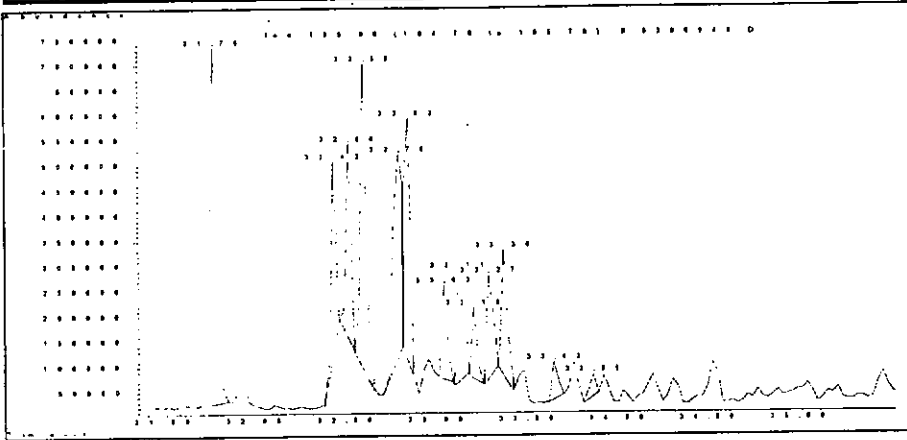
Ion 195.00 (194.70 to 195.70): M0300945.D
971619352 (306M3)

X-5

1.8
1.3
1.6
1.7
1.4+4ET
1.5+3ET
2.6
2.7
1.2
2.4
2.5
2.3
3.4

Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1	31,756	M	0,039	6804915	31,688	31,832
2	32,418	M	0,029	6537678	32,364	32,446
3	32,499	M	0,033	7725688	32,45	32,529
4	32,583	M	0,036	3264313	32,533	32,64
5	32,775	M	0,042	194311	32,685	32,797
6	32,823	M	0,035	583657	32,801	32,854
7	33,025	M	0,034	3780635	32,995	33,069
8	33,106	M	0,04	5312953	33,081	33,155
9	33,189	M	0,032	2746538	33,16	33,238
10	33,271	M	0,029	3616922	33,246	33,32
11	33,355	M	0,036	5437014	33,325	33,403
12	33,633	M	0,037	1689004	33,597	33,675
13	33,847	M	0,032	853920	33,795	33,873

ratio areas	
	1,8 /
1,3	1,04087644
1,6	0,880816699
1,7	2,084639249
1,4+4E	35,02073995
1,5+3ET	11,65909944
2,6	1,799939693
2,7	1,280815961
1,2	2,477633661
2,4	1,881410492
2,5	1,251590487
2,3	4,028951382
3,4	7,969031057



B-Nororiental
Res. BTPKS
3566-3598

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
142,8571429 (B-101)

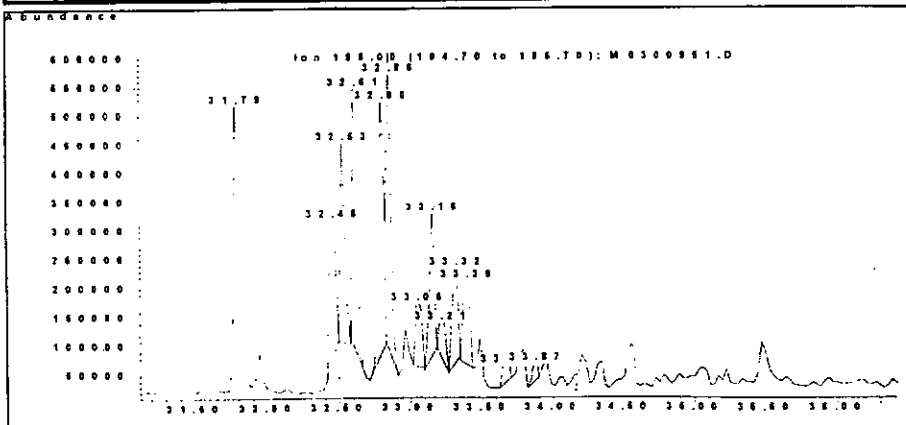
Ion 195.00 (194.70 to 195.70): M0300951.D
971619994 (306O1)

X-16

1.8
1.3
1.6
1.7
1.4+4ET
1.5+3ET
2.6
2.7
1.2
2.4
2.5
2.3
3.4

Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1	31,787	M	0,044	13826388	31,714	31,887
2	32,454	M	0,069	10491240	32,411	32,5
3	32,526	M	0,037	8154557	32,5	32,584
4	32,609	M	0,028	7815271	32,584	32,662
5	32,804	M	0,063	17268707	32,715	32,83
6	32,856	M	0,028	8777285	32,83	32,919
7	33,049	M	0,036	2728127	33,024	33,097
8	33,157	M	0,037	5970334	33,097	33,186
9	33,214	M	0,066	2971450	33,191	33,27
10	33,319	M	0,044	4944061	33,275	33,354
11	33,394	M	0,038	4129454	33,354	33,432
12	33,672	M	0,048	1432030	33,626	33,705
13	33,875	M	0,029	834400	33,82	33,899

ratio areas	
	1,8 /
1,3	1,317898361
1,6	1,695541278
1,7	1,769150168
1,4+4E	0,800661451
1,5+3ET	1,57524656
2,6	5,068088106
2,7	2,315848326
1,2	4,65307779
2,4	2,79656501
2,5	3,348236353
2,3	9,655096611
3,4	16,57045542



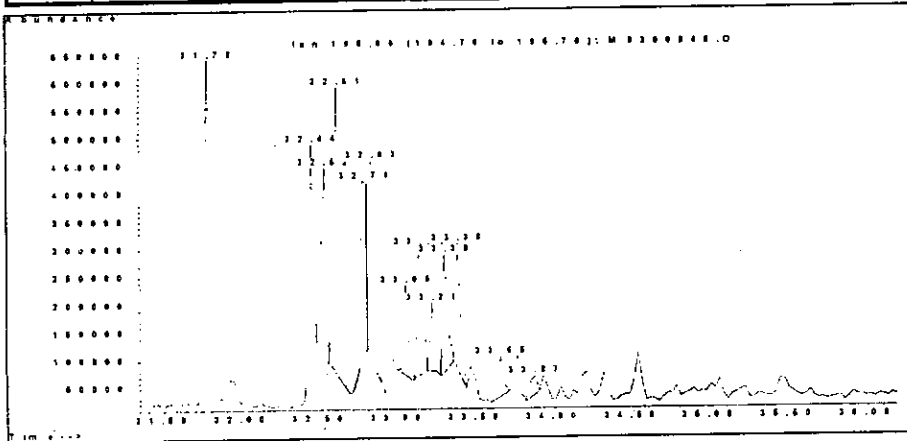
B-Nororiental
Res. JSK
4229-4241

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
357,1428571 B-101

971619643 (306N2)

Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1.8	1	31,78	M	0,041	15624753	31,707 31,869
1.3	2	32,443	M	0,03	6973092	32,387 32,468
1.6	3	32,521	M	0,033	6748250	32,473 32,55
1.7	4	32,606	M	0,037	11426226	32,555 32,679
1,4+4ET	5	32,786	M	0,019	4018560	32,703 32,794
1,5+3ET	6	32,83	M	0,066	14538572	32,799 32,885
2.6	7	33,048	M	0,032	3124899	33,01 33,096
2.7	8	33,137	M	0,042	5962442	33,101 33,183
1.2	9	33,213	M	0,016	1150366	33,187 33,245
2.4	10	33,296	M	0,025	3227627	33,273 33,35
2.5	11	33,379	M	0,034	4621135	33,35 33,432
2.3	12	33,654	M	0,039	1738493	33,59 33,714
3.4	13	33,867	M	0,057	1254430	33,815 33,906

ratio areas	
	1,8 /
1,3	2,240720903
1,6	2,315378506
1,7	1,367446522
1,4+4E	3,888147247
1,5+3ET	1,074710295
2,6	5,000082563
2,7	2,620529139
1,2	13,58241899
2,4	4,840941348
2,5	3,381150518
2,3	8,987527128
3,4	12,45565954



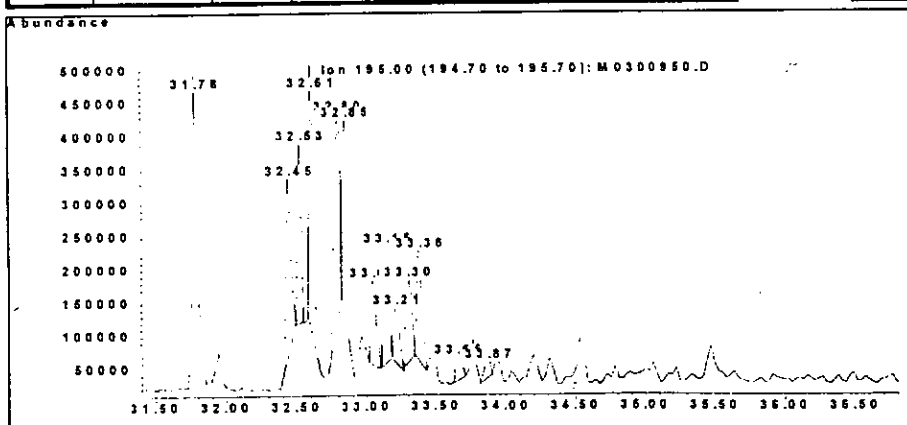
B-Oriental
Res. BTPKS
3129-3154

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
333,333333 1785,714

971619852 (306N8)

Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1.8	1	31,784	M	0,039	10959074	31,724 31,858
1.3	2	32,447	M	0,035	6022127	32,382 32,495
1.6	3	32,526	M	0,013	2299353	32,5 32,548
1.7	4	32,608	M	0,027	6619884	32,591 32,671
1,4+4ET	5	32,801	M	0,036	7096299	32,73 32,821
1,5+3ET	6	32,849	M	0,035	6869099	32,826 32,907
2.6	7	33,048	M	0,027	2342347	33,024 33,099
2.7	8	33,15	M	0,037	4545590	33,11 33,179
1.2	9	33,214	M	0,049	3007984	33,19 33,27
2.4	10	33,296	M	0,031	2688831	33,27 33,345
2.5	11	33,382	M	0,038	4247796	33,351 33,431
2.3	12	33,654	M	0,033	1100488	33,629 33,709
3.4	13	33,872	M	0,045	1165356	33,811 33,907

ratio areas	
	1,8 /
1,3	1,81980121
1,6	4,766155523
1,7	1,655478253
1,4+4E	1,544336562
1,5+3ET	1,595416517
2,6	4,678672289
2,7	2,410924434
1,2	3,643328555
2,4	4,075776425
2,5	2,579943575
2,3	9,958376647
3,4	9,404056786

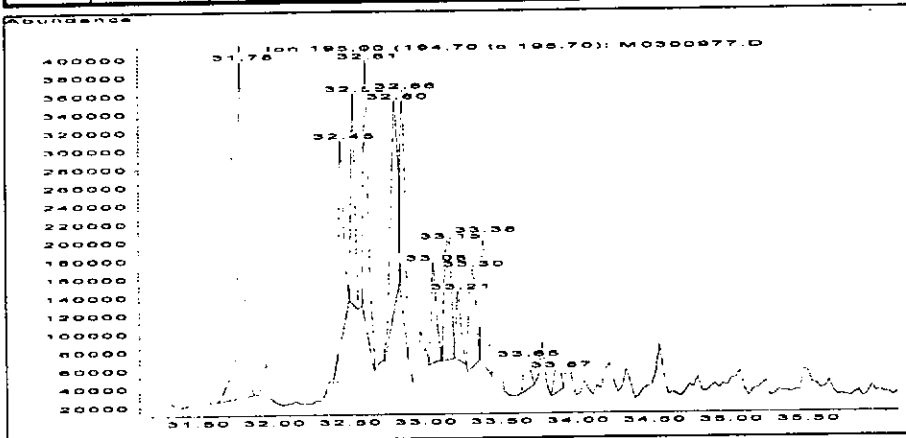


B-Oriental
Res. JSK
3587-3610

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
714,2857143 904,7619

Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1,8	1	31,783	M	0,044	10040515	31,636 31,861
1,3	2	32,446	M	0,035	4778849	32,386 32,494
1,6	3	32,525	M	0,016	2320445	32,499 32,553
1,7	4	32,608	M	0,022	4143581	32,582 32,656
1,4+4ET	5	32,8	M	0,037	5166594	32,724 32,827
1,5+3ET	6	32,855	M	0,027	4164473	32,832 32,881
2,6	7	33,051	M	0,037	2668768	33,013 33,102
2,7	8	33,148	M	0,037	3289150	33,107 33,18
1,2	9	33,214	M	0,052	2643452	33,185 33,269
2,4	10	33,296	M	0,052	3668788	33,269 33,352
2,5	11	33,378	M	0,034	3050192	33,357 33,435
2,3	12	33,653	M	0,029	780254	33,627 33,715
3,4	13	33,868	M	0,056	1154343	33,818 33,901

ratio areas	
	1,8 /
1,3	2,101032069
1,6	4,32697823
1,7	2,423149204
1,4+4E	1,943352816
1,5+3ET	2,41099294
2,6	3,762228489
2,7	3,052616938
1,2	3,798258868
2,4	2,736738945
2,5	3,291764912
2,3	12,86826469
3,4	8,698034293

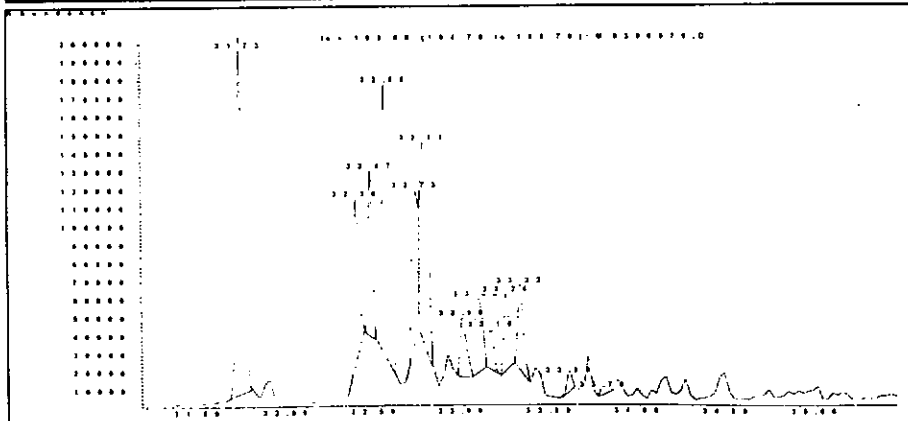


B-Oriental
Res. JSK
4129-4150

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
238,0952381 1142,857

Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1,8	1	31,729	M	0,038	4492269	31,669 31,787
1,3	2	32,389	M	0,032	1815367	32,334 32,436
1,6	3	32,471	M	0,013	734204	32,444 32,495
1,7	4	32,554	M	0,035	3217380	32,503 32,618
1,4+4ET	5	32,729	M	0,018	991903	32,677 32,745
1,5+3ET	6	32,774	M	0,043	2889674	32,753 32,821
2,6	7	32,994	M	0,026	573680	32,969 33,046
2,7	8	33,077	M	0,033	901316	33,05 33,126
1,2	9	33,159	M	0,031	483416	33,126 33,198
2,4	10	33,244	M	0,034	937594	33,211 33,291
2,5	11	33,325	M	0,033	1002266	33,296 33,372
2,3	12	33,599	M	0,027	215712	33,558 33,626
3,4	13	33,792	M	0,036	149548	33,77 33,842

ratio areas	
	1,8 /
1,3	2,474578969
1,6	6,118556968
1,7	1,396250676
1,4+4E	4,528939826
1,5+3ET	1,554593702
2,6	7,830618115
2,7	4,984122106
1,2	9,292760273
2,4	4,791273195
2,5	4,482112533
2,3	20,82530874
3,4	30,03897745

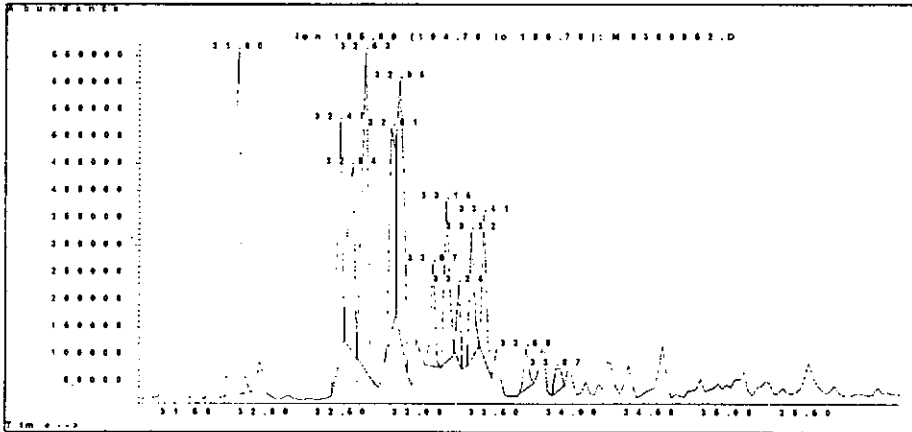


B-Oriental
Res. BTPKS
3060-3095

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
723,8095238 1195,238

	Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1,8	1	31,804	M	0,047	18289056	31,724	31,899
1,3	2	32,469	M	0,036	9432396	32,413	32,495
1,6	3	32,543	M	0,037	8076177	32,5	32,578
1,7	4	32,631	M	0,038	13987840	32,582	32,699
1,4+4ET	5	32,812	M	0,059	14309313	32,762	32,83
1,5+3ET	6	32,856	M	0,048	13213030	32,835	32,908
2,6	7	33,074	M	0,034	3885010	33,019	33,121
2,7	8	33,162	M	0,037	6740296	33,13	33,208
1,2	9	33,241	M	0,015	1268845	33,218	33,261
2,4	10	33,323	M	0,023	3318213	33,3	33,373
2,5	11	33,406	M	0,033	5152134	33,378	33,46
2,3	12	33,681	M	0,035	1552736	33,645	33,732
3,4	13	33,874	M	0,05	1342345	33,853	33,93

ratio areas	
	1,8 /
1,3	1,93896185
1,6	2,264568496
1,7	1,307496797
1,4+4E	1,278122577
1,5+3ET	1,384168204
2,6	4,707595605
2,7	2,713390629
1,2	14,41394024
2,4	5,511718506
2,5	3,549802082
2,3	11,77859984
3,4	13,62470602

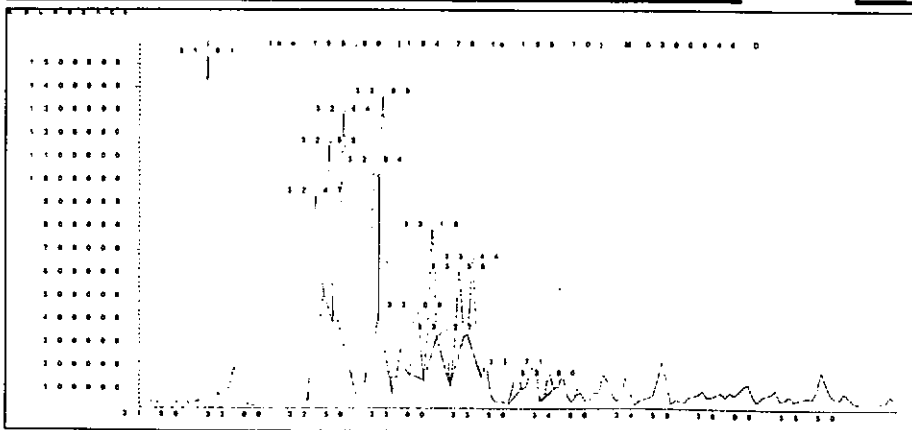


B-Oriental
Res. BTPKS
3300-3325

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
295,2380952 1333,333

	Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1,8	1	31,812	M	0,042	38687715	31,748	31,876
1,3	2	32,472	M	0,038	15680635	32,424	32,522
1,6	3	32,555	M	0,026	11307339	32,527	32,578
1,7	4	32,642	M	0,043	26775639	32,609	32,693
1,4+4ET	5	32,839	M	0,024	11143732	32,776	32,857
1,5+3ET	6	32,885	M	0,041	26420385	32,859	32,941
2,6	7	33,087	M	0,047	9565704	33,045	33,132
2,7	8	33,187	M	0,036	12070673	33,133	33,215
1,2	9	33,27	M	0,055	6518641	33,216	33,298
2,4	10	33,353	M	0,031	7207596	33,299	33,38
2,5	11	33,436	M	0,032	7978085	33,404	33,486
2,3	12	33,71	M	0,036	3225163	33,655	33,732
3,4	13	33,903	M	0,029	1740714	33,855	33,937

ratio areas	
	1,8 /
1,3	1,166346643
1,6	1,617450047
1,7	0,683048349
1,4+4E	1,641196683
1,5+3ET	0,692232759
2,6	1,911940407
2,7	1,515164565
1,2	2,805654737
2,4	2,537469636
2,5	2,292411776
2,3	5,670738502
3,4	10,50664038



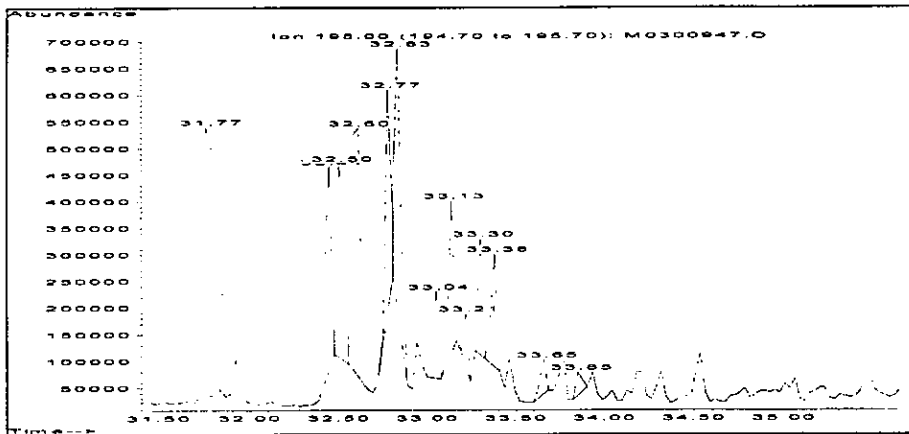
B-Occidental
Res. JSK
33704-3270

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
1309,52381 557,1429

1,8
1,3
1,6
1,7
1,4+4ET
1,5+3ET
2,6
2,7
1,2
2,4
2,5
2,3
3,4

Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1	31,767	M	0,05	16599562	31,707	31,831
2	32,439	M	0,034	8098718	32,39	32,471
3	32,499	M	0,033	7262307	32,472	32,553
4	32,596	M	0,039	12028216	32,554	32,666
5	32,774	M	0,025	6220656	32,719	32,801
6	32,829	M	0,032	9916800	32,802	32,885
7	33,044	M	0,034	3427487	32,995	33,076
8	33,132	M	0,028	4897294	33,08	33,159
9	33,214	M	0,03	1808800	33,187	33,242
10	33,297	M	0,032	4200584	33,269	33,325
11	33,376	M	0,032	4171036	33,325	33,406
12	33,653	M	0,038	1483245	33,598	33,682
13	33,847	M	0,033	870134	33,824	33,903

ratio areas	
	1,8 /
1,3	2,049653044
1,6	2,285714718
1,7	1,380051871
1,4+4E	2,668458439
1,5+3ET	1,673882906
2,6	4,84307074
2,7	3,389537569
1,2	9,177113003
2,4	3,951727188
2,5	3,979721585
2,3	11,19138241
3,4	19,07701802



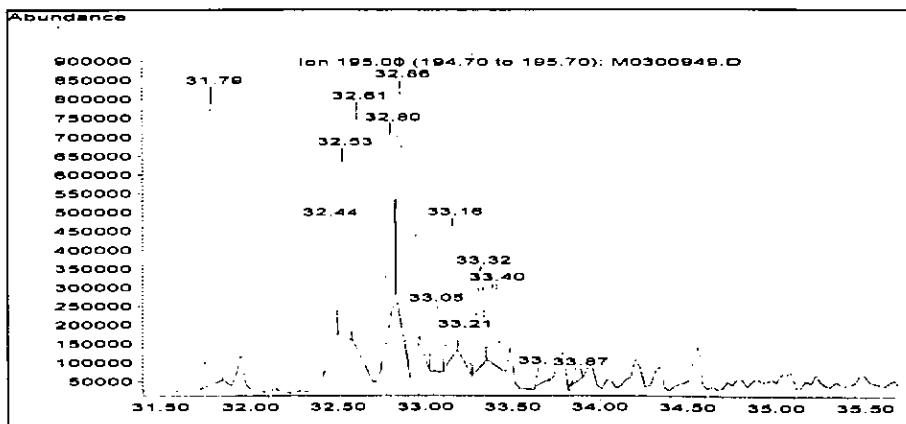
B-Occidental
Res. JSK
3591-3618

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
523,8095238 1547,619

1.8
1.3
1.6
1.7
1.4+4ET
1.5+3ET
2.6
2.7
1.2
2.4
2.5
2.3
3.4

Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1	31,785	M	0,041	20350706	31,723	31,844
2	32,443	M	0,034	8376504	32,416	32,497
3	32,526	M	0,019	6110373	32,499	32,579
4	32,612	M	0,04	16934299	32,579	32,677
5	32,801	M	0,054	17942956	32,748	32,829
6	32,856	M	0,025	10419817	32,832	32,909
7	33,049	M	0,049	6204700	33,025	33,105
8	33,156	M	0,032	7794890	33,105	33,186
9	33,214	M	0,042	2705430	33,187	33,269
10	33,32	M	0,042	7680512	33,269	33,352
11	33,397	M	0,037	5869873	33,353	33,434
12	33,674	M	0,045	2073211	33,626	33,711
13	33,874	M	0,029	1139285	33,821	33,902

ratio areas	
	1,8 /
1,3	2,42949875
1,6	3,330517793
1,7	1,201744814
1,4+4E	1,134189149
1,5+3ET	1,953077103
2,6	3,279885571
2,7	2,610775264
1,2	7,522170598
2,4	2,649654867
2,5	3,466975521
2,3	9,816032232
3,4	17,86269985

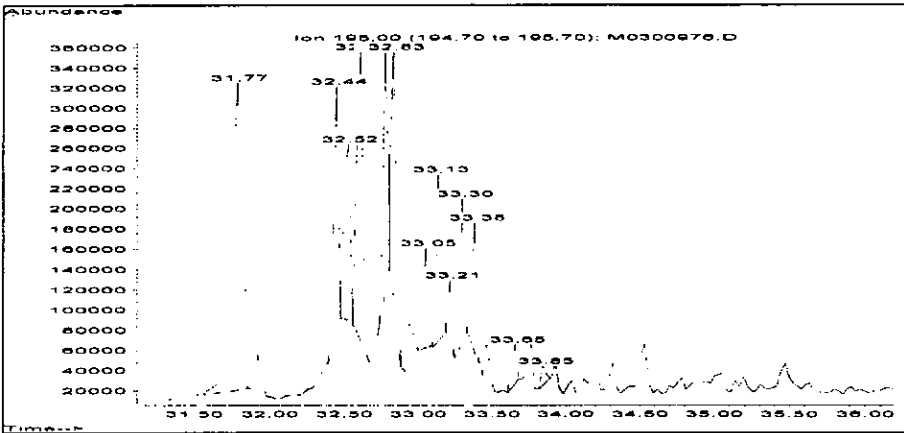


B-Occidental
Res. JSK
3785-3798

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
652,3809524 1500

	Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1,8	1	31,775	M	0,055	10611277	31,563	31,848
1,3	2	32,441	M	0,032	4832408	32,39	32,471
1,6	3	32,516	M	0,046	5193930	32,471	32,551
1,7	4	32,602	M	0,039	7050892	32,556	32,666
1,4+4ET	5	32,777	M	0,048	7060899	32,721	32,801
1,5+3ET	6	32,828	M	0,033	4864296	32,807	32,877
2,6	7	33,046	M	0,035	2083346	32,992	33,077
2,7	8	33,133	M	0,034	3386851	33,092	33,183
1,2	9	33,214	M	0,016	616887	33,188	33,238
2,4	10	33,296	M	0,029	2444072	33,248	33,323
2,5	11	33,379	M	0,033	2505952	33,328	33,408
2,3	12	33,653	M	0,032	766370	33,604	33,679
3,4	13	33,846	M	0,022	259031	33,82	33,895

ratio areas	
	1,8 /
1,3	2,195857014
1,6	2,043015019
1,7	1,50495526
1,4+4E	1,502822374
1,5+3ET	2,181462025
2,6	5,093381992
2,7	3,133080552
1,2	17,20133023
2,4	4,341638462
2,5	4,23442947
2,3	13,84615395
3,4	40,96527829

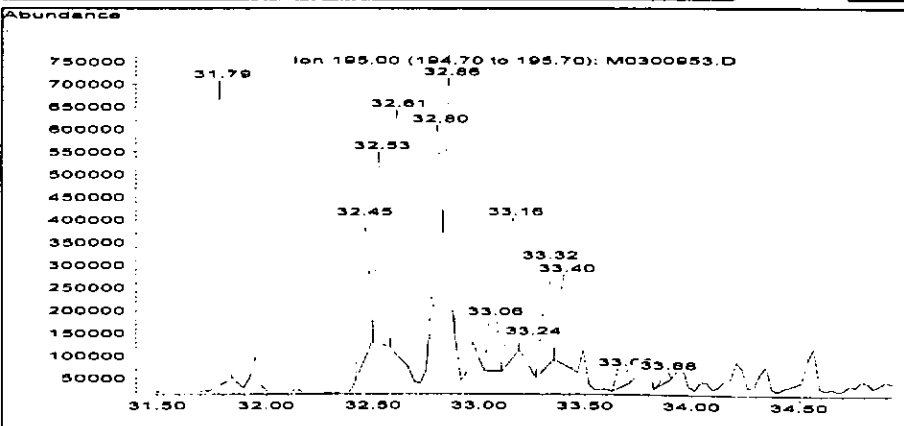


B-Occidental
Res. BTPKS
2910-2940

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
1857,142857 1095,238

	Peak#	Ret Time	Type	Width	Area	Start Time	End Time
1,8	1	31,788	M	0,04	16732981	31,727	31,842
1,3	2	32,446	M	0,033	6949291	32,419	32,499
1,6	3	32,53	M	0,034	9105706	32,501	32,583
1,7	4	32,611	M	0,029	9769817	32,584	32,666
1,4+4ET	5	32,804	M	0,032	6883819	32,748	32,83
1,5+3ET	6	32,859	M	0,017	5005296	32,831	32,886
2,6	7	33,063	M	0,067	5426748	33,023	33,107
2,7	8	33,16	M	0,033	6631241	33,108	33,189
1,2	9	33,244	M	0,041	2325159	33,19	33,271
2,4	10	33,324	M	0,038	5946191	33,272	33,354
2,5	11	33,403	M	0,035	4855228	33,355	33,437
2,3	12	33,679	M	0,045	1816470	33,629	33,711
3,4	13	33,877	M	0,029	875544	33,822	33,904

ratio areas	
	1,8 /
1,3	2,407868803
1,6	1,837636862
1,7	1,71272205
1,4+4E	2,430770042
1,5+3ET	3,343055236
2,6	3,083426944
2,7	2,523355885
1,2	7,196488928
2,4	2,81406719
2,5	3,446384186
2,3	9,211812471
3,4	19,11152495



B-Occidental
Res. JSK
3869-3893

DISTANCIA
A LA FALLA
1(NE) 2(SW)
1357,142857 880,9524

Anexo 6

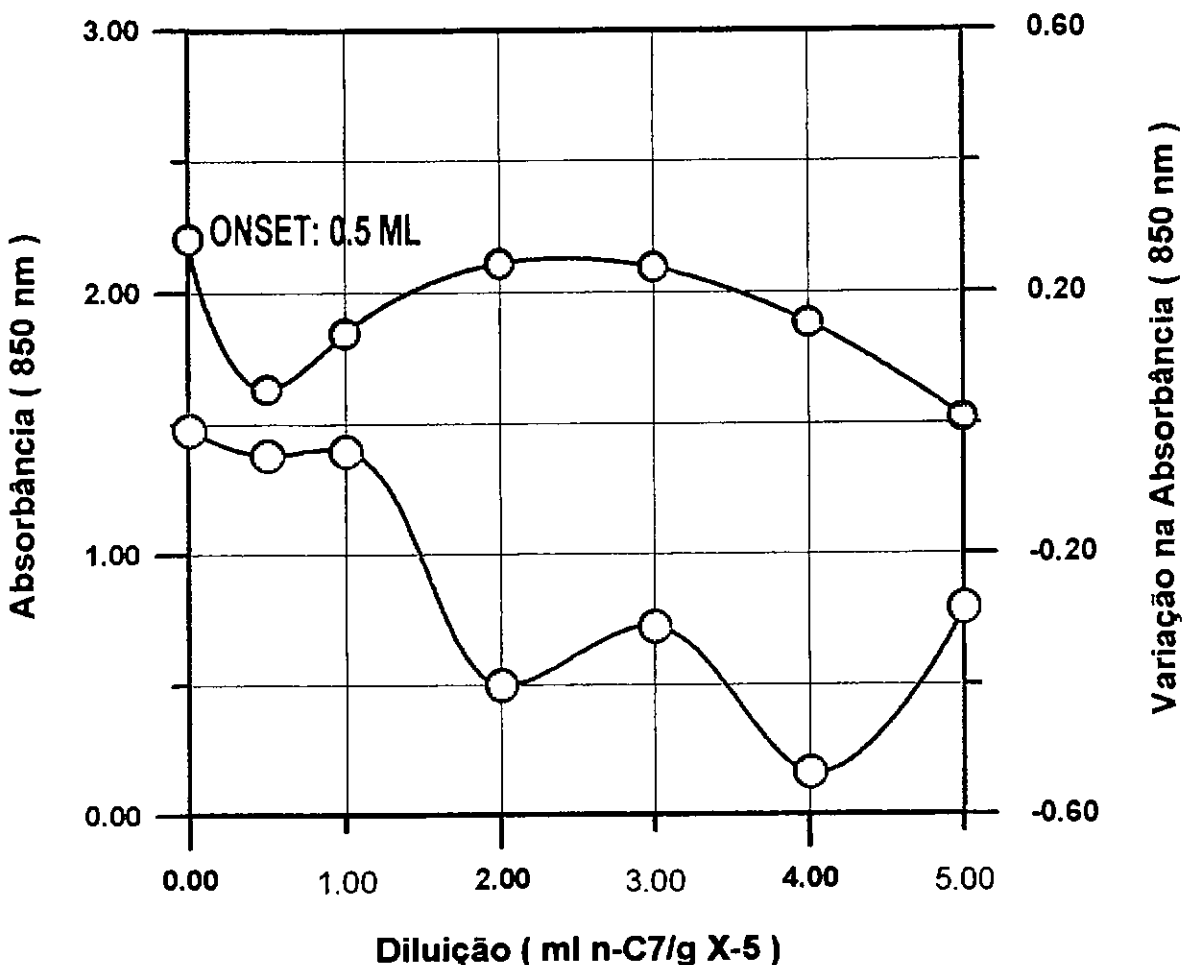
Análisis del potencial de precipitación de asfaltenos



3 - RESULTADOS E DISCUSSÃO

Número da Amostra: 97-32166 Local da Entrega: Sala 456
ID.Solicitante: XOCHITL-5 971619352
Solicitante: Luiz Antonio Freitas Trindade
Sala: 755 Projeto: 01.50.00 Ramal: 6420
Análise realizada por: Michele de N. S. Lemos
Supervisionado por: Guilherme B. M. Neves

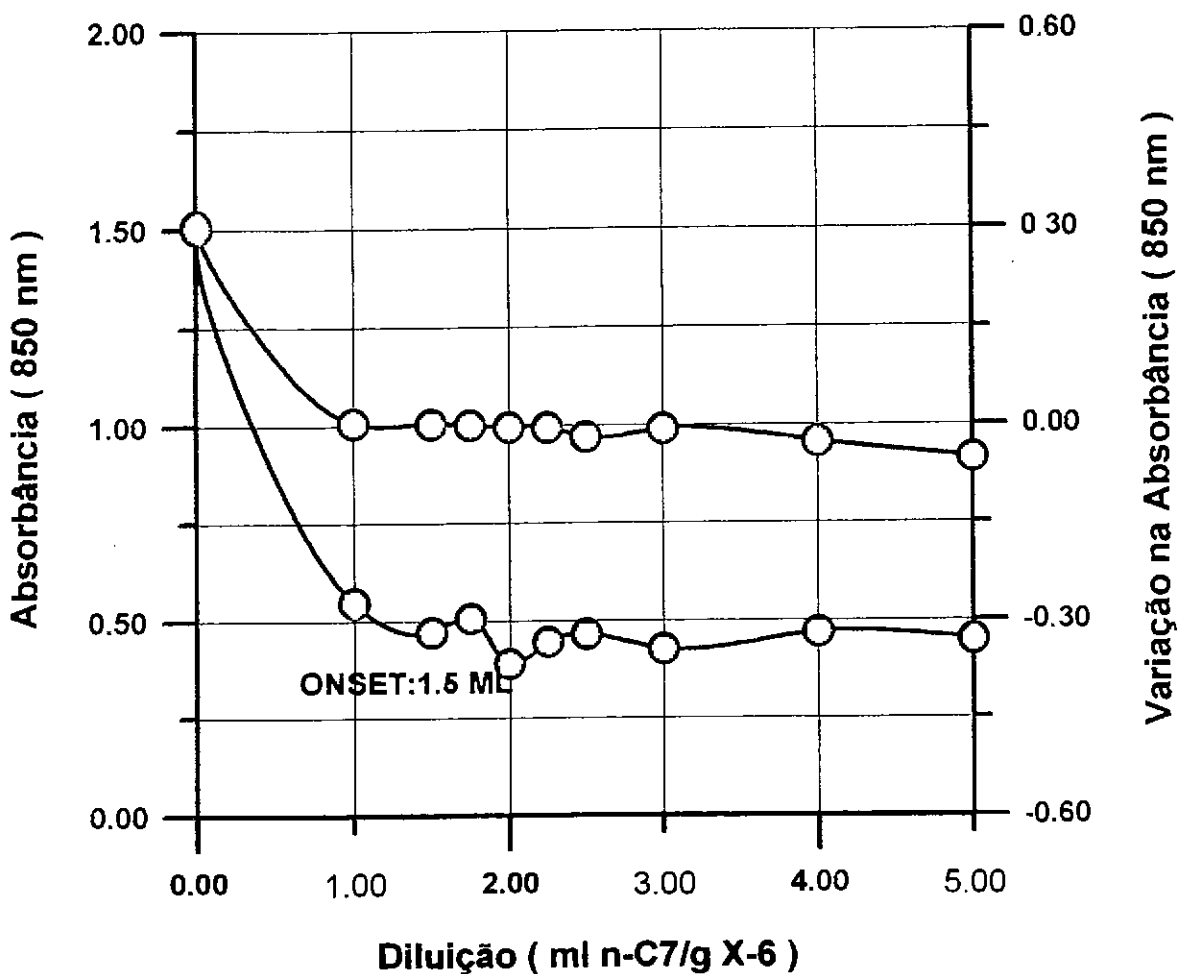
Diluição	Absorbância	Varição
	2.205	-0.008
0.5	1.635	-0.047
	1.848	-0.041
	2.109	-0.4
	2.094	-0.311
	1.885	-0.535
	1.52	-0.283





Número da Amostra: ñ tem Local de Entrega: Sala 456
ID.Solicitante: XOCHITL-6 971619486
Solicitante: Luiz Antonio Freitas Trindade
Sala: 755 Projeto: 01.50.00 Ramal: 6420
Análise realizada por: Michele de N. S. Lemos
Supervisionado por: Guilherme B. M. Neves

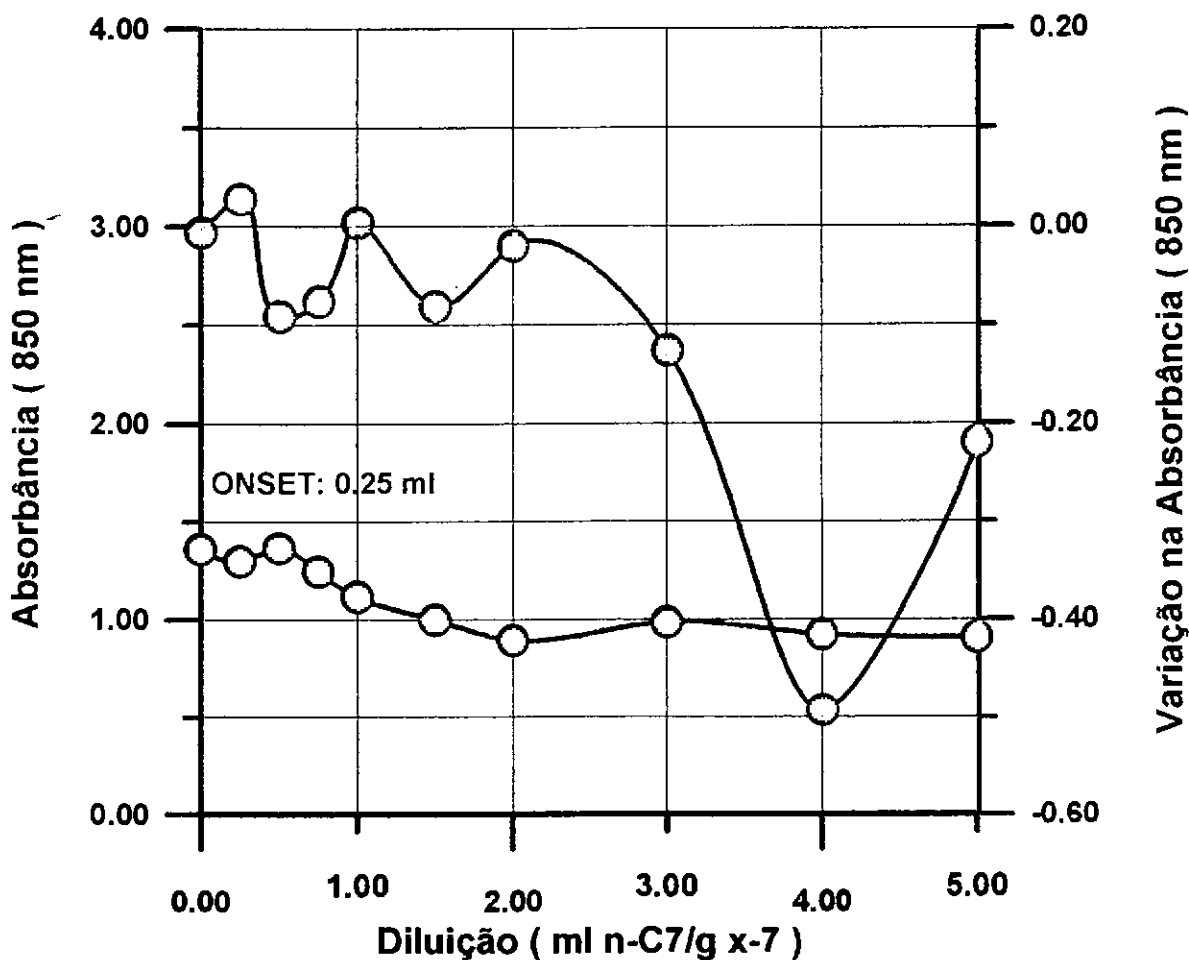
Diluição	Absorbância	Varição
	1.501	0.306
	0.547	0.004
1.5	0.472	0.003
1.75	0.507	0.001
	0.39	-0.002
2.25	0.446	-0.003
2.5	0.465	-0.018
	0.427	-0.006
	0.469	-0.026
	0.45	-0.051





Número da Amostra: 97-32171 Local da Entrega: Sala 456
ID.Solicitante: XOCHITL-7 971619562
Solicitante: Luiz Antonio Freitas Trindade
Sala: 755 Projeto: 01.50.00 Ramal: 6420
Análise realizado por: Michele de N. S. Lemos
Supervisionado por: Guilherme B. M. Neves

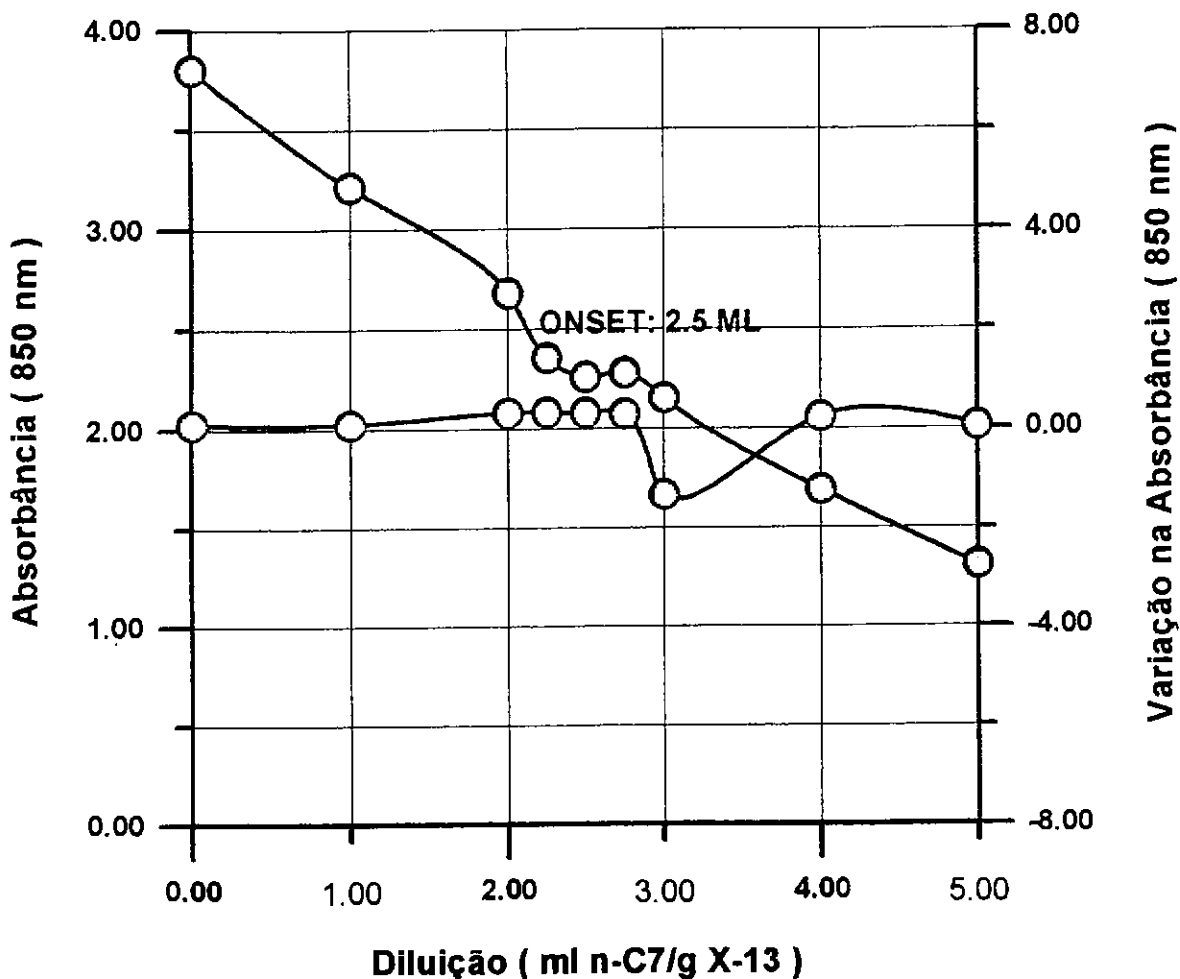
Diluição	Absorbância	Variacão
	1.36	-0.006
0.25	1.298	0.028
0.5	1.365	-0.091
0.75	1.244	-0.076
1.5	1.115	0.004
	0.997	-0.081
	0.892	-0.02
	0.985	-0.126
	0.923	-0.493
	0.906	-0.219





Número da Amostra: 97-27580 Local de Entrega: Sala 456
ID.Solicitante: XOCHITL-13 971619727
Solicitante: Luiz Antonio Freitas Trindade
Sala: 755 Projeto: 01.50.00 Ramal: 6420
Análise realizada por: Michele de N. S. Lemos
Supervisionada por: Guilherme B. M. Neves

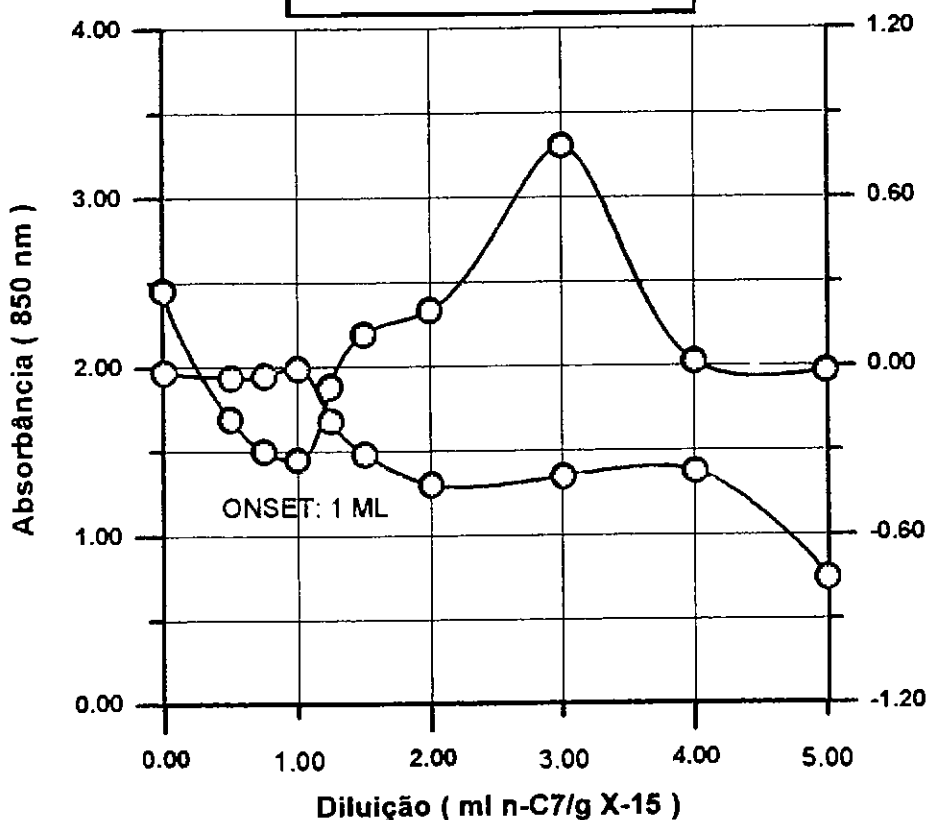
Diluição	Absorbância	Variacão
	3.802	0.1
	3.212	0.086
	2.68	0.317
2.25	2.354	0.326
2.5	2.259	0.317
2.75	2.279	0.297
	2.152	-1.331
	1.692	0.231
	1.312	0.047





Número da Amostra: 97-27581 Local de Entrega: Sala 456
ID.Solicitante: XCHITL-15 971619852
Solicitante: Luiz Antonio Freitas Trindade
Sala: 755 Projeto: 01.50.00 Ramal: 6420
Análise realizada por: Michele de N. S. Lemos
Supervisionado por: Guilherme B. M. Neves

Diluição	Absorbância	Varição
	2.454	-0.018
0.5	1.692	-0.037
0.75	1.5	-0.03
	1.45	-0.005
1.25	1.883	-0.191
1.5	2.193	-0.31
	2.335	-0.419
	3.305	-0.391
	2.026	-0.374
	1.973	-0.753

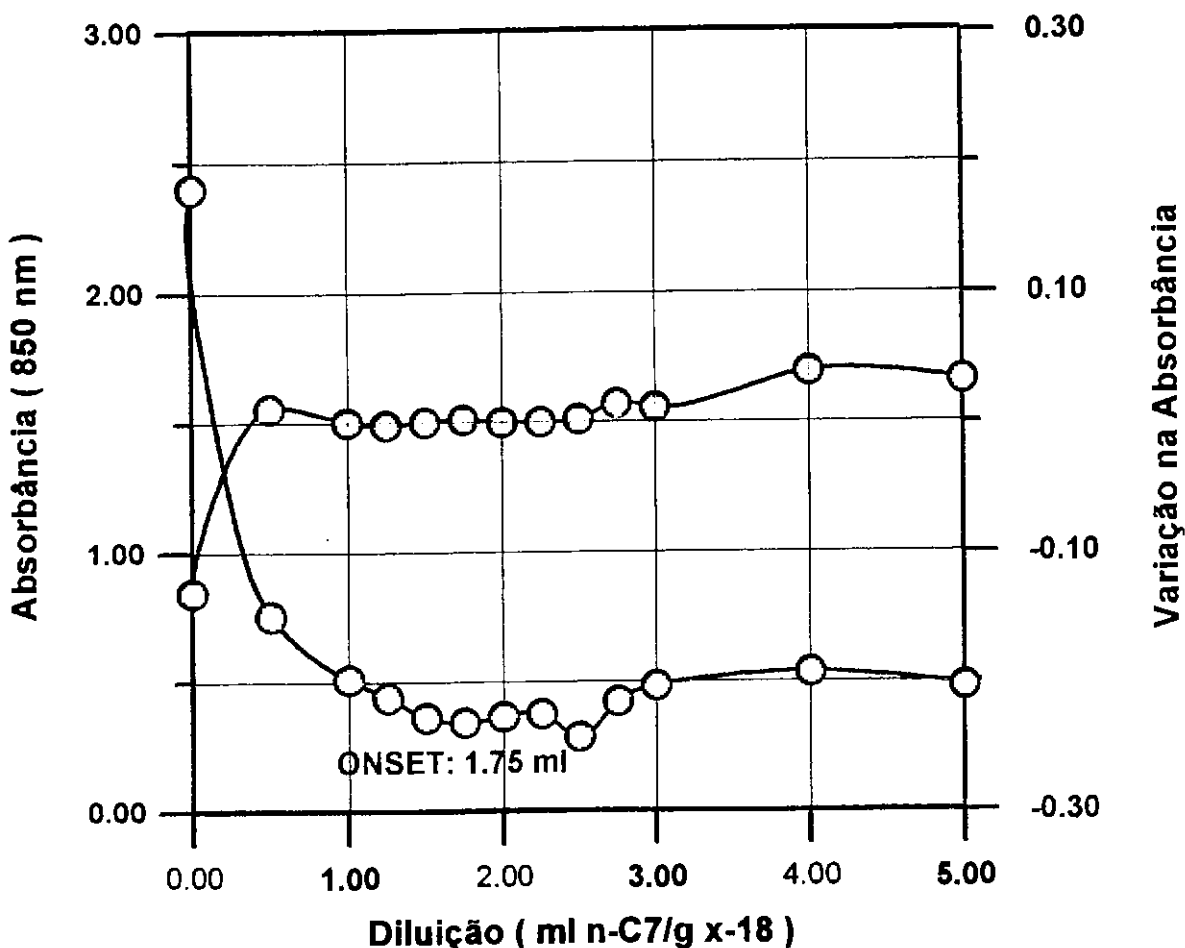


Varição na Absorbância (850 nm)



Número da Amostra: 97-27585 Local de Entrega: Sala 456
ID.Solicitante: XOCHITL-18 971620086
Solicitante: Luiz Antonio Freitas Trindade
Sala: 755 Projeto: 01.50.00 Ramal: 6420
Análise realizada por: Michele de N. S. Lemos
Supervisionado por: Guilherme B. M. Neves

Diluição	Absorbância	Vanação
	2.399	-0.13
0.5	0.755	0.012
	0.509	0.001
1.25	0.439	-0.001
1.5	0.361	0.001
1.75	0.342	0.003
	0.365	0.001
2.25	0.375	0.001
2.5	0.285	0.003
2.75	0.422	0.015
	0.482	0.012
	0.535	0.04
	0.48	0.033

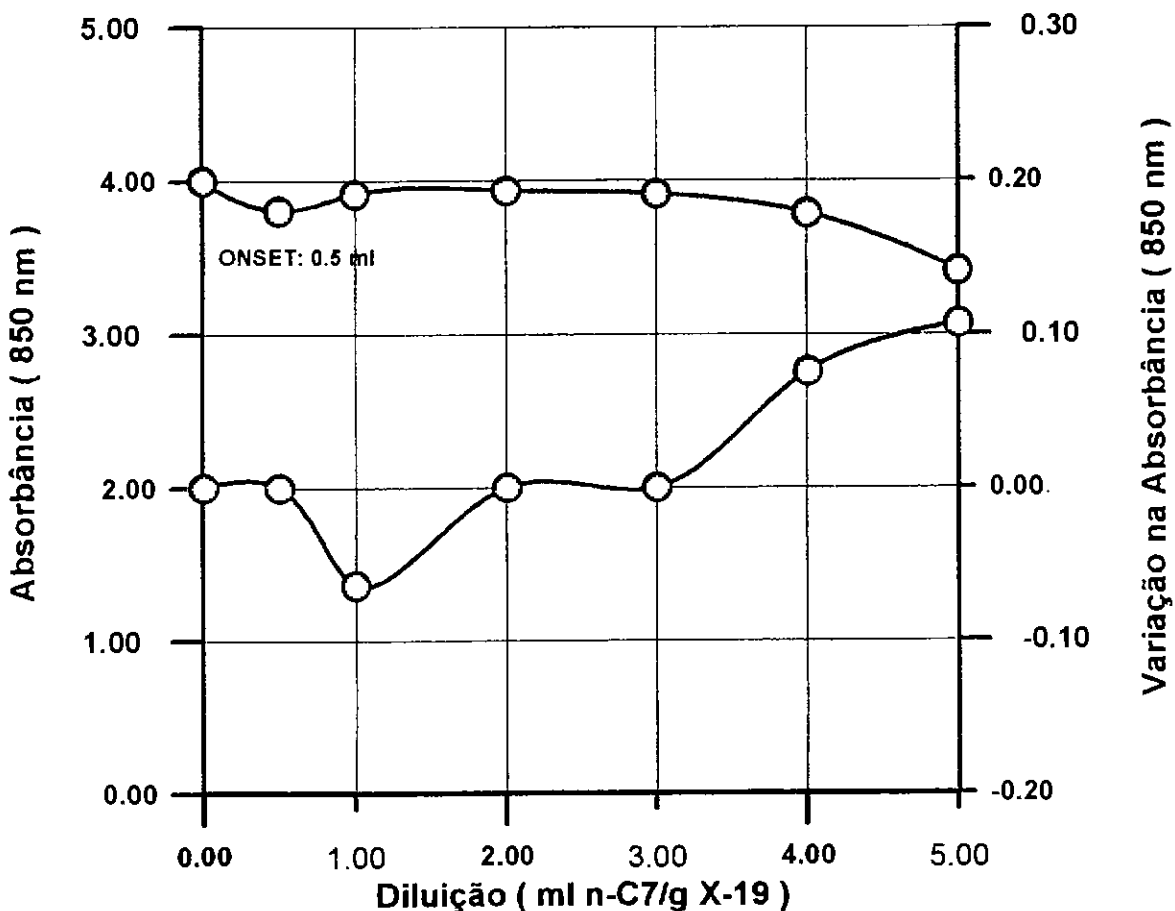




PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Número da Amostra: ñ tem Local da Entrega: Sala 456
ID.Solicitante: XOCHITL-19 971620162
Solicitante: Luiz Antonio Freitas Trindade
Sala: 755 Projeto: 01.50.00 Ramal: 6420
Análise realizada por: Michele de N. S. Lemos
Supervisionado por: Guilherme B. M. Neves

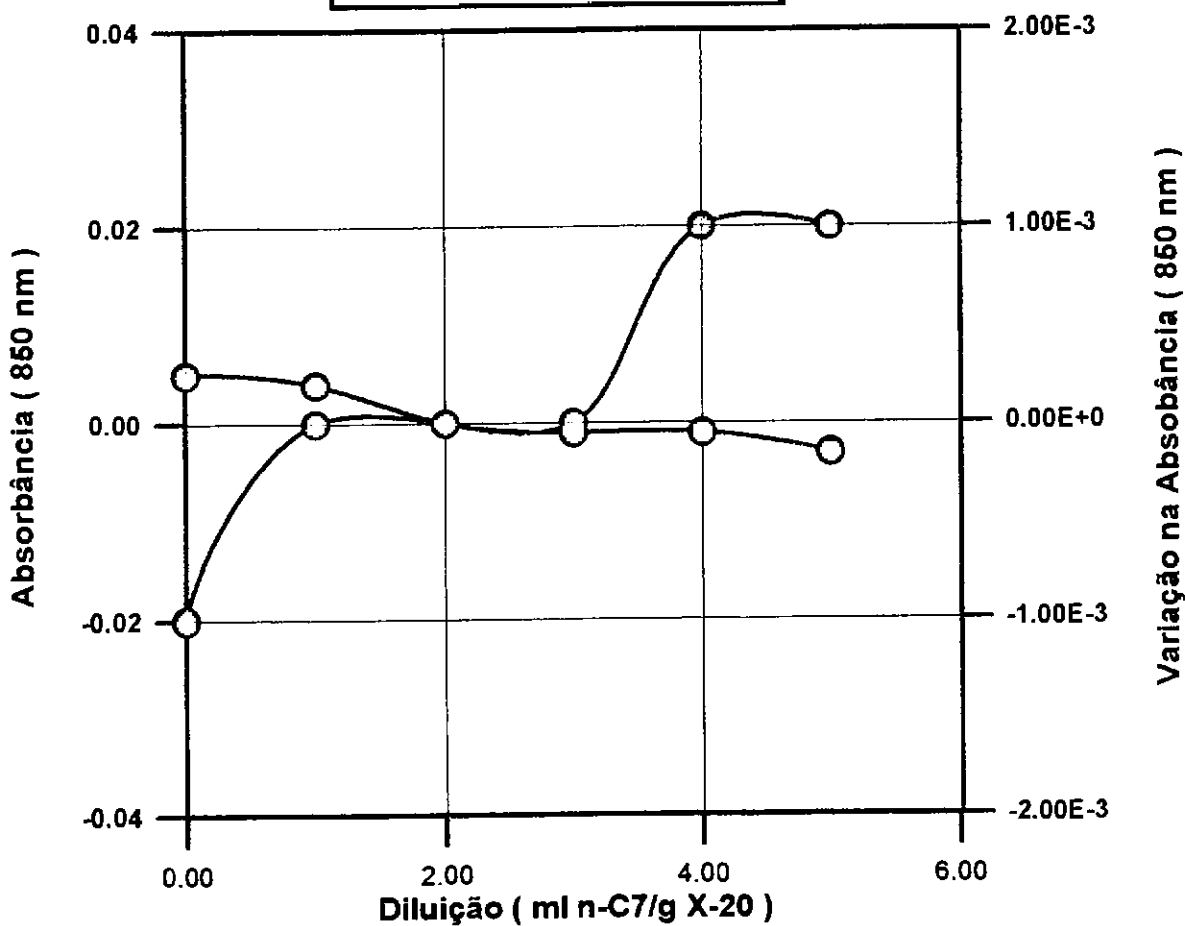
Diluição	Absorbância	Vanação
0.5	3.806	
	3.914	-0.064
	3.934	
	3.913	
	3.789	0.076
	3.412	0.107





Número da Amostra: 97-32192 Local da Entrega: Sala 456
ID.Solicitante: XOCHITL-20 971620243
Solicitante: Luiz Antonio Freitas Trindade
Sala: 755 Projeto: 01.50.00 Ramal: 6420
Análise realizada por: Michele de N. S. Lemos
Supervisionado por: Guilherme B. M. Neves

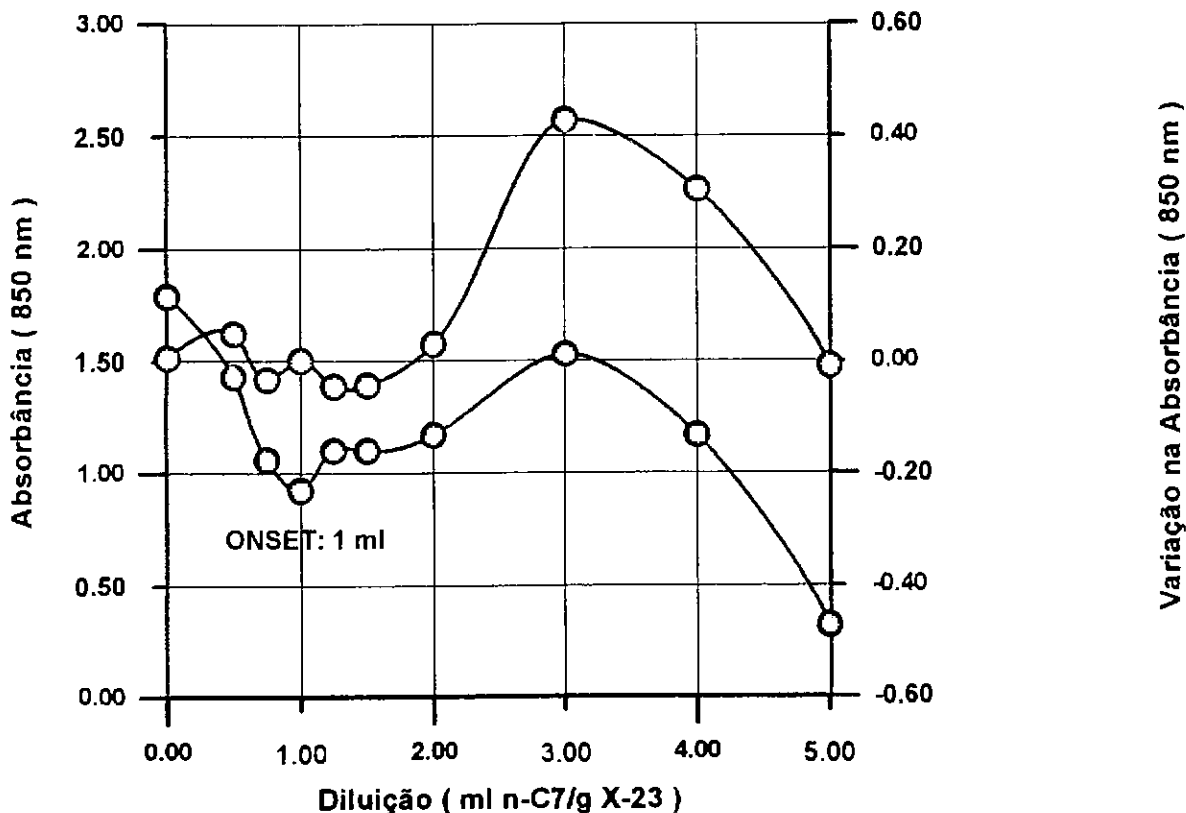
Diluição	Absorbância	Varição
	0.005	-0.001
	0.004	
	-0.001	
	-0.001	0.001
	-0.003	0.001





Número da Amostra: ñ tem Local da Entrega: Sala 456
ID.Solicitante: XOCHITL-23 971620327
Solicitante: Luiz Antonio Freitas Trindade
Sala: 755 Projeto: 01.50.00 Ramal: 6420
Análise realizada por: Michele de N. S. Lemos
Supervisionado por: Guilherme B. M. Neves

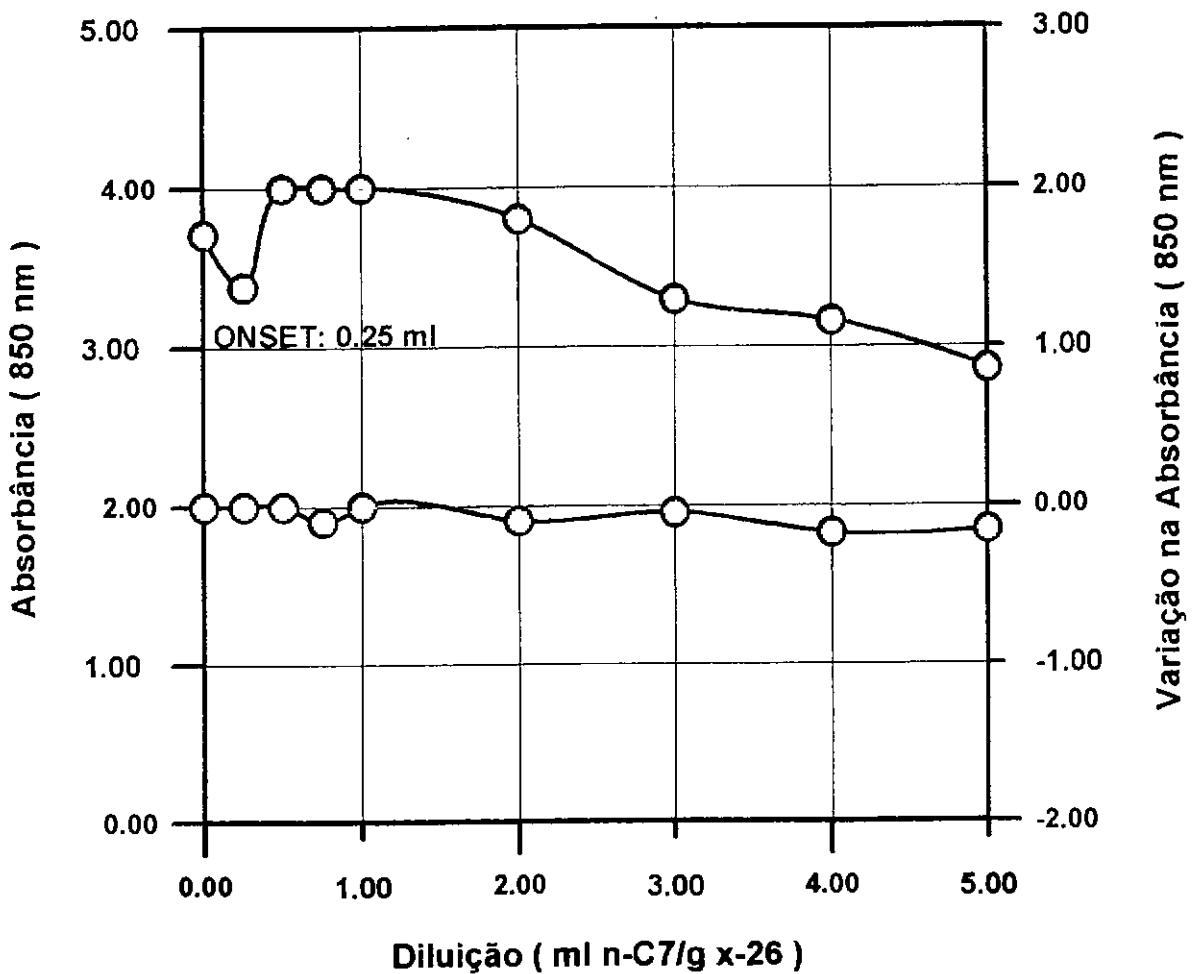
Diluição	Absorbância	Varição
	1.79	0.006
0.5	1.429	0.049
0.75	1.06	-0.033
	0.924	0.001
1.25	1.102	-0.045
1.5	1.101	-0.043
	1.171	0.03
	1.531	0.428
	1.17	0.305
	0.318	-0.009





Número da Amostra: 97-27594 Local de Entrega: Sala 456
ID.Solicitante: XOCHITL-26 971610452
Solicitante: Luiz Antonio Freitas Trindade
Sala: 755 Projeto: 01.50.00 Ramal:6420
Análise realizada por: Michele de N. S. Lemos
Supervisionado por : Guilherme B. M. Neves

Diluição	Absorbância	Variação
	3.709	
0.25	3.376	
0.5	3.999	
0.75	3.999	-0.097
	3.999	
	3.802	-0.093
	3.296	-0.044
	3.162	-0.172
	2.859	-0.152





Número da Amostra: 97-27596 Local da Entrega: Sala 456
ID.Solicitante: XOCHITL-27 971620594
Solicitante: Luiz Antonio Freitas Trindade
Sala: 755 Projeto: 01.50.00 Ramal: 6420
Análise realizada por: Michele de N. S. Lemos
Supervisionado por: Guilherme B. M. Neves

Diluição	Absorbância	Varição
	1.513	0.013
0.5	1.037	0.044
0.75	0.907	0.04
	0.865	0.003
1.25	0.817	0.038
1.5	0.902	0.033
	1.156	0.054
	1.267	0.263
	1.224	0.229
	1.267	0.381

