

*STUDIE AV
HYDROKARBONINNESLUTNINGER
PÅ KJERNEMATERIALE FRA BRØNN
34/10-21*

STATOIL/INSTITUTT FOR GEOLOGI UiO,

MAI 1993

Forsideillustrasjon: UV-mikroskopibilde av kvartskorn med en stor (ca. 30 μm) og flere små, blåfluorescerende petroleumsinneslutninger. Renset sandprøve fra 3318.60 m kjernedyp. Målestokken på bildet er 100 μm .

FORORD

Dette prosjektet ble satt i gang på initiativ fra Kjersti Knudsen og Eirik Graue fra STATOIL og Dag A. Karlsen og Kristian Backer-Owe fra Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.

Studiet er en oppfølging av "fase I"-studiet "Et studium av hydrokarboninneslutninger på kjernedata fra Gullfaks Sør og 34/10-Gammastrukturen", som ble utført ved Institutt for geologi, UiO, og ferdigrapportert november 1992.

BAKGRUNN

Påvisning av tilleggsreserver som kan produseres fra Gullfaksinstallasjonene blir svært viktig i årene som kommer. Dette studiet vil være et viktig bidrag i evalueringen av prospektiviteten i blokk 7, i feltets sørvestlige hjørne. Prospektet kan bores fra Gullfaks A. Resultatene fra studiet kan underbygge en mulig migrasjonsrute for hydrokarboner inn i Statfjordformasjonen i blokk 7.

MÅLSETNING

For å bedre forståelsen av migrasjonsretninger i Gullfaksområdet var det ønsket å utvide datagrunnlaget med en brønn i forhold til det ovennevnte "fase I"-studie som omfattet brønnene 34/10-16, 34/10-30 og 34/10-32A fra Gullfaks Sør og 34/10-23 fra 34/10-Gammastrukturen (fig. 1). Til dette formål ble brønn 34/10-21 funnet hensiktsmessig. Brønnen ligger i blokk 15 B på vestflanken av Gullfaks Sør, nær det sørvestlige hjørne av Gullfaks-hovedstrukturen (se fig. 1 og 2). I 34/10-21 er det pr. i dag kun påvist gass, men muligheten er tilstede for at det kan ligge en tynn oljesone i intervallet mellom "gass ned til"-nivå (GNT) på 3322 m MD RKB og "vann opp til"-nivå (VOT) på 3334 m MD RKB.

34/10-21 ble valgt ut til dette formål av to hovedårsaker:

- (1) Dersom det lar seg gjøre å påvise fluorescerende inneslutninger (dvs. oljeinneslutninger), vil dette indikere at 15B-blokken tidlige-

re har inneholdt olje. Dersom så er tilfelle, vil man gjennom å studere den vertikale fordelingen av fluorescerende inneslutninger og mengde/bulksammensetning av ekstraherbar petroleum i kjerneprøver kunne få et inntrykk av mektigheten av paleo-oljekolonnen samt beliggenheten av et eventuelt spillpunkt. Analyse av mengde og sammensetning av gasser i inneslutninger vil også være med på å gi informasjon om paleo-gass/olje/vann-soner.

- (2) Ved analyse av biomarkør-sammensetningen til petroleum i inneslutninger (inneslutningsekstrakter) og porerom (drillstemtester og kjerneekstrakter) vil man få et bedre grunnlag for å vurdere den tidligere fremsatte modell for pulsvis migrasjon fra øst (se fig. 3) av progressivt mer moden olje. Etter migrasjonsteorien til England og Mackenzie (1987) vil denne modellen innebære at petroleum i vestlige deler av Gullfaks Sør skulle være mindre moden enn petroleum i østlige deler av feltet. Migrasjonsmodellen støttes både av resultatene av Statoils egne undersøkelser og det ovennevnte "fase I"-studie. I 34/10-21, som er den vestligste brønnen i Gullfaks Sør, og som ifølge migrasjonsmodellen ville være den brønnen som lå mest over på lesiden, ville man forvente å finne den minst modne petroleum, både i inneslutninger og i porerom. Dessuten vil biomarkørdataene kunne gi støtte til- eller svekke tidligere spekulasjoner om lokal migrasjon fra en tidlig moden øvre jura kilde som står mot Brentgruppen i blokk 15A i forkastningsplanet mellom blokkene 15A og 14A.

Institutt for Geologi,
Universitetet i Oslo,
mai, 1993

Kristian Backer-Owe

Kristian Backer-Owe
Cand. Scient

Dag A. Karlsen
PETROLEUM GEOCHEMISTRY PROGRAM
P.O. Box 1047 Blindern
N-0316 Oslo, Norway

Dag A. Karlsen

Dag A. Karlsen
1. Amanuensis Dr. Scient

INNHOOLD

	Side
Forord.....	i
Innhold.....	iii
1 BAKGRUNN OG PRØVESETT.....	1
2 METODER.....	6
3 DATAPRESENTASJON OG DISKUSJON.....	10
4 OPPSUMMERING OG FORSLAG TIL VIDERE ARBEID.....	20
5 REFERANSER.....	22

APPENDIX:

- * Figurer & tabeller.
- * Mikroskopbilder av tynnslip og sandprøver.
- * GC-FID kromatogrammer av gass i inneslutninger
- * GC-FID kromatogrammer av kjerneekstrakter.
- * GC-MS ione-kromatogrammer av inneslutningsekstrakter, kjerneekstrakter (TXT) og drillstemtester (DST).

1 BAKGRUNN og PRØVESETT

Bakgrunn

Metodene som er blitt benyttet i dette studiet bygger i hovedsak på resultater fra Karlsen (1991), Karlsen et al. (1993), Nedkvitne (1991) og Nedkvitne et al. (1993), som studerte aspekter ved nåværende- og paleo-petroleumsfordeling i Ula-feltet. Det bør imidlertid påpekes at en del av basiskonseptene for studier av petroleumsinneslutninger har en lang historie.

En tid etter de første beskrivelser av fluorescerende organisk materiale i inneslutninger i hydrotermalt dannede mineraler (cf. Rese, 1898; Haberland, 1939; Neuman and Rosenquist, 1940), ble det også publisert studier av hydrokarbonsammensetningen til slike inneslutninger (cf. Murray, 1957; Kvenvolden and Roedder 1971). Burruss et al. (1985) benyttet opptreden av fluorescerende inneslutninger i karbonater, samt begravningshistorien for å belyse petroleumsmigrasjonen i bassenget.

I klastiske bergarter opptrer fluorescerende petroleumsinneslutninger spesielt i autigen sement av kvarts, feltspat og karbonat. Innfangning av petroleumsinneslutninger skjer hovedsaklig langs støvkanter (se mikroskopbilde g og k), ved sammenvoksing av sement, langs sprekkesoner i klastiske korn og ved albittisering av delvis oppløste plagioklaskorn. Slike diagenetisk dannede inneslutninger er som regel relativt små (1-50 μm) sammenliknet med hydrotermalt dannede inneslutninger, som kan være opptil flere mm store.

Bruk av mikrotermometri (cf. Roedder, 1984) på væskeinneslutninger i diagenetiske mineraler er en metode som tillater nøyaktig bestemmelse av innfangningstemperaturen for petroleum i inneslutninger (Pagel et al., 1986). Mikrotermometri kan derfor være et verdifullt verktøy, spesielt når slike data kombineres med opplysninger om petroleumssammensetning (Horsfield and McLimans, 1984; McLimans, 1987). Mikrotermometri-undersøkelser ble imidlertid ikke utført i forbindelse med dette prosjektet.

gir mulighet til å identifisere bidrag fra f.eks. eventuelle dypere-liggende kildebergarter.

- c) I områder som har opplevd kenozoisk heving og hvor strukturene for en stor del i dag er tørre, kan hende som en følge av tektonisk indusert brudd i takbergarten eller gassekspansjon, vil fluorescerende inneslutninger, i tillegg til å være en bekreftelse på at olje tidligere har vært tilstede, også kunne gi opplysning om organisk facies og modenheten til den kildebergarten som var ansvarlig for fyllingen av strukturen.
- d) Dersom paleo-tilstedeværelse av petroleum kan dateres i absolutt forstand (v/mikrotermometri av vann- og petroleumsinneslutninger) vil dette være med på å øke informasjonsverdien av de ovennevnte punkter, a-c.

Data fra analyser av væskeinneslutninger vil også kunne være med på å øke presisjonen i bassengmodelleringsstudier, ved at direkte, empiriske data kan benyttes som kalibreringspunkter (cf. Walderhaug og Fjeldskaar, 1993; Leischner et al., 1993). I sum betyr dette at man vil få et bedre grunnlag for å kunne forstå bevegelsen av petroleumsfaser i tid og rom dersom man kan dokumentere tilstedeværelse, sammensetning og tid for innmigrasjon av paleo-petroleum i strukturer med forskjellig dyp og beliggenhet innen et basseng.

Prøvesett

34 kjerneøver (se fig. 5a) av sandsteiner fra Tarbertformasjonen ble tatt ut basert på reservoaregenskaper (porøsitet & permeabilitet), pluss at det ble tatt spesielt tett med prøver i intervallet mellom GNT og VOT, der det som tidligere nevnt ifølge de petrofysiske dataene kunne befinne seg en tynn oljesone.

Kjerneekstrakter av disse 34 prøvene ble analysert med hensyn på geokjemisk bulksammensetning vha. Iatroscan TLC-FID, og basert på disse dataene ble 27 utvalgte kjerneekstrakter analysert på GC-FID. 25 kjerneprøver ble deretter tatt ut for knusing/rensing og videre UV-mikroskopi og analyse av gass i inneslutninger.

Med i prøvesettet var også en drillstemtest, DST2 tatt fra intervallet 3291-3313 m MD RKB.

GC-MS-analyse ble utført på DST2, ett inneslutnings-ekstrakt fra 3297.4 m kjernedyp (dvs. innen perforeringsintervallet for DST2) og 3 utvalgte kjerneekstrakter. Alle prøver som ble analysert på GC-MS var på forhånd blitt behandlet med molekylærsikt for å fjerne n-alkaner, pga. mulighetene for interferens mellom n-alkan- og biomarkørioner.

2 METODER

Til GC-FID-analyse av gasser i inneslutninger ble det benyttet en Varian 3500 GC med en 30m DB-1 kolonne (ID = 0.32 mm, filmtykkelse = 5.0 μm) og nitrogen som bæregass. Temperaturprogram: 37°C isotermalt i 7 min.

Til GC-FID-analyse av kjerneekstrakter ble det benyttet en Varian 3400 GC utstyrt med en 30 m ULTRA 2 kolonne (ID = 0.2 mm, filmtykkelse = 0.33 μm) og nitrogen som bæregass. Temperaturprogram: 90°C til 310°C med en gradient på 4.5°C/min, deretter 20 min. isotermalt ved 310°C.

Til GC-MS-analyse av inneslutningsekstrakter, drillstemtester og kjerneekstrakter ble det benyttet en Fisons MD 800 quadrupol GC-MS med en 60m DB-5 MS kolonne (ID = 0.25 mm, filmtykkelse = 0.25 μm). Temperaturprogram: 80°C til 180°C med gradient 10°C/min., 180°C til 310°C med gradient 1.7°/min., deretter 30 min isotermalt ved 310°C. Instrumentet ble anvendt i SIR-modus (dvs. registrering av utvalgte ioner), med opptak av ionekromatogrammer av m/z = 191 (terpaner), 217 og 218 (steraner), 231 (triaromatiske steraner), 253 (monoaromatiske steraner), m/z = 178 (fenantren) og m/z = 192 (metylfenantrener). En aromatfraksjon fra en olje der FID-responsen på fenantrenene var kjent, ble benyttet som standard for å kalibrere responsen av m/z = 178 og m/z = 192 mot FID-respons.

Bulksammensetning (prosentfordeling av mettedet-, aromat- og polarfraksjon) av kjerneekstrakter ble bestemt ved bruk av Iatroscan TLC-FID (cf. Karlsen and Larter, 1991).

Reproduserbarheten av målingene ble kontrollert ved å kjøre paralleller av enkelte prøver; gassammensetning fra GC-FID bedre enn $\pm 10\%$, DST-prøver og ekstrakter fra GC-FID og GC-MS på biomarkører og fenantrener bedre enn $\pm 5\%$. Iatroscan TLC-FID analyse av petroleum har generelt et presisjonsnivå på $\pm 5\%$ (Karlsen and Larter, 1991).

Prosedyre for analyse av petroleumsinneslutninger

- 1) Manuell knusing av kjerneprøvene ved bruk av hammer, for best mulig å skåne mineralovervekstene.
- 2) Tørrsikting med forskjellige mesh-størrelser, evt. videre knusing for å opparbeide en sandprøve bestående mest mulig av enkeltkorn.
- 3) Ekstraksjon av den knuste sandprøven med DCM:MeOH = 97:3 (vol) i 1 time ved bruk av et Soxtec apparat, for å fjerne ekstraherbart organisk materiale (EOM) fra overflaten av sandkornene.
- 4) Rensing av prøven med krom-svovelsyre over natten for å fjerne karbonat (m/eventuelle petroleumsinneslutninger) samt detritalt OM (m/eventuelle petroleumskomponenter som sitter absorbert i kerogennettverket).
- 5) 5 g rensed sand finknuses ved bruk av slyngmølle med gasstett knusekammer, for å frigjøre petroleum i inneslutninger.
- 6) Gass (ca. 2 ml) trekkes ut med gasstett sprøyte gjennom et septum på knusekammeret og analyseres på GC-FID.
- 7) Ekstraksjon av den finknuste prøven med DCM:MeOH = 97:3 (vol).
- 8) N-alkaner (og polare komponenter) fjernes ved at ekstraktet tilsettes en spatel molekylærstort (silicalite fra UOP) og slemmes opp (cf. West et al., 1990). Supernatanten pipetteres av, dampes inn og analyseres på GC-MS med hensyn på biomarkører og fenantrener.

UV-mikroskopi av rensede sandprøver

Sandprøver opparbeidet etter den ovenfor beskrevne knuse- og renseprosedyre blir mikroskopert under UV-lys for bestemmelse av "mengde" fluorescerende inneslutninger, som i denne sammenheng betyr

en subjektiv vurdering av det totale volum som utgjøres av fluorescerende inneslutninger i en prøve. Det er her brukt en relativ skala (0-5), der 5 tilsvarer den største mengde fluorescerende inneslutninger (se mikroskopbilde e) som er blitt observert i prøvesettet som omfattes av dette studiet og det tidligere nevnte "fase I"-studie. Skalaen er også "kalibrert" mot et tilsvarende studie på Ula-feltet, beskrevet av Karlson et al. (1993) og Nedkvitne et al. (1993).

Prinsipalkomponentanalyse (PCA)

Data fra biomarkør- og gassanalyser ble analysert vha. prinsipalkomponentanalyse for å få frem trender/grupperinger innen datasettene og korrelasjoner mellom variablene. Alle variabler ble standardisert før PCA, dvs. at det aritmetiske gjennomsnittet av observasjonene ble trukket fra hver observasjon, og differansen delt på standardavviket.

I PCA vil m variabler produsere m prinsipalkomponenter (PC'er), hvor den første PC beregnes slik at den svarer for mest mulig av totalvariansen i datasettet. Den første PC vil derved definere en akse gjennom et m -dimensjonalt rom som spennes ut av variablene. Første prinsipalkomponent vil passere gjennom tyngdepunktet for "skyen" av datapunkter, og vil være orientert langs dennes hovedakse. Residualvariansen brukes for å beregne 2. PC, som vil tilsvare den lengste aksene som kan konstrueres normalt på 1. PC. Denne prosessen gjentas inntil hele variansen i det opprinnelige datasettet er blitt dekket opp.

På grunn av den høye grad av variabelkorrelasjon som normalt eksisterer innen geokjemiske data, vil ofte de 2-3 første PC'er svare for det aller meste av totalvariansen.

Prinsipalkomponentene kan betraktes som et nytt sett med variabler, og hver enkelt prøve kan derved tillegges en koordinat, scoringsverdi (eng. score), i hver PC. Bidraget som den enkelte variabel gir til en PC kalles variabelens vektfaktor (eng. loading). I såkalte biplott (se fig. 6 og 7)

vil vekt faktorene være lik projeksjonene av "variabel-vektorene" på de enkelte PC'er.

Scoringsverdiene gir derfor grunnlag for sammenlikning av prøver/prøvegrupper, mens vekt faktorene gir et bilde av hvor stor innvirkning hver variabel har for den enkelte prinsipalkomponent. Til prinsipalkomponentanalysen og fremstilling av PCA-grafikk ble programpakken Statgraphics (STSC Inc.) benyttet.

3 DATAPRESENTASJON OG DISKUSJON

UV-mikroskopi av rensede sandprøver

Venstre kolonne på figur 5a viser resultatene fra UV-mikroskopering av rensede sandprøver. For sammenlikning er tilsvarende data fra "fase I"-studiet tatt med i fig. 5b. I brønn 34/10-21 ble fluorescerende inneslutninger observert i alle undersøkte prøver fra 3289.00 m til 3324.80 m (se mikroskopbildene a-h, k og l), hvilket viser at olje tidligere har vært tilstede i dette intervallet, dvs. også under dagens GNT-nivå. Mengden av fluorescerende inneslutninger viser i grove trekk en avtagende trend mot dypet. Sandene i intervallet 3289-3324.8 m har ifølge den petrofysiske loggen stort sett lik porøsitet, rundt 20%. Mikroskoperingen viste at alle sandene i dette intervallet hadde godt utviklede kvartsovervekster, og dermed antatt like muligheter til å fange inn petroleumsinneslutninger.

Årsaken til at mengden fluorescerende inneslutninger minker mot dypet er derfor trolig at tilstrekkelig oljemetning for innfangning av inneslutninger har eksistert i kortere tid i de dypere delene av intervallet. Dette kan igjen ha blitt forårsaket av f.eks. at det har tatt en viss tid for strukturen å bli fylt, lekkasje av petroleum gjennom taksegl med påfølgende heving av olje/vann-kontakten (OVK) eller forskyvning av OVK ved tilting av forkastningsblokken. Som en kommentar til sistnevnte årsak kan det nevnes at brønn 34/10-21 ligger ganske langt ut på flanken av gasskappen (se fig. 4), slik at en tidligere eksisterende OVK i dette området i sterk grad ville ha blitt påvirket ved reaktivering av hovedforkastningen mot Gullfaksfeltet.

Hva angår fluorescensfarge (gulgrønn) og størrelsen på gassboblene (5-10% vol.) i de fluorescerende inneslutningene, så er disse meget lik det som ble observert i brønnene som ble omfattet av "fase I"-studiet, og hvor det ble konkludert at petroleum i inneslutninger trolig hadde et middels- til lavt GOR-forhold.

Som en kuriositet kan det nevnes at det ved en innledende screening av tilgjengelige tynnslip fra 34/10-21 ble observert en del (vurdert til "2" på vår skala) relativt små (opp til 5 μ m) fluorescerende inneslutninger i et tynnslip fra 3358.65 m (se mikroskopbilde l). Ved mikroskoperingen

av rensede sandprøver ble det som nevnt ovenfor ikke observert fluorescerende inneslutninger dypere enn 3324.80 m, dvs. heller ikke i prøve 3358.50 m, som er tatt kun 15 cm over nivået hvor det nevnte tynnslipet er tatt. På kjernefotoene ser det ut som om både 3358.50 m og 3358.65 m ligger i en tilsynelatende homogen sandsteinsenhet. Kjerneprøve 3358.50 m inneholdt kun meget små mengder ekstrakt, med et høyt innhold (ca. 65%) av polare komponenter. Så liten ekstraktmengde tyder på at det neppe noen gang har vært "live oil" i dette nivået, ekstraktet er snarere *in situ* generert. Hvor oljen i inneslutningene i tynnslipet kommer fra er derfor en gåte.

Iatroscan TLC-FID på kjerneekstrakter

Resultatene fra Iatroscan analyse av kjerneekstrakter er vist på figur 5a. Tilsvarende data fra "fase I"-studiet er vist i figur 5b og 5c.

Av kolonnen som viser relative konsentrasjoner av mettet-, aromat- og polarfraksjon fremgår det at kun de prøvene som inneholder fluorescerende inneslutninger, pluss en prøve like over VOT-nivå, har en bulksammensetning som er tilnærmet lik "normal" olje eller kondensat. I og med at det pr. i dag er påvist gass ned til GNT-nivå, vil man forvente et betydelig tap av petroleum ut av kjernen under kjerne tagging, slik at mengde kjerneekstrakt vil være et usikkert mål på petroleumsmetningen i dypet. Det er likevel påfallende at den dypere delen av T4, pluss prøve 3331.30 m i T3, inneholder de høyeste petroleumskonsentrasjonene. På grunn av de tidligere nevnte spekulasjoner om en mulig oljesone mellom GNT- og VOT-nivå, var det av interesse å undersøke om ekstrakt-dataene kunne bidra til å kaste mer lys over saken. Kvantitative Iatroscan-data fra "fase I"-studiet (fig. 5c) viser at det i oljesonen i 34/10-16 er en ekstraktmengde på 8-9 mg pr. g bergart. Den petrofysiske loggen viser at porøsiteten i denne oljesonen ligger på ca. 20%, det samme som nedre del av T4 i 34/10-21. Den foreløpige konklusjonen må derfor bli, at det her trolig ikke er snakk om en kontinuerlig oljefase, men snarere en residualolje.

Prøve 3331.30 m har en tilsynelatende merkelig kombinasjon av relativt høy mengde kjerneekstrakt og mangel på fluorescerende inneslutninger, samtidig som mikroskoperingen avslørte at der ikke er mangel på kvartsovervekster.

En forklaring på dette kan være at petroleumen i denne tynne sand-enheten stammer fra en lokal kilde og at innmigrasjonen har skjedd såpass nylig at det enda ikke er blitt dannet petroleumsinneslutninger. GC-MS-analyse av biomarkører vil kanskje kunne gi svar på dette spørsmålet, se neste underkapittel.

En annen forklaring på den relativt høye ekstraktmengden i prøve 3331.30 m kan være at den tidligere eksisterende oljekolonnen er blitt fortrent nedover av innmigrerende gass, og har etterlatt seg en residualmetning av olje "på veien" mot spillpunktet. Fortrengningen av oljekolonnen må da ha skjedd såpass fort, at tilstrekkelig oljemetning for innfangning av inneslutninger ikke har eksistert lenge nok til at en påvisbar innfangning har funnet sted. At prøvene i intervallet 3325.30 m - 3330.90 m inneholder lite ekstrakt kommer trolig av at dette er tette, laminerte sandsteiner med lav porøsitet og permeabilitet. Man kan dog likevel tenke seg at en oljekolonne kan fortrennes forbi en slik tett enhet dersom den har begrenset lateral utholdenhet.

Sanden i øvre del av T2 har imidlertid ifølge den petrofysiske loggen utmerkede reservoaregenskaper, men inneholder meget lite- og veldig polart ekstrakt. Det er derfor usannsynlig at det noen gang har vært olje i denne sanden.

Av dette fremgår det at et paleo-spillpunkt trolig har befunnet seg ved eller meget nær dagens VOT-nivå.

GC-FID-analyse av kjerneekstrakter

GC-FID-kromatogrammer av kjerneekstrakter er vist i Appendix. Tapet av lette komponenter i disse kjerneekstraktene er ganske betydelig, og ser ut til å påvirke n-alkaner helt opp til ca. C₂₅ i de fleste tilfeller. Årsaken til dette er trolig evaporativ fraksjonering i forbindelse med kjernetagningen, jfr. diskusjonen av dette fenomenet mot slutten av neste underkapittel. På grunn av dette er det også liten vits i å regne på f.eks. isoprenoid-forhold. GC-FID-kromatogrammene er derfor her kun blitt brukt for å grovt kunne si noe om hva slags type ekstrakt (migrert petroleum/*in situ* dannet petroleum/boreslamtilsetninger) det er snakk om i de enkelte prøver.

I alle prøver ned til VOT-nivå, dvs. til og med prøve 3331.30 m, ser det ut til å være tilstede "normal", migrert petroleum. I enkelte prøver

der ekstraktmengden pr. g bergart er meget lav (jfr. fig. 5a) er der riktignok tilstede enkelte kontaminanter, trolig fra boreslammet.

Under 3331.30 m består ekstraktene trolig av en blanding av kontaminanter og *in situ* generert petroleum. En mulig kilde til slik *in situ* dannet petroleum (bitumen) kan sees på mikroskopbilde i og j, nemlig kutinitt, som ikke er uvanlig i sedimenter avsatt nær et delta.

Analyse av biomarkører og aromater i petroleum i inneslutninger (inneslutningsekstrakter) og porerom (kjerneekstrakter og drillstemtester)

Det ble utført GC-MS-analyse av følgende prøver fra 34/10-21: DST2, inneslutningsekstrakt fra 3297.40 m og kjerneekstrakter fra 3297.40 m, 3323.40 m og 3331.30 m. I Tabell 2 er biomarkørparametre fra disse analysene ført opp sammen med tilsvarende data fra "fase I"-studiet. En del utvalgte parametre fra tab. 2 ble analysert statistisk vha. prinsipalkomponentanalyse og resultatene av denne er vist i fig. 6.

Helt mot slutten av studiet ble det analysert tre ekstra inneslutningsekstrakter på GC-MS, fra hhv. 3289.00 m, 3320.50 m og 3324.80 m, som en sjekk på om paleo-oljekolonnen hadde vært homogen og som en sjekk på metodeusikkerheten. Biomarkørparametre fra disse prøvene, samt de andre prøvene fra 34/10-21 er ført opp i tabell 3. Fordi biomarkørsammensetningen til inneslutningsekstraktene så meget like ut og pga. tidsnød ble det ikke kjørt noen ny prinsipalkomponentanalyse der disse dataene ble inkorporert.

Av biplottet i øvre del av fig. 6 fremgår det at parametre som vanligvis tolkes som modenhetsindikatorer, dvs. $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ -steraner, T_s/T_m , $20S/(20S + 20R)$ -steraner og flere trekker til høyre, dvs. påvirker PC1 i positiv retning. I motsatt retning trekker hopan/steran-forholdet og %C29-steran, parametre som ofte tolkes som indikatorer på kildefacies. Andre modenhetsindikatorer som diahopan/(diahopan + normoretan) og metylfenantren-indikatorene trekker ned til venstre i biplottet.

I skoringsverdi-plottet i nedre del av fig. 6 er prøvene markert på samme måte som i rapporten fra "fase I"-studiet, dvs. det er trukket omhylningskurver rundt korresponderende par av drillstemtest/inneslutningsekstrakt, for lettere å kunne sammenlikne dagens petroleum

(drillstemtestene) med "paleo"-petroleum (inneslutningsekstraktene) i hver brønn.

Selv om det i denne prinsipalkomponentanalysen er tatt med 5 nye prøver i forhold til "fase I"-studiet, fordeler inneslutningsekstrakt/drillstemtestparene seg stort sett etter samme mønster som forrige gang: Drillstemtest og inneslutningsekstrakt innen hvert enkelt par skiller seg generelt lite fra hverandre med hensyn på biomarkør-modenhetsparametrene, dvs. de som trekker mot høyre i biplottet på fig. 6. Petroleum i både inneslutninger og porerom og inneslutninger ser ut til å være mest modne i 34/10-23, -30 og -32A, mens 34/10-16 og -21 er mindre modne.

Når det gjelder forskjeller på drillstemtester og de korresponderende inneslutningsekstraktene, fremgår det av scoringsverdiplottet nederst på fig. 6 at drillstemtestene plotter systematisk lenger ned enn inneslutningsekstraktene. De parametrene som trekker mest nedover i biplottet er metylfenantren-parametrene og diahopan/(diahopan + normoretan).

Ved å kontrollere mot tabell 2 ser man at innen hvert drillstemtest/inneslutningsekstrakt-par, dvs. prøve nr. 2&3, 4&5, 9&10, 11&12, 13&14 og 17&18, er de nevnte parametrene systematisk høyest i drillstemtesten.

Som konkludert i "fase I"-rapporten, tror vi forskjellen i petroleumsammensetning mellom inneslutningsekstrakter og drillstemtester skyldes at den oljen som først har vært tilstede i reservoaret, dvs. den samme oljen som i dag opptrer i inneslutninger, er blitt blandet med moden gass med høyt innhold av "modne" metylfenantrener, men med lavt innhold av biomarkører. Dette har ført til at oljen i reservoaret, som opprinnelig hadde et lavt innhold av metylfenantrener, er blitt påført en moden metylfenantrensignatur, samtidig med at den opprinnelige biomarkørsignaturen i stor grad er blitt bevart. Et unntak er det relative innholdet av de mer "lavmolekylære" biomarkørene, som f.eks. tri- og tetrasykliske terpaner (se variabel 5 og 6 i tab. 2), som bærer preg av at gjennomstrømmingen av moden gass trolig har ført til en "stripping", dvs. selektiv fjerning, av disse komponentene. En slik tolkning stemmer også godt overens med resultatene til Knudsen og Meisingset (1991), som på bakgrunn av PVT-modellering konkluderte med at gjennomstrømmende gass via en evaporativ fraksjoneringsmekanisme hadde "strippet" oljene i Gullfaks Sør for lettere petroleums-komponenter.

Et usikkerhetsmoment som angår tolkning av forskjeller mellom sammensetning til petroleum i porerom og i inneslutninger er hvorvidt enkelte forskjeller kan ha oppstått som en følge av fraksjonering under selve innfangingsprosessen. Karlsen et al. (1993) viste at petroleum i inneslutninger i Ulafeltet hadde en mer polar bulksammensetning enn petroleum fra drillstemtester. Forfatterene antok at denne forskjellen også kunne gjøre seg gjeldende på molekylært nivå, ved at petroleum i inneslutninger trolig ville inneholde større relative mengder polyaromatiske hydrokarboner i forhold til monoaromatiske hydrokarboner sammenliknet med petroleum fra drillstemtester. De forskjellene som vi har påpekt mellom inneslutningsekstrakter og drillstemtester i Gullfaks Sør gjelder imidlertid stort sett forhold mellom molekyler med lik polaritet, dvs. forhold mellom forskjellige metylfenantren-isomerer eller forhold mellom upolare molekyler som tri-/pentasykliske terpaner.

Et interessant fenomen, som er illustrert med piler i skoringsverdiplottet i nedre halvdel av fig. 6, er forskjellene som er oppstått mellom biomarkørsammensetningen til drillstemtestene i 34/10-21 og -32A og kjerneekstrakter av prøver tatt innen de korresponderende perforeringsintervallene. Kjerneekstraktene ser ut til å være betydelig mindre modne, samtidig som de har et mye høyere hopan/steran-forhold og et høyere relativt innhold av C29-steran. Endringene i steranfordelingene er også illustrert i trekantplottet i fig.8, som viser at alle drillstemtestene og inneslutningsekstraktene plotter innen en ganske tett gruppe, hvilket peker i retning av at alle prøvene kan være derivert fra samme type kildefacies.

Av tabell 2 fremgår det at forskjellen mellom 34/10-21 DST2 og det korresponderende kjerneekstrakt, 34/10-21 3297.4 TXT, er størst i de parametrene som er forhold mellom molekyler med forskjellig antall karbonatomer, som parameter 5, 6 og 7 og steranfordelingen, parameter 10, 11 og 12. England et al. (1991) viste at akkurat slike parametre vil være de som er mest utsatt for evaporativ fraksjonering, dvs. fraksjoneringseffekter som oppstår når petroleumskomponenter fordeler seg i ulik grad mellom en væskefase og en gassfase. Nettopp en slik evaporativ fraksjonering antar vi er årsaken til at det er såpass stor forskjell på biomarkørsignaturene til drillstemtester og korresponderende kjerneekstrakter, og denne effekten vil trolig være særlig uttalt i gassoner. Et kjerneekstrakt fra en gassone vil hovedsaklig representere den "tunge" delen av gassen, som kondenserer ut i porerommene når kjernen tas opp til overflaten, og derved være anriktet på f.eks pentasykliske terpaner i

forhold til trisykliske-, hopan i forhold til steran og C28- i forhold til C20-triaromatiske steraner.

Hva angår spørsmålet om kjerneekstraktet fra 3331.30 m (T2) representerer en annen petroleum enn hva som er tilstede høyere oppe, i T4 og T5, er svaret ikke helt innlysende i og med at man etter alt å dømme bør være meget forsiktig med å tolke biomarkørdata på kjerneekstrakter. De tre kjerneekstraktene fra T5, T4 og T2 (prøve nr. 6, 7 og 8 i tab. 2 og fig. 6) plotter imidlertid i en ganske tett gruppe i fig.6, mens T2-prøven (nr. 8) skiller seg litt ut fra de to andre i fig. 8.

I tabell 4 er steranfordelingen ført opp sammen med en del biomarkørparametre som antas i mer eller mindre grad å avspeile kildefacies (jfr. f.eks. Waples og Machihara, 1991). Det fremgår av denne tabellen at de tre kjerneekstraktene er meget like, og at det derfor ikke er grunnlag i våre data for å hevde at de stammer fra forskjellige kildefacies.

Hva angår kildespesifikke biomarkørparametre fra paleo-petroleum (dvs. inneslutningsekstrakter) i 34/10-21 kontra andre brønner i Gullfaks Sør, viser tabell 4 at samtlige parametre i alle prøver er meget like, bortsett fra forholdet mellom trisykliske terpaner og hopan, som er lavere i 34/10-21 enn i de andre brønnene. I litteraturen er det få eksempler på en direkte forbindelse mellom relativ mengde trisykliske terpaner og kildefacies. Robinson (1987) fant at trisykliske terpaner var fraværende eller tilstede i kun små mengder i oljer av nonmarin (fluviodeltaisk og lakustrin) opprinnelse. Likhetene mellom alle inneslutningsekstraktene hva angår steranfordeling og innhold av bisnorhopan gjør det imidlertid vanskelig å forklare forskjellen i trisykliske terpaner, i og med at man ville forvente at også disse parametre ville vært påvirket dersom en nonmarin kilde hadde gjort seg gjeldende. Petroleumet som befinner seg i inneslutninger i 34/10-21 er trolig den minst modne av de prøvene som vi har analysert fra Gullfaks Sør og 34/10-Gammastrukturen.

En forklaring på hvorfor inneslutningene i 34/10-21 inneholder såpass lite trisykliske terpaner kan være at dette representerer en meget tidlig olje, med et lavere gass/olje-forhold enn hva som er blitt funnet i inneslutninger i de tidligere analyserte brønnene.

For å bli mer sikker i denne saken bør man imidlertid analysere ekstraktene mhp. stabile isotoper ($\delta^{13}\text{C}$ og $\delta^2\text{H}$), som er kildespesifikke og meget lite utsatt for fraksjonerings effekter (Galimov, 1973). Disse dataene bør integreres med eksisterende data.

Analyse av gass i inneslutninger

Resultatene av GC-FID analyse av gass i inneslutninger er fremstilt i tab. 1. I denne tabellen er også gassdata fra "fase 1"-studiet tatt med. Absolutt mengde metan er også fremstilt grafisk i fig. 5a og 5b. Gassparametre fra samtlige prøver i tab. 1 ble analysert ved hjelp av prinsipalkomponentanalyse, og resultatene fra denne er vist i fig. 7. Mengde fluorescerende inneslutninger ble også tatt med som en parameter i prinsipalkomponentanalysen.

Det øverste plottet i fig. 7 er et biplott, dvs. at variablenes vekt faktorer og prøvenes scoringsverdier er fremstilt i ett plott. Dette plottet viser at relativ mengde metan (C1) og "tørrhets"-parametrene $C1/(SUM(C2-C5))$ og $C1/(C2+C3)$ påvirker første prinsipalkomponent (PC) i positiv retning, mens relativ mengde "våte" gasser som etan og propan (C2 og C3) påvirker PC1 i negativ retning. Det samme gjør mengde fluorescerende inneslutninger. PC2 domineres av absolutt mengde metan, hvilket betyr at denne parameteren er bortimot statistisk uavhengig av de andre parametrene i plottet.

Prøvene fra "fase I"-studiet er i biplottet i fig. 7 markert med åpne symboler, og for å vise hvilke prøver som tilhører dagens gass-, olje- og vannsoner, er disse markert med omhyldningskurver i forskjellige farger.

Vannsone-prøvene karakteriseres ved lavt absolutt innhold av gass og "tørr" gass-sammensetning, hvilket trolig betyr at gass i disse prøvene eksisterer i vannløsning, pga. metans relativt høye vannløselighet (cf. McAuliffe, 1979).

Oljesone-prøvene karakteriseres ved mer- og våtere gass og større mengde fluorescerende inneslutninger, sammenliknet med vannsoneprøvene. Dette betyr sannsynligvis at det er en sammenheng mellom gassens "våthet" og mengde fluorescerende inneslutninger, hvilket igjen tolkes dithen at gass i oljesone-prøver hovedsaklig eksisterer som gass oppløst i olje, dvs. at gassen stammer fra de fluorescerende inneslutningene.

Gassone-prøvene skiller seg ikke nevneverdig ut fra oljesoneprøvene med hensyn på "tørrhet"/"våthet", men inneholder tildels betydelig større mengder gass. Dette at mengde fluorescerende inneslutninger og absolutt mengde gass i inneslutninger ser ut til å være omtrent uavhengige parametre tolkes dithen, at det i gassoner ofte opptrer betydelige mengder ikke-fluorescerende, rene gassinne-

slutninger. Et bevis for dette finner man i gassonen i 34/10-16 (fig. 5b), der prøver uten synlige fluorescerende inneslutninger inneholder "store" mengder gass. At gassen i gassone-prøvene er like "våt" som i oljesone-prøvene kan kanskje tilskrives det høye poretrykket som eksisterer i Gullfaks Sør og 34/10-Gammastrukturen.

Årsaken til at flere gass- og vannsone-prøver plotter i samme område som oljesone-prøvene skyldes at disse inneholder tildels betydelige mengder fluorescerende inneslutninger, og derved kan kalles "paleo-oljesoneprøver".

Prøvene fra 34/10-21 er i biplottet i fig. 7 markert med fylte symboler, og fordi hydrokarbonkontaktene ikke er fastlagt med sikkerhet i denne brønnen, er omhylningskurver i stedet trukket rundt prøver fra de stratigrafiske enhetene; T5, T4 og T1,T2,T3.

Prøvene fra T1,T2 og T3 er klare vannsone-prøver, med "tørr" gass. T4-prøvene plotter i et vidt område, med "tørr" gass i de dypere prøvene og "våtere" gass i de grunnere prøvene. Denne trenden korrelerer bra med trenden i mengde fluorescerende inneslutninger, dvs. prøvene med størst mengde fluorescerende inneslutninger inneholder den "våteste" gassen. Forklaringen på dette er trolig at det relative bidraget av "tørr" gass fra vanninneslutninger er størst der mengden fluorescerende inneslutninger er minst.

T5-prøvene plotter i en tett gruppe på den "våte" siden av PC1.

Det virker kanskje litt påfallende at prøvene fra T5 og øvre del av T4, som i dag er gassone, plotter i "oljesone"-området, men som det fremgår av tab. 1, fig. 5a og 5b er det her snakk om relativt små mengder gass sammenliknet med gassonene i 34/10-16, -23 og -30. Årsaken til at brønn 34/10-16, -23 og -30 inneholder mye gass antas å være tilstedeværelse av forholdsvis mange rene gassinneslutninger, som det er vanskelig å identifisere/kvantifisere pga. manglende fluorescens. Mengde rene gassinneslutninger kan derfor vanskelig bestemmes direkte, men kan anslås på bakgrunn av absolutt mengde gass i inneslutninger i en gitt mengde rensed sand.

En forklaring på hvorfor der er lite absolutt mengde gass i inneslutninger i 34/10-21 kan være at gass kun har vært tilstede i blokk 15B i relativt kort tid, og at derfor også forholdene for innfangning av rene gassinneslutninger har vært tilstede i tilsvarende kort tid, slik at mengde gassinneslutninger som hittil er blitt innfanget er forholdsvis liten. Hvor gassen i 34/10-21 kommer fra kan imidlertid være vanskelig å forklare utfra den antatte innfyllingsruten (fig. 3) og en fyll-spill-

mekanisme, i og med at brønn 34/10-33 fortsatt har en betydelig oljesone (fig. 4). I og med at det er påvist to laterale trykkbarrierer i Brentreservoaret er det dog mulig at gass kan ha fylt øvre reservoarenhet og spilt videre via blokk 14E til blokk 15B. Det faktum at gass-oljekontakten ligger dypere i øvre reservoarenhet enn i de to andre kan peke i den retning. En lokal gasskilde i de dypere liggende deler av blokk 15 (fig. 2), f.eks. Heather Fm., kan imidlertid heller ikke utelukkes. Analyse av stabile isotoper ($\delta^{13}\text{C}$ og $\delta^2\text{H}$) på gass som opptrer i porerom og i inneslutninger i 34/10-21 og de andre brønnene i Gullfaks Sør og 34/10-Gammastrukturen ville kunne gi svar på hvor gassen i 34/10-21 stammer fra.

4 OPPSUMMERING OG FORSLAG TIL VIDERE ARBEID

Oppsummering

Tilstedeværelse av tildels betydelige mengder fluorescerende inneslutninger i de stratigrafiske enhetene T5 og T4 er bevis for at disse enhetene, som i dag inneholder gass, har inneholdt olje i et tidsrom etter at reservoartemperaturen passerte 90-100°C og før gass migrerte inn i blokk 15B. Den mest sannsynlige forklaringen på hvordan oljen har migrert ut av strukturen er fortrenning pga. innmigrerende gass og/eller brudd i taksegl.

Fluorescensfarge og størrelsen på gassboblene i inneslutningene tyder på at den oljen som har vært tilstede har vært en normal "black oil" med et middels/lavt GOR-forhold.

Avtagende mengde fluorescerende inneslutninger mot dypet tolkes som indikasjon på senkning av olje-vannkontakten gjennom tid, enten som et resultat av at oljekolonnen har bygget seg opp eller at den er blitt fortrent nedover av innmigrerende gass.

Den petroleum som pr. i dag er tilstede i nedre del av T4, mellom dagens "gass ned til"- og "vann opp til"-nivå, representerer trolig residualmetning, og ikke en kontinuerlig oljefase, dvs. oljesone.

Tilstedeværelse av residualmetning av petroleum i alle prøver ned til og med 3331.30 m kjernedyp tyder på at et paleo-spillpunkt kan ha befunnet seg ved- eller nær dagens "vann opp til"-nivå på 3334 m kjernedyp. Eventuelt kan dette være et "paleo-olje ned til nivå", dvs. maksimalt dyp som olje har befunnet seg på før petroleumskolonnen ble så høy at det ble brudd i takseglet, og all oljen forsvant via denne lekkasjen. Vi finner imidlertid en spillmekanisme mer sannsynlig.

Forholdsvis lavt absolutt innhold av gass i inneslutninger i 34/10-21 i forhold til andre brønner med gassone i Gullfaks Sør tyder på at etableringen av gassonen i 34/10-21 er en relativt sen hendelse.

Analyse av biomarkører og metylfenantrener i drillstemtester og inneslutningsekstrakter tyder på at 34/10-21, både i porerom og i inneslutninger, inneholder en petroleum som er mindre moden enn noen annen petroleum fra Gullfaks Sør og 34/10-Gammastrukturen som er blitt analysert i forbindelse med dette studiet og "fase I"-studiet. Dette peker i retning av at 34/10-21 har ligget mest i le i forhold til migrasjonsretningen, hvilket støtter den tidligere fremsatte migrasjonsmodellen med pulsvis migrasjon fra øst av progressivt mer moden olje.

Forskjellene i sammensetning til petroleum som opptrer i porerom og i inneslutninger vitner om at olje i 34/10-21 i likhet med olje i brønnene som dekkes av "fase I"-studiet er blitt utsatt for gjennomstrømning av moden gass, hvilket har ført til en selektiv fjerning av lette petroleumskomponenter.

Biomarkørparametre som antas å avspeile kildefacies er meget like i inneslutningsekstrakter i 34/10-21 sammenliknet med inneslutningsekstrakter fra andre brønner i Gullfaks Sør og 34/10-Gammastrukturen. Vi kan derfor ikke se at det er grunnlag i våre data til å hevde at oljen som tidligere har vært tilstede i 34/10-21 har hatt en annen kilde enn den olje som har vært, og delvis også er, tilstede i de andre undersøkte brønnene i Gullfaks Sør og 34/10-Gammastrukturen.

Forslag til videre arbeid

Som det ble nevnt under diskusjonen, ville det være av interesse å analysere karbon- og hydrogen-isotoper på en del forskjellige ekstrakter fra 34/10-21, da dette i stor grad ville kunne bidra til en avklaring på spørsmålet om eventuelle lokale kilder.

Tilsvarende isotopanalyser på gasser som opptrer i porerom og i inneslutninger i 34/10-21 og andre brønner i Gullfaks Sør og 34/10-Gammastrukturen vill trolig kunne gi svar på om gassen i 34/10-21, og ellers i de andre brønnene kan stamme fra lokale kildebergarter. Derved vil man også bedre den generelle forståelsen av migrasjonsmønsteret i Gullfaks Sør-området.

5 REFERANSER

- Bjørlykke K., Ramm M., and Saigal G. C. (1989) Sandstone diagenesis and porosity modification during basin evolution. *Geologische Rundschau* **78**, 243-268.
- Burruss R.C. (1981) Hydrocarbon Fluid inclusions in studies of sedimentary diagenesis. In *Short course in fluid inclusions: applications to petrography*, (eds. L.S. Hollister & M.L. Crawford), Vol. **6**, pp.138-156.
- Cornford C., Needham C. E. J., and de Walque L. (1986) Geochemical habitat of North Sea oils and gases. In *Habitat of Hydrocarbons on the Norwegian Continental Shelf* (Eds. Spencer A. M. et al.), Norwegian Petroleum Society, pp. 39-54, Graham & Trotman, London.
- England W. A. and Mackenzie A. S. (1989) Some aspects of the organic geochemistry of petroleum fluids. *Geologische Rundschau* **78**, 291-303.
- England W. A., Andrews S. R., and Rückheim J. (1991) Experimental simulation of gas-phase migration: results and interpretations. In *Organic Geochemistry - Advances and applications in the natural environment* (Ed. Manning D. A. C.), pp. 146-150, Manchester University Press, Manchester and New York.
- Etminan H. and Hoffmann C.F. (1989) Biomarkers in fluid inclusions: A new tool in constraining source regimes and its implications for the genesis of Mississippi Valley-type deposits. *Geology* **17**, 19-22
- Galimov E. M. (1973) Carbon isotopes in oil and gas geology. *Nedra*, Moscow (English translation: NASA TT F-689, Washington D. C., 1975, 395 p).

- Haberland H. (1939) Über den nachweis von porphyrin und anderen organischen substanzen im kalkspat und aragonit *Naturwissenschaften* **27**, 613-614.
- Karlsen D.A. (1992) Petroleum heterogeneities in clastic reservoirs. Dr. Scient Thesis, University of Oslo, Norway.
- Karlsen, D.K. and Larter, S.R. (1991) Analysis of petroleum fractions by TLC-FID - applications to petroleum reservoir description *Org. Geochemistry* **17**, 603-617.
- Karlsen D. A., Nedkvitne T., Larter S. R., and Bjørlykke K. (1993) Hydrocarbon composition of authigenic inclusions: Application to elucidation of petroleum reservoir filling history. *Geochim. Cosmochim. Acta* **57**, July issue.
- Knudsen K. and Meisingset K. K. (1991) Evaporative fractionation effects for the oils in the Gullfaks South area. In *Organic Geochemistry - Advances and applications in the natural environment* (Ed. Manning D. A. C.), pp. 162-165, Manchester University Press, Manchester and New York.
- Kvalheim O. M., Christy A. A., Telnæs N., and Bjørseth A. (1987) Maturitydetermination of organic matter in coals using methylphenanthrene distribution *Geochim. Cosmochim. Acta* **51**, 1883-1888.
- Kvenvolden K.A. and Roedder E. (1971) Fluid inclusions in quartz crystals from South-West Africa *Geochim. Cosmochim. Acta* **35**, 1209-1229.
- Leischner K., Welte D. H., and Littke R. (1993) Fluid inclusions and organic maturity parameters as calibration tools in basin modelling. In *Basin modelling: Advances and applications* (eds. Doré A. et al.), pp 161-172, Norw. Petrol. Soc. Spec. Publ. No. 3, Elsevier.
- Mackenzie A. S., Patience R. L., Maxwell J. R., Vandenbroucke M. and Durand B. (1980) Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France - I. Changes in the configuration

of the acyclic isoprenoid alkanes, steranes and triterpanes. *Geochim. Cosmochim. Acta* **44**, 1709-1721.

Mackenzie A. S. (1984) Application of biological marker in petroleum geochemistry. In *Advances in Petroleum Geochemistry Vol. 1*. (Eds. Brooks J. and Welte D.), pp. 115-214, Academic Press, London.

Mackenzie A. S., Maxwell J. R., Coleman M. L., and Deegan C. E. (1984) Biological marker and carbon isotope studies of North Sea crude oils and sediments. In *Proceedings of the 11th World Petroleum Congress, Vol.2 Geology Exploration Reserves*, pp. 45-56, Wiley, Chichester.

Mackenzie A. S., Rullkötter J., Welte D. H., and Mankiewicz P. (1985) Reconstruction of oil formation and accumulation in North Slope, Alaska, using quantitative gas chromatography-mass spectrometry. In *Alaska North Slope oil/rock correlation study* (Eds. Magoon L. B., and Claypool G. E.), pp. 319-377, AAPG Studies in Geology No.20, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa.

McAuliffe C. D. (1979) Oil and gas migration: chemical and physical constraints. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* **63**, 761-781.

McLimans R.K. (1987) The application of fluid inclusions to migration of oil and diagenesis in petroleum reservoirs *Applied Geochemistry* **2**, 585-603.

Mello M. R., Gaglianone., Brassell S. C., and Maxwell J. R. (1988) Geochemical and biological marker assessment of depositional environments using Brazilian offshore oils *Marine and Petroleum Geology* **5**, 205-224.

Murray R.C. (1957) Hydrocarbon fluid inclusions in quartz *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* **41**, 950-956.

Nedkvitne T. (1991) Clastic diagenesis and oil emplacement in some Mesozoic sandstone reservoirs from the North Sea. Dr. Scient Thesis, University of Oslo, Norway.

- Nedkvitne T., Karlsen D. A., Bjørlykke K. and Larter S. R. (1993) The relationship between diagenetic evolution and petroleum emplacement in the Ula Field, North Sea. *Marine Petrol. Geol.* **10**, 255-270.
- Neumann H. and Rosenquist I.Th. (1940) On red, fluorescent calcite from the Fen area near Ulefoss *Norsk Geologisk tidsskrift* **20**, 267-268.
- Pagel M., Walgenwitz F. and Dubessy J. (1986) Fluid inclusions in oil and gas-bearing sedimentary formations. In *Thermal modeling in sedimentary basins* (Ed. Burrus J.), pp. 565-583, Collection Colloques et Seminaires 44. Editions Technip.
- Petterson O., Storli A., Ljosland E. and Massie I. (1990) The Gullfaks Field: Geology and Reservoir Development. In *North Sea Oil and Gas Reservoirs - II* (Eds. Buller A. T. et al.), pp. 67-90, Graham & Trotman.
- Radke M. and Welte D. H. (1983) The Methylphenanthrene Index (MPI): A maturity parameter based on aromatic hydrocarbons. In *Advances in Organic Geochemistry 1981* (Eds. Bjorøy M. et al.), pp. 504-512, Wiley, Chichester.
- Radke M., Welte D. H. and Willsch H. (1982a) Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. *Geochim. Cosmochim. Acta* **46**, 1-10.
- Radke M., Willsch H., Leythaeuser D. and Teichmüller M. (1982b) Aromatic components of coal: relation of distribution pattern to rank. *Geochim. Cosmochim. Acta* **46**, 1831-1848.
- Reese C. L. (1885) Petroleum inclusions in quartz crystals. *J. Amer. Chem. Soc.* **20**, p. 795-797.
- Roedder E. (1984) Fluid inclusions. In *Reviews in Mineralogy* (Ed. Ribbe P. H.) Vol. 12, Mineral Soc. Am., Washington, DC. 644 p.

- Roedder E. (1990) Fluid inclusion analysis - Prologue and epilogue. *Geochim. Cosmochim. Acta* **54**, 495-507.
- Seifert W. K. and Moldowan J. M. (1978) Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. *Geochim. Cosmochim. Acta* **42**, 77-95.
- Shanmugam G. (1985) Significance of Coniferous Rain Forest and Related Organic Matter in Generating Commercial Quantities of Oil, Gippsland Basin, Australia. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* **69**, 1241-1254.
- Walderhaug O. and Fjeldskaar W. (1993) History of hydrocarbon emplacement in the Oseberg Field determined by fluid inclusion microthermometry and temperature modelling. In *Basin modelling: Advances and applications* (eds. Doré A. et al.), pp 485-497, Norw. Petrol. Soc. Spec. Publ. No. 3, Elsevier.
- Waples D. W. and Machihara T. (1991) *Biomarkers for Geologists - A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology*. AAPG Methods in Exploration, No. 9, 91 p.
- West N., Alexander R. and Kagi R.I. (1990) The use of silicalite for rapid isolation of branched and cyclic alkane fractions of petroleum. *Org. Geochem.* **15**, 499-501.

APPENDIX:

- * Figurer & tabeller.
- * Mikroskopbilder av tynnslip og sandprøver.
- * GC-FID kromatogrammer av gass i inneslutninger
- * GC-FID kromatogrammer av kjerneekstrakter.
- * GC-MS ionekromatogrammer av inneslutningsekstrakter (INC), kjerneekstrakter (TXT) og drillstemtester (DST).

Figurer og tabeller

FIGUR- & TABELLTEKSTER

- Fig. 1** Beliggenhet av felt og brønner i gullfaksområdet. Brønnene som er brukt i dette studiet og i "fase I"-studiet er markert med sirkler (figur reproduisert fra Petterson et al., 1990).
- Fig. 2** Dybdekonturkart av topp Brent i Gullfaks Sør
- Fig. 3** Beliggenhet av brønner i Gullfaks Sør i forhold til Brent-polygoner samt antatt innfyllingsrute for Brentreservoaret (Statoil-figur).
- Fig. 4** Beliggenhet av brønn 34/10-21 i forhold til forkastningsblokker, reservoarenheter og hydrokarbonkontakter i Gullfaks Sør (Statoil-figur).
- Fig. 5a** Samlefigur for data fra: 1) Subjektiv evaluering av mengde (dvs. samlet volum) av fluorescerende inneslutninger, basert på UV-mikroskopering av rensede/disintegrerte sandprøver. 2) Semikvantitativ analyse (GC-FID) av mengde metan i inneslutninger. 3) Iatroscan TLC-FID analyse av ekstraherbart organisk materiale (EOM) som opptrer i porerom, såkalte "kjerneekstrakter".
- Fig. 5b** Samme som fig. 5a, men data fra "fase I"-studiet.
- Fig. 5c** Kvantitative Iatroscan TLC-FID-data på utvalgte prøver (fra "fase I"-studiet).
- Fig. 6** Biplott (øvre) og scoringsverdiplott (nedre) fra prinsippal-komponentanalyse av standardiserte biomarkør-data. I scoringsverdiplottet er omhylningskurver trukket rundt par av korresponderende DST- og inneslutningsprøver (dvs. fra samme brønndyp). Prøvenumrene i biplottet refererer til Tab. 2.

- Fig. 7** Biplott (øvre) og scoringsverdiplott (nedre) fra prinsipl-komponentanalyse av standardiserte gass-data fra inneslutninger. Prøvenumrene i scoringsverdiplottet refererer til Tab. 1. C1=metan, C2=etan etc.
- Fig. 8** Fordeling av C27-, C28- og C29 $\alpha\beta$ -steraner (basert på m/z 218 ionekromatogrammer) i inneslutningsekstrakter, drillstemtester og utvalgte kjerneekstrakter. Prøvenumre refererer til Tab. 2. Områdene som indikerer kildefacies er i henhold til Shanmugam (1985).
- Tab. 1** Parametre fra GC-FID-analyse av gasser i inneslutninger. PRØVE ID: for prøve 1-34 er de to første sifrene det samme som 34/10-brønnummeret, G=gassone, O=oljesone, V=vannsone. Prøve nr. 35-59 er fra 34/10-21, og prøve id for disse er lik kjernedyp i meter.
- Tab. 2** Parametre fra GC-MS-analyse av drillstemtester, inneslutningsekstrakter og kjerneekstrakter fra 34/10-21 samt brønner som omfattes av "fase-I"-studiet.
- Tab. 3** Parametre fra GC-MS analyse av drillstemtester, inneslutningsekstrakter og kjerneekstrakter fra 34/10-21.
- Tab. 4** Biomarkørparametre som i mer eller mindre grad antas å avspeile kildefacies (jfr. Waples og Machihara, 1991). Prøver fra 34/10-21 og fra "fase-I"-studiet.

TOPP BRENT

Strukturelt dybdekart Modell 1, uten Heathererosjonen

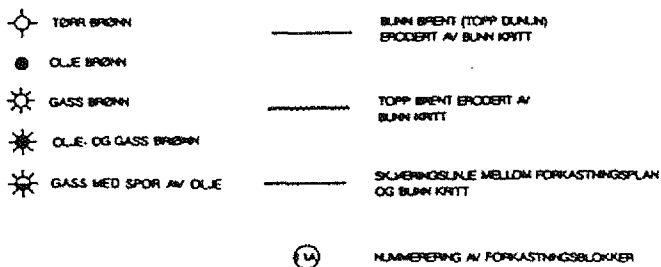
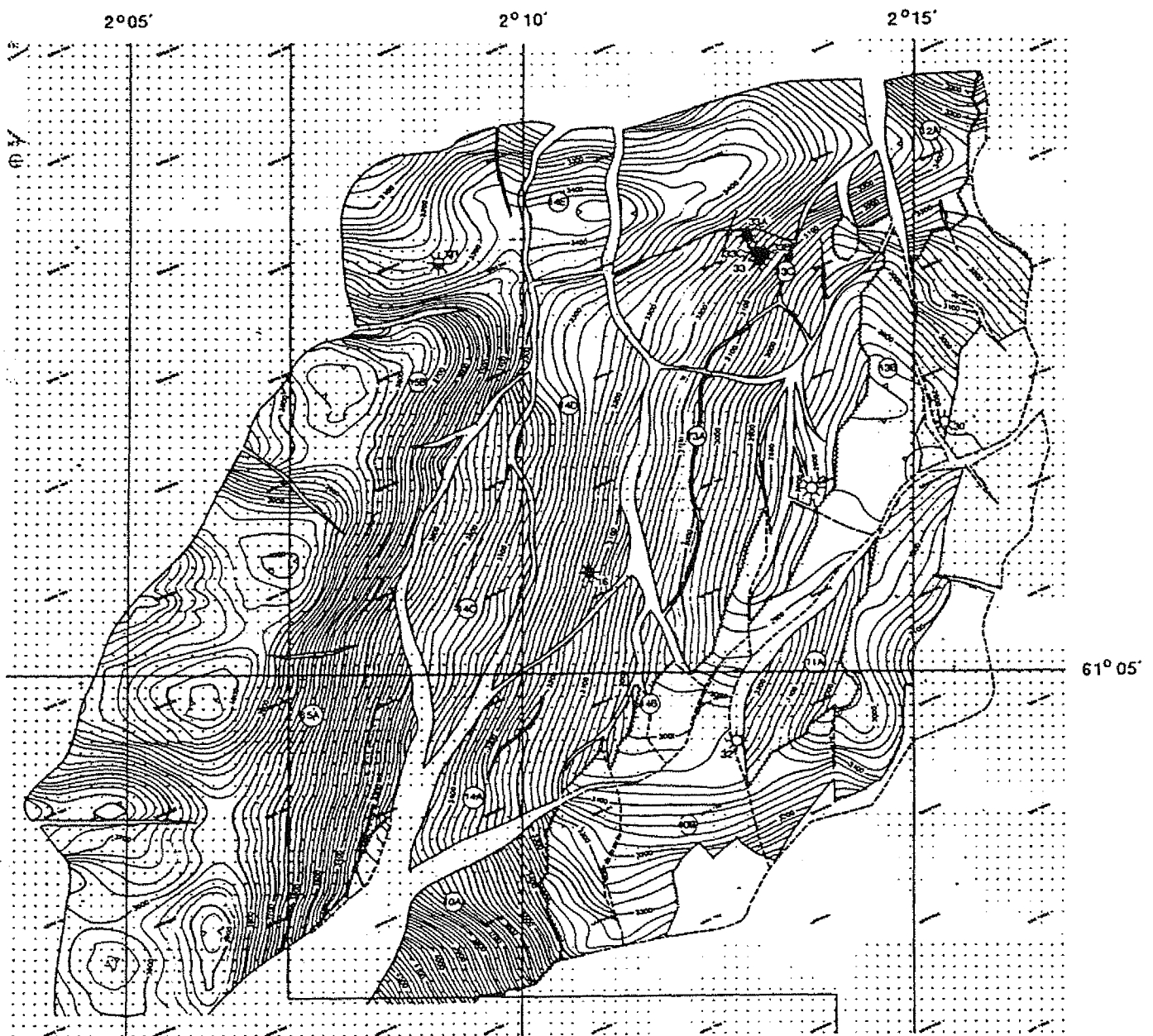


Fig. 2

GULLFAKS SØR

ANTATT INNFYLLINGSRUTE FOR BRENTRESERVOARET

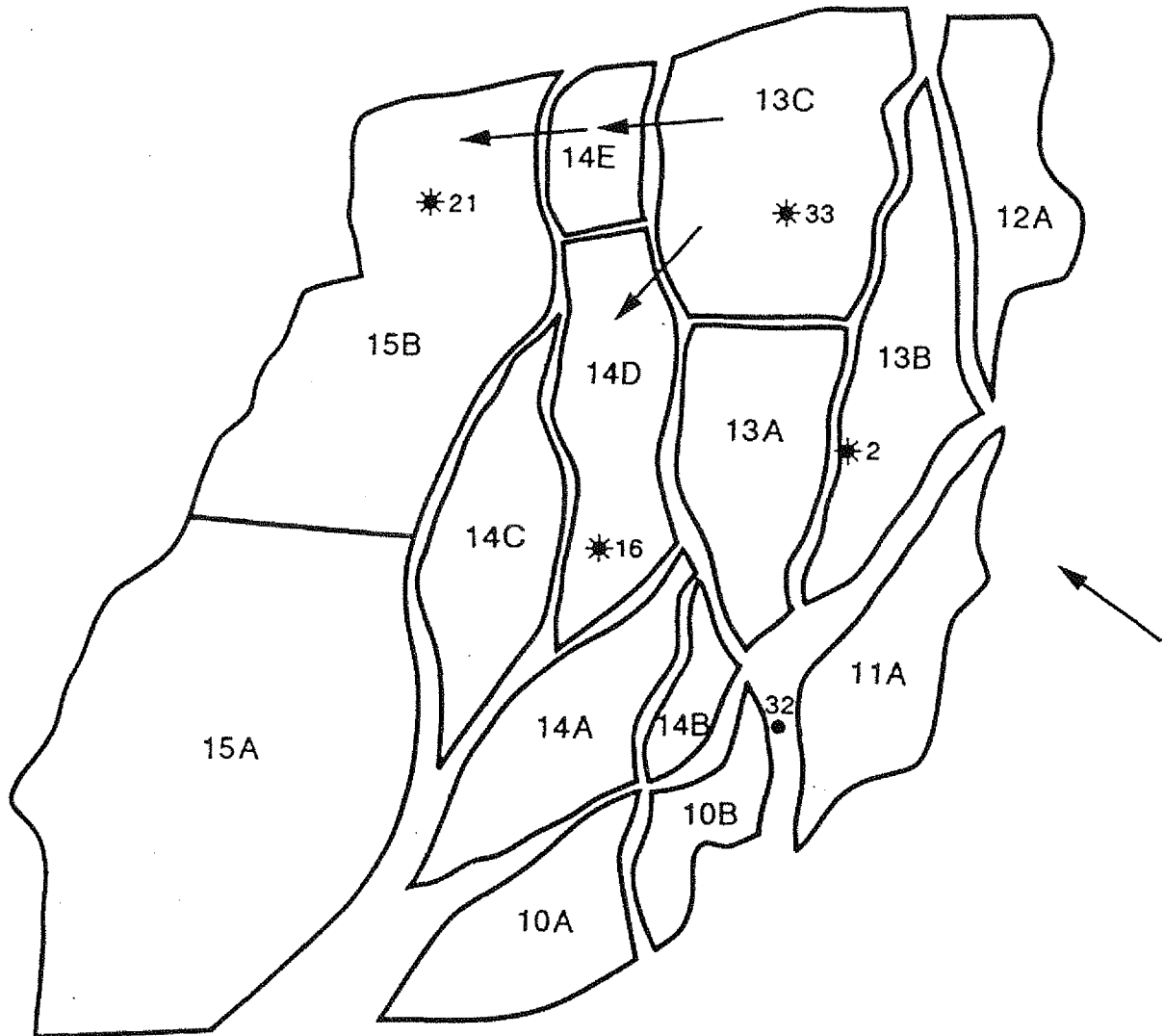


Fig. 3

GULLFAKS SØR
PROFIL LANGS SEISMISK REKKE 750
MED HYDROKARBONKONTAKTER

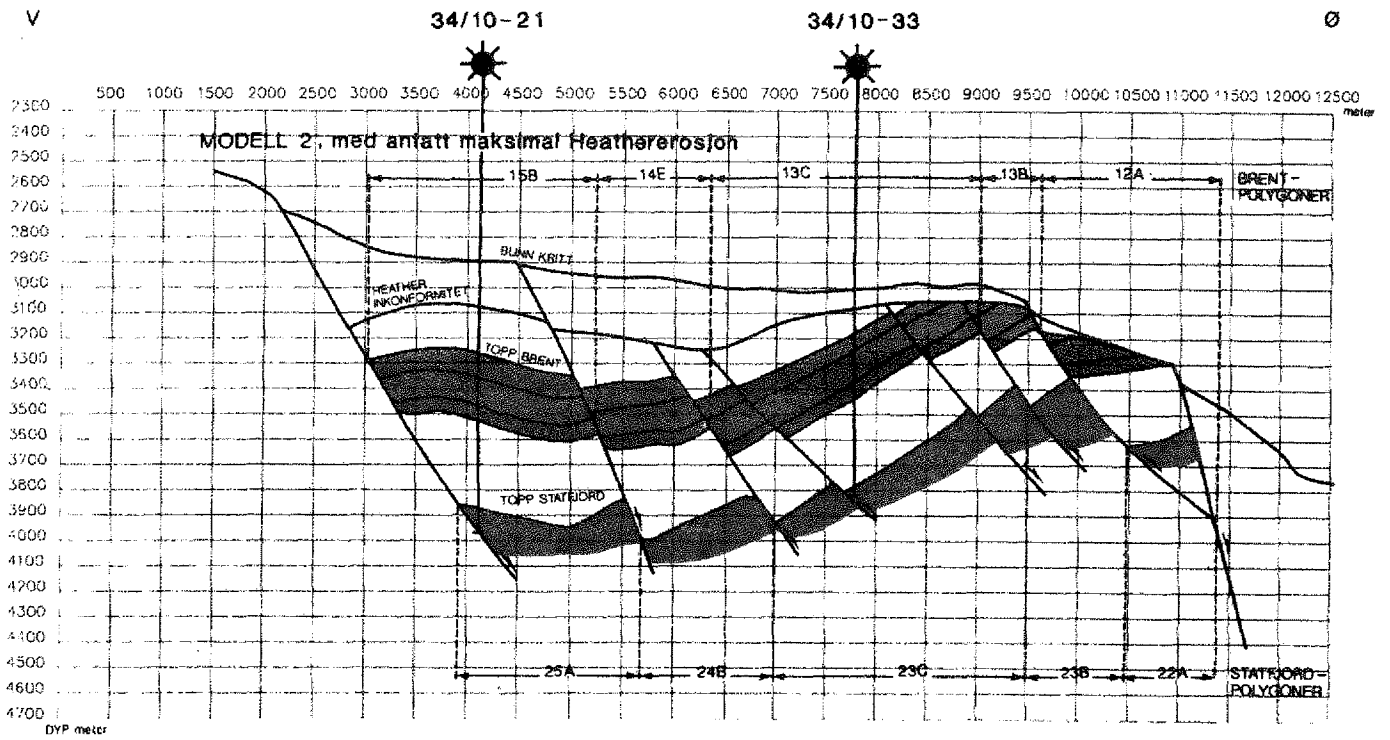
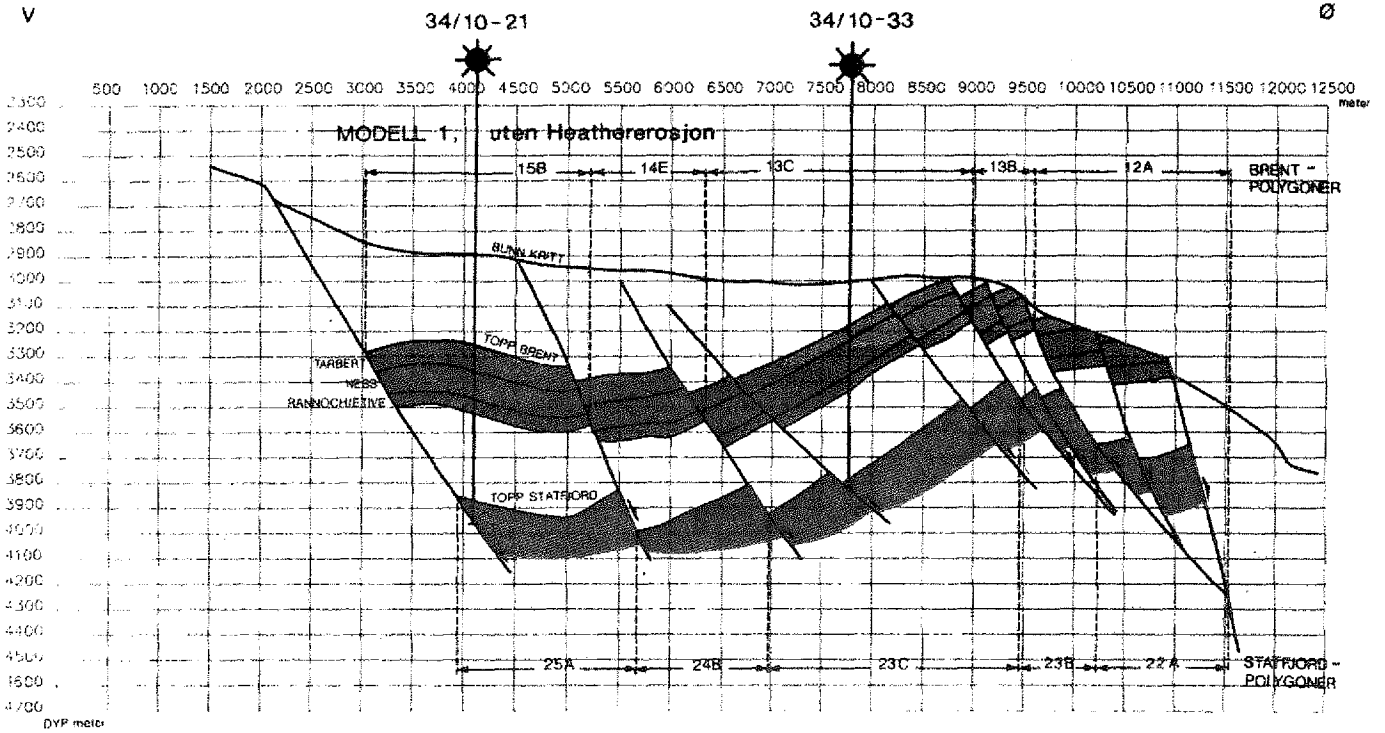


Fig. 4

34/10-21

Mengde fluorescerende
inneslutninger i rensede
sandprøver

Absolutt mengde metan i
inneslutninger

IATROSCAN TLC-FID PÅ KJERNEEKSTRAKTER

Mettede HK Aromatiske HK Polart mat.

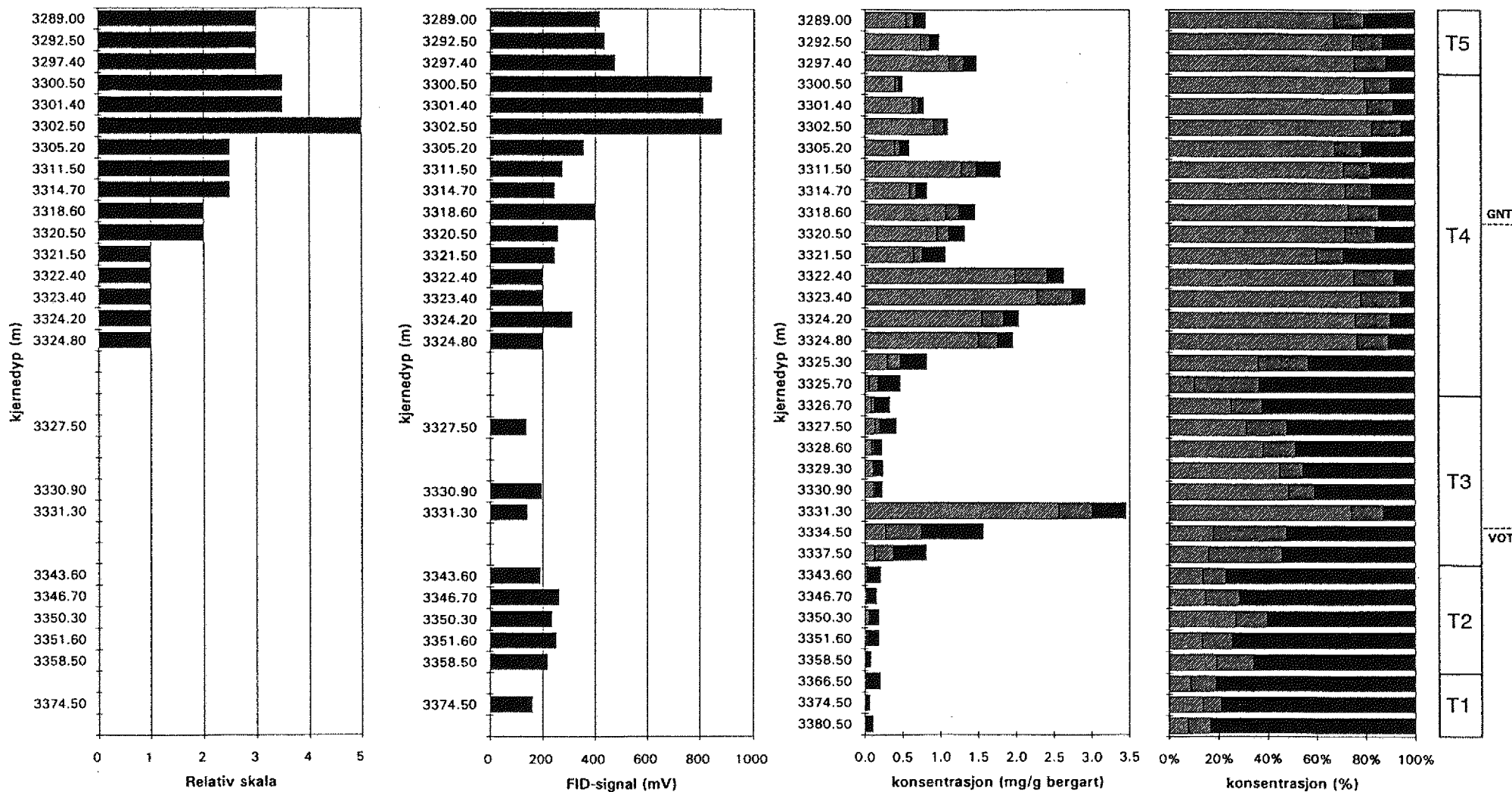
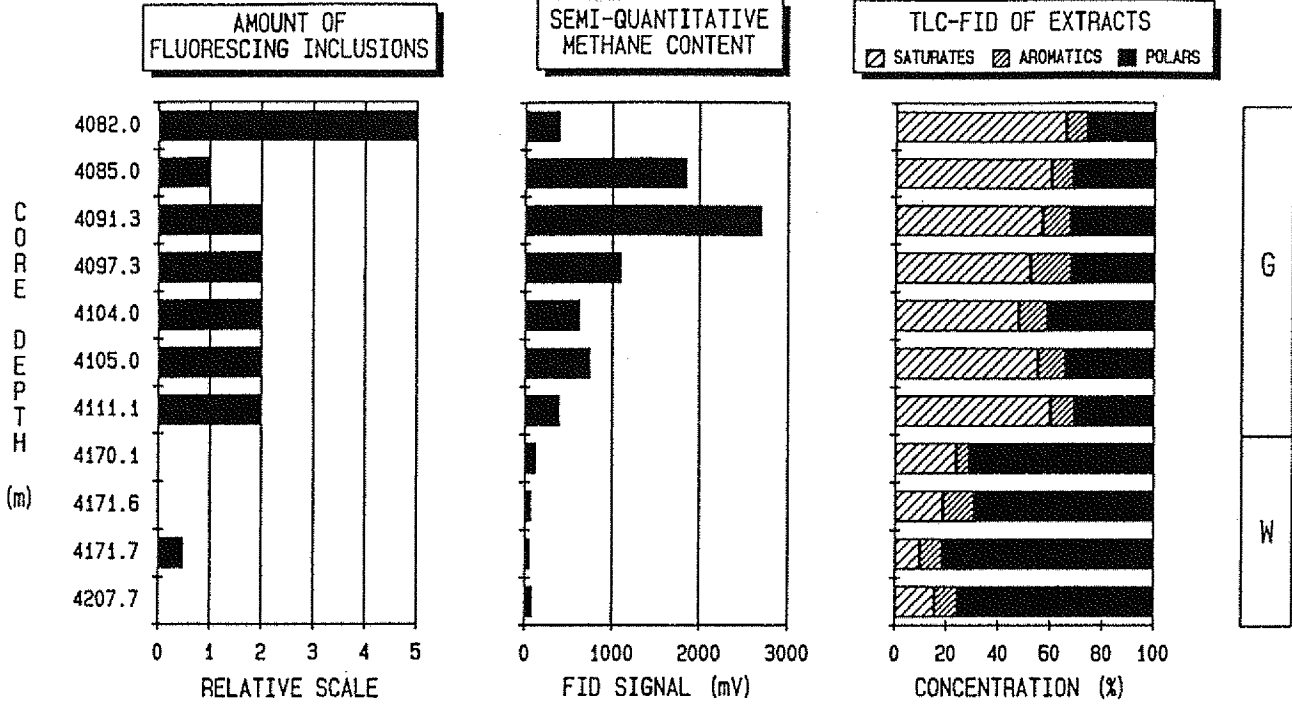
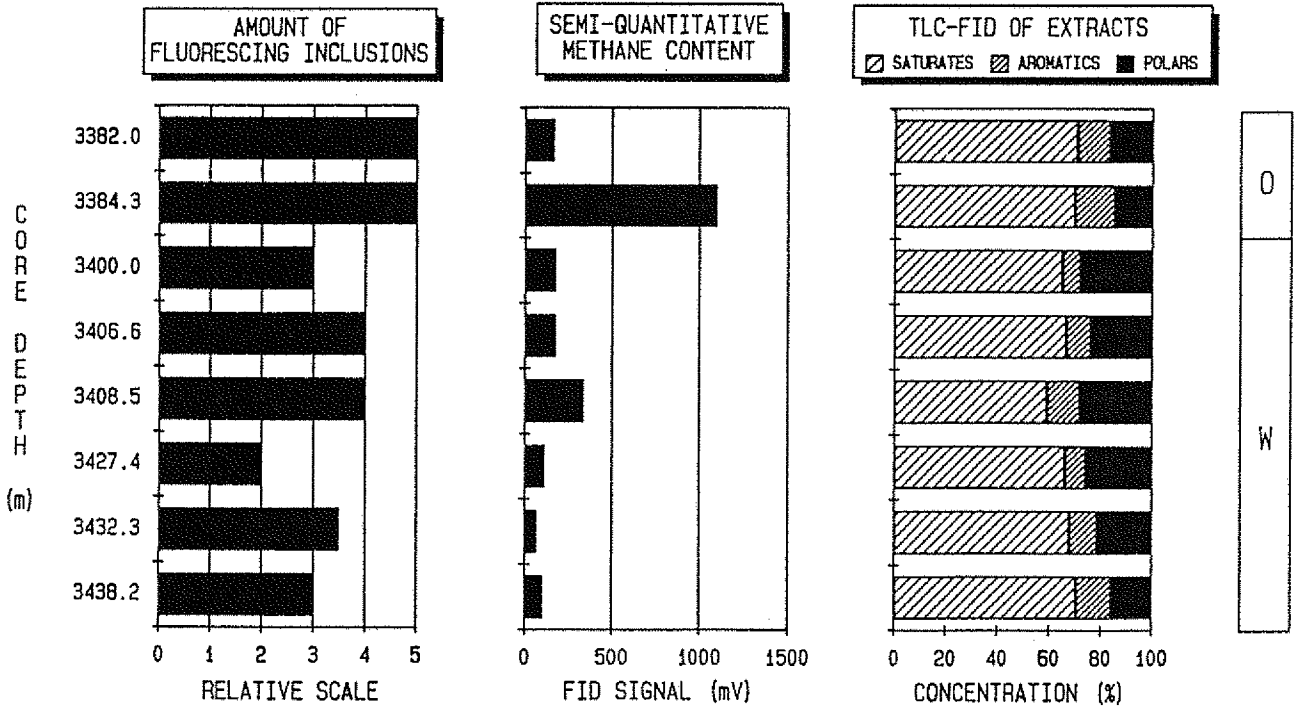


Fig. 5a

WELL 34/10-23



WELL 34/10-32A



TLC-FID well 34/10-32A

 SATURATES
  AROMATICS
  POLARS

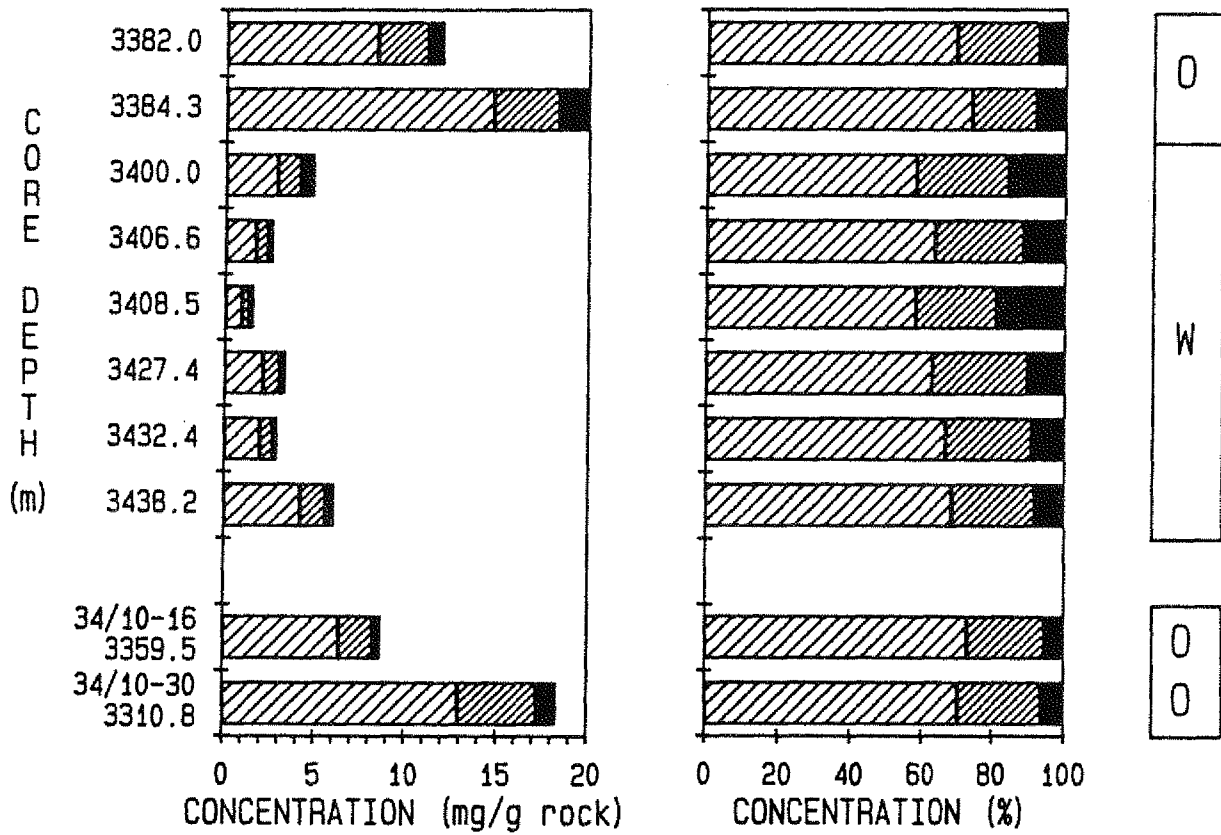


Fig. 5c

Biplott for prinsipalkomponent 1&2

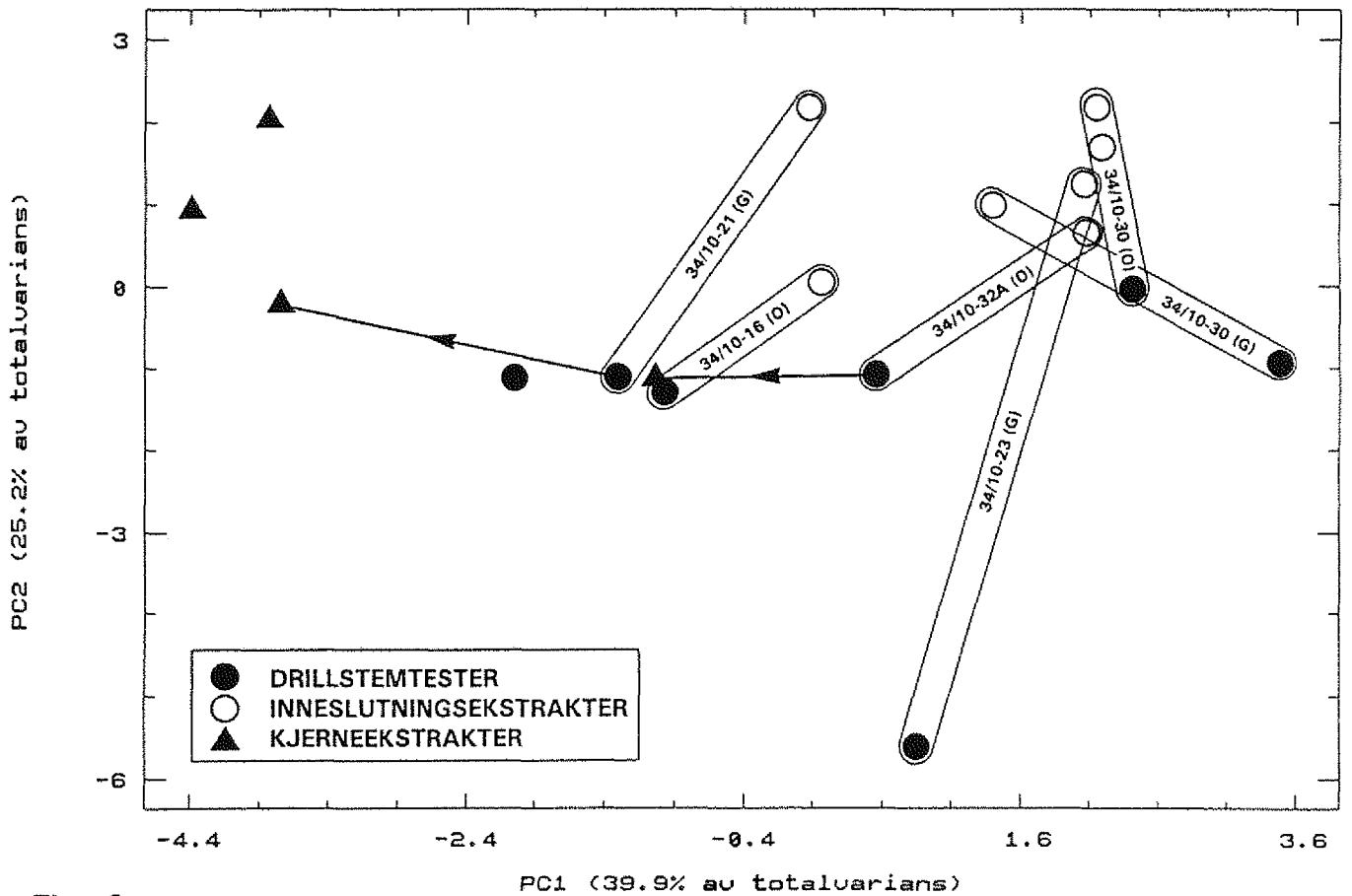
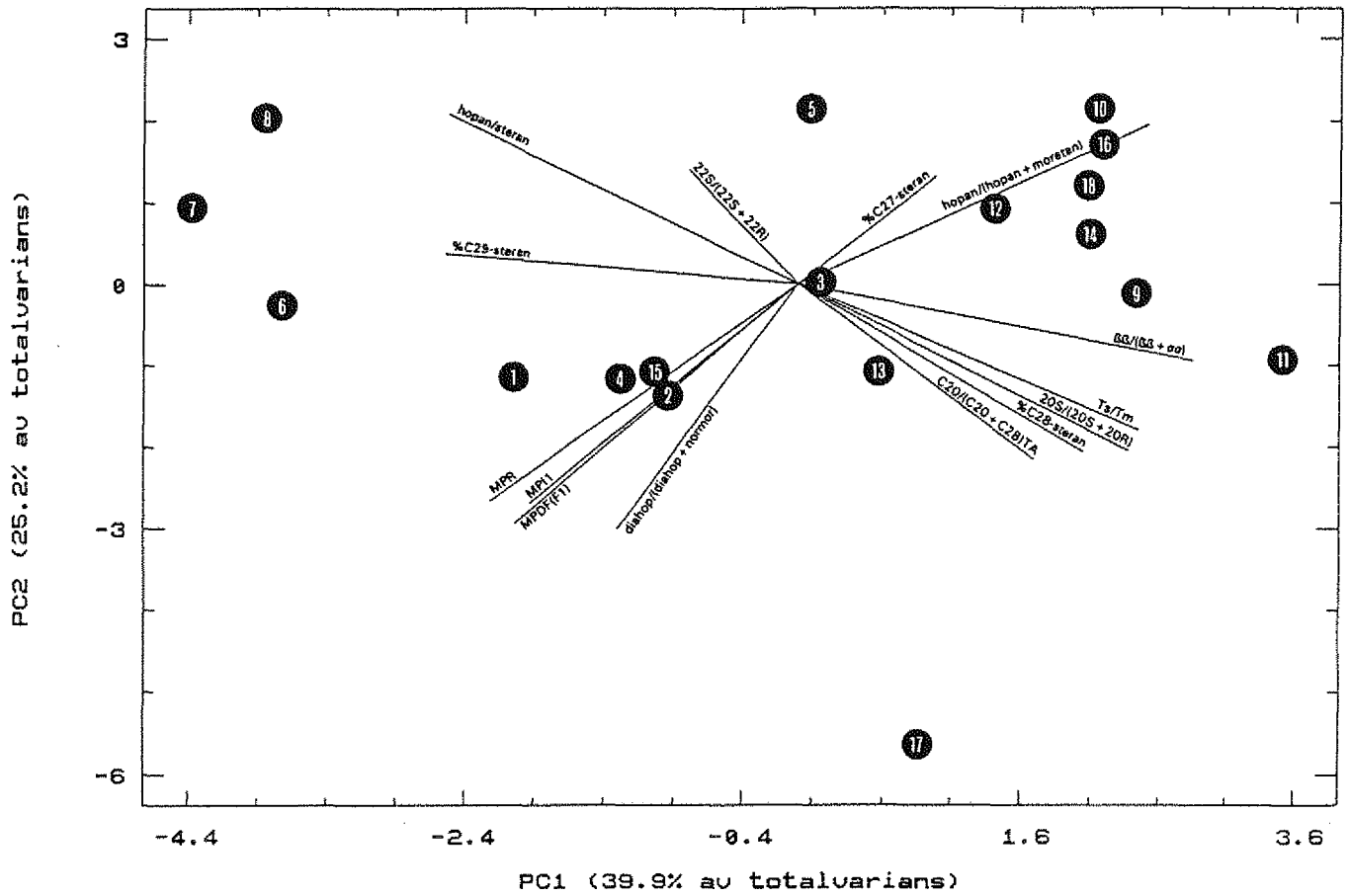


Fig. 6

Biplott for prinsipalkomponent 1&2

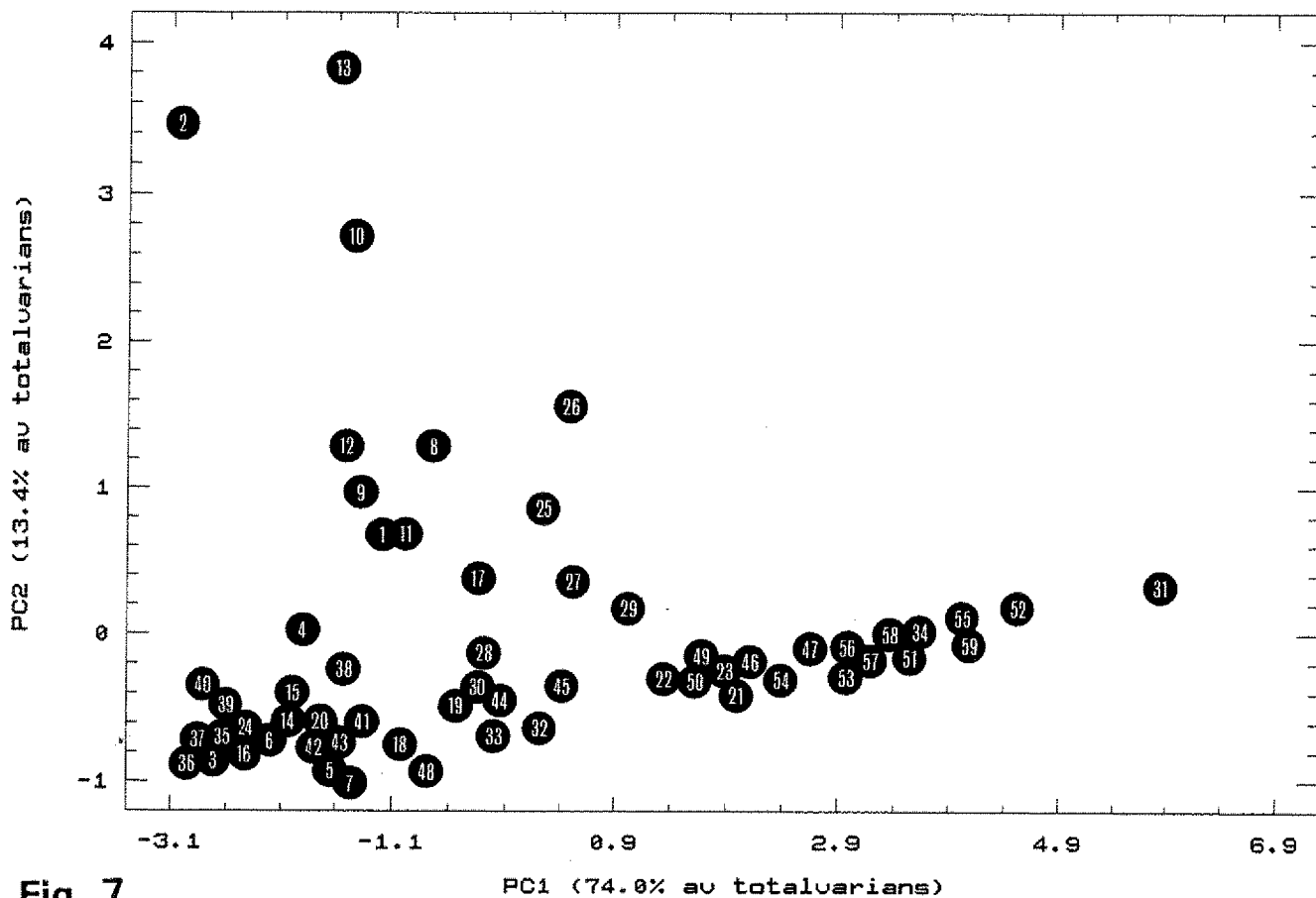
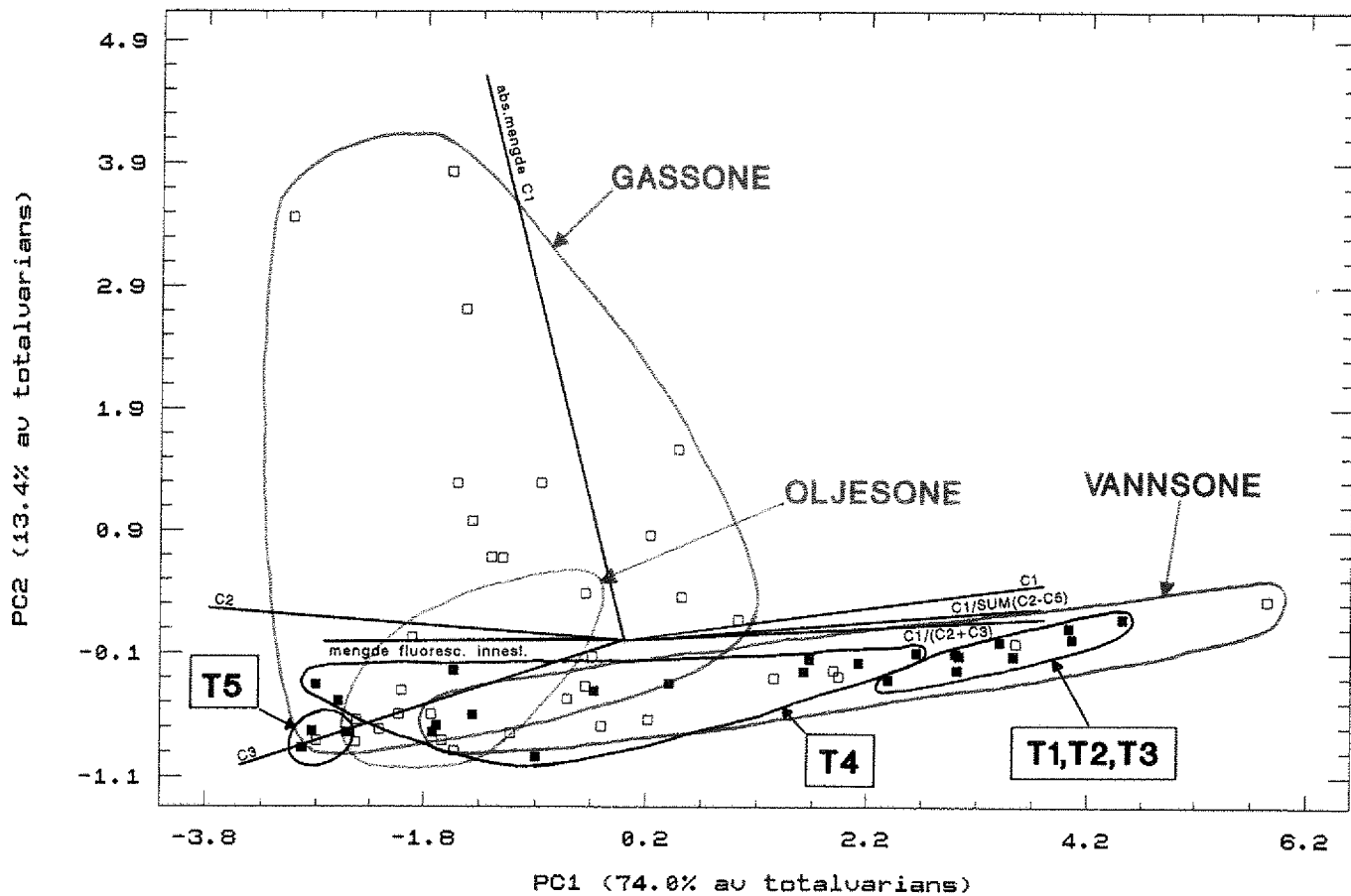


Fig. 7

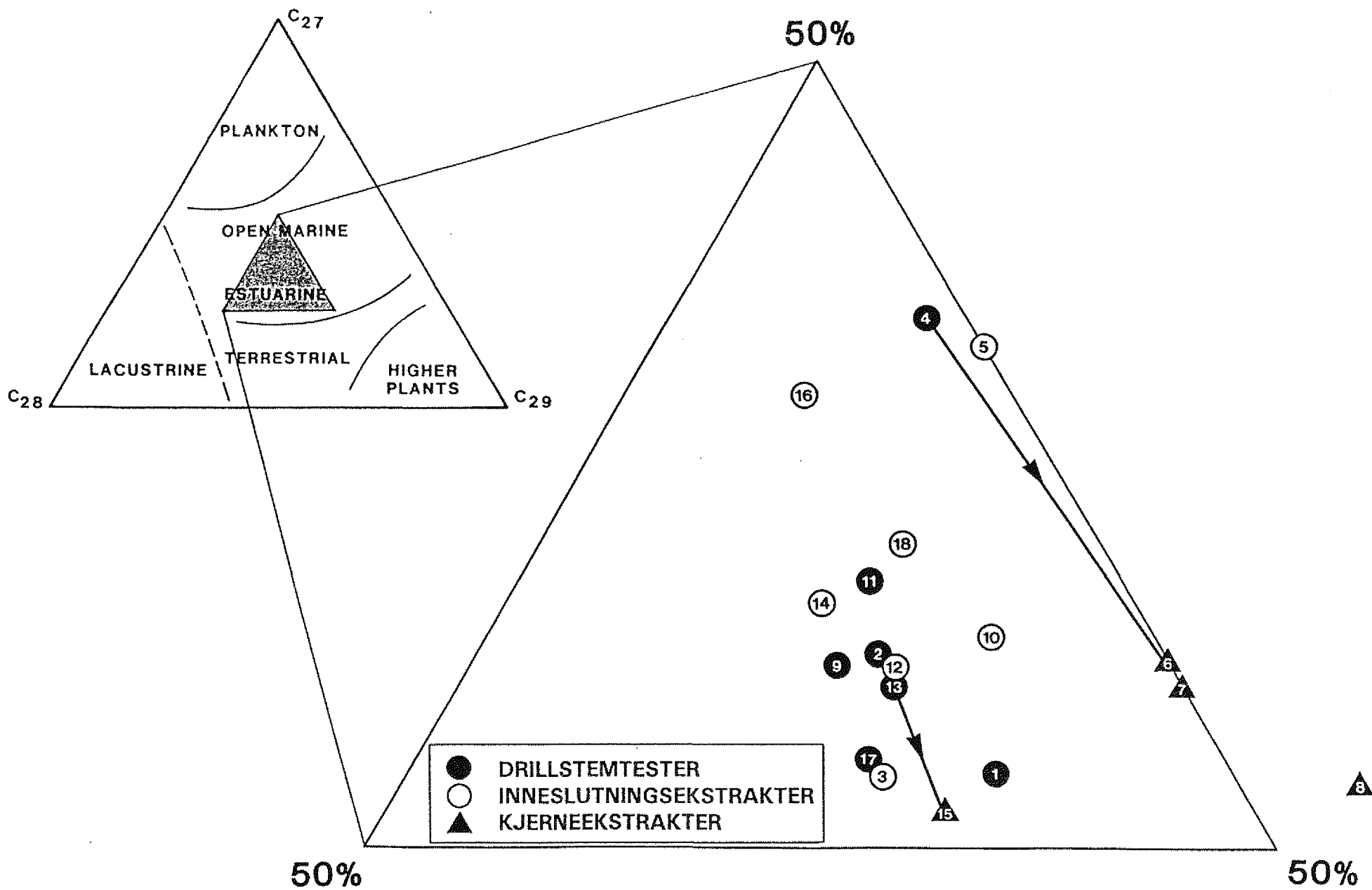


Fig. 8

PRØVE NR.	PRØVE ID	%C1	%C2	%C3	%iC4	%nC4	%iC5	%nC5	C2/C3	C1/ (C2+C3)	C1/SUM (C2-C5)	IC/nC4	IC5/nC5	mV C1 i 5 g prøve
1	16G	80.95	11.05	5.24	0.83	1.18	0.39	0.35	2.11	4.97	4.25	0.70	1.13	1952
2	16G	75.68	11.47	7.19	1.32	2.35	0.97	1.02	1.59	4.05	3.11	0.56	0.95	6336
3	16G	75.23	11.03	6.87	1.64	2.67	1.30	1.25	1.61	4.20	3.04	0.61	1.04	413
4	16G/O	78.45	10.16	6.18	2.38	1.62	0.79	0.42	1.64	4.80	3.64	1.48	1.91	1346
5	16G/O	78.28	9.97	6.33	1.40	2.09	0.96	0.97	1.57	4.80	3.60	0.67	0.99	244
6	16O	77.91	10.01	6.50	1.31	2.24	1.00	1.03	1.54	4.72	3.53	0.58	0.97	410
7	16O	78.67	8.38	6.24	1.48	2.53	1.34	1.34	1.34	5.38	3.69	0.59	1.01	146
8	30G	83.82	9.16	4.42	0.63	1.20	0.38	0.39	2.07	6.17	5.18	0.53	0.95	2574
9	30G	82.01	9.63	4.91	0.78	1.52	0.54	0.62	1.96	5.64	4.56	0.51	0.88	2297
10	30G	82.62	9.45	4.76	0.75	1.42	0.45	0.55	1.99	5.82	4.75	0.53	0.82	4642
11	30G	82.64	9.65	4.52	0.70	1.37	0.52	0.60	2.13	5.83	4.76	0.51	0.87	1778
12	30G	81.90	9.34	5.07	0.84	1.63	0.57	0.64	1.84	5.68	4.53	0.52	0.90	2768
13	30G	82.82	9.50	4.71	0.71	1.33	0.46	0.48	2.02	5.83	4.82	0.54	0.96	6169
14	30O	78.99	9.36	5.94	1.13	2.40	0.96	1.21	1.58	5.16	3.76	0.47	0.79	453
15	30O	79.10	9.68	5.87	1.12	2.27	0.90	1.06	1.65	5.09	3.78	0.49	0.85	687
16	32AO	78.12	10.53	6.09	1.26	2.07	1.03	0.90	1.73	4.70	3.57	0.61	1.15	166
17	32AO	85.32	9.14	3.61	0.54	0.81	0.29	0.28	2.53	6.69	5.81	0.67	1.02	1100
18	32AV	81.10	8.18	5.85	1.19	1.88	0.90	0.90	1.40	5.78	4.29	0.63	1.00	178
19	32AV	83.20	8.51	4.42	0.93	1.55	0.67	0.71	1.93	6.43	4.95	0.60	0.94	182
20	32AV	79.85	9.87	5.59	1.15	1.94	0.78	0.82	1.76	5.17	3.96	0.59	0.95	336
21	32AV	87.80	5.45	3.50	0.89	1.03	0.69	0.64	1.56	9.81	7.20	0.86	1.09	114
22	32AV	86.87	6.18	3.22	1.38	0.87	0.60	0.87	1.92	9.24	6.62	1.58	0.69	70
23	32AV	88.12	5.64	3.19	0.87	1.00	0.68	0.50	1.77	9.99	7.42	0.87	1.37	100
24	23G	78.73	10.70	6.11	1.11	1.98	0.69	0.68	1.75	4.68	3.70	0.56	1.03	393
25	23G	85.11	8.86	3.94	0.63	0.87	0.32	0.28	2.25	6.65	5.72	0.73	1.13	1835
26	23G	86.24	8.32	3.44	0.55	0.83	0.31	0.31	2.42	7.33	6.27	0.66	1.02	2675
27	23G	85.95	8.29	3.70	0.58	0.89	0.32	0.27	2.24	7.17	6.12	0.65	1.15	1070
28	23G	83.65	9.11	4.43	0.76	1.21	0.44	0.39	2.06	6.18	5.11	0.63	1.13	625
29	23G	86.89	7.52	3.48	0.59	0.92	0.32	0.28	2.16	7.90	6.63	0.64	1.15	744
30	23G	83.13	8.64	4.82	0.96	1.40	0.52	0.54	1.79	6.18	4.93	0.68	0.96	406
31	23V	93.51	4.03	1.42	0.69	0.35	0.00	0.00	2.84	17.16	14.41	1.94		127
32	23V	84.34	8.23	5.21	1.03	1.20	0.00	0.00	1.58	6.28	5.38	0.86		74
33	23V	82.15	8.36	5.11	1.12	1.70	0.78	0.78	1.64	6.10	4.60	0.66	1.00	61
34	23V	90.50	5.31	2.32	0.75	1.12	0.00	0.00	2.29	11.86	9.52	0.67		87
35	3289.00	78.00	11.25	6.90	1.52	2.32	0.00	0.00	1.63	4.30	3.55	0.66		416
36	3292.50	76.25	11.22	7.58	1.22	1.96	0.84	0.94	1.48	4.06	3.21	0.62	0.90	436
37	3297.40	76.72	11.81	7.00	1.79	2.69	0.00	0.00	1.69	4.08	3.29	0.67		476
38	3300.50	81.08	9.54	5.86	0.99	1.45	0.49	0.59	1.63	5.27	4.29	0.68	0.83	844
39	3301.40	77.75	10.73	7.01	1.22	1.86	0.72	0.72	1.53	4.38	3.50	0.65	1.00	811
40	3302.50	78.36	11.28	6.60	1.07	1.61	0.61	0.46	1.71	4.38	3.62	0.67	1.33	880
41	3305.20	80.83	9.66	5.87	0.97	1.56	0.59	0.52	1.65	5.20	4.22	0.62	1.14	357
42	3311.50	79.23	9.88	6.18	1.31	1.70	1.00	0.70	1.60	4.93	3.81	0.77	1.44	275
43	3314.70	79.54	10.42	5.79	1.24	1.70	0.69	0.62	1.80	4.91	3.89	0.73	1.13	246
44	3318.60	82.96	8.09	4.94	0.99	1.67	0.74	0.62	1.64	6.37	4.87	0.59	1.20	400
45	3320.50	84.88	7.73	4.17	1.03	1.16	0.55	0.48	1.85	7.13	5.61	0.88	1.14	259
46	3321.50	88.90	5.89	3.67	0.50	1.04	0.00	0.00	1.60	9.30	8.01	0.48		245
47	3322.40	89.94	5.71	3.17	0.45	0.72	0.00	0.00	1.80	10.13	8.94	0.63		201
48	3323.40	84.15	8.08	7.77	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04	5.31	5.31			199
49	3324.20	87.89	6.64	3.63	0.90	0.94	0.00	0.00	1.83	8.56	7.26	0.95		311
50	3324.80	87.74	6.60	3.74	0.83	1.09	0.00	0.00	1.76	8.49	7.16	0.76		201
51	3327.50	91.67	4.83	3.50	0.00	0.00	0.00	0.00	1.38	11.01	11.01			138
52	3330.90	92.83	4.89	2.28	0.00	0.00	0.00	0.00	2.15	12.94	12.94			195
53	3331.30	90.99	4.97	4.04	0.00	0.00	0.00	0.00	1.23	10.10	10.10			140
54	3343.60	90.04	5.41	4.55	0.00	0.00	0.00	0.00	1.19	9.04	9.04			190
55	3346.70	92.29	4.85	2.85	0.00	0.00	0.00	0.00	1.70	11.98	11.98			262
56	3350.30	89.24	4.82	3.15	1.30	1.49	0.00	0.00	1.53	11.20	8.29	0.88		235
57	3351.60	89.33	4.52	3.38	1.45	1.32	0.00	0.00	1.34	11.31	8.37	1.10		252
58	3358.50	90.21	4.91	2.77	1.03	1.07	0.00	0.00	1.77	11.75	9.22	0.97		219
59	3374.50	92.32	4.72	2.96	0.00	0.00	0.00	0.00	1.60	12.03	12.03			161

Tab. 1

Biomarkørparametre fra GC-MS analyse av drillstemtester, kjerneekstrakter og inneslutningsekstrakter

PRØVE NR.	BRØNN	PRØVE ID	SONE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	34/10-16	DST2	G	0.62	0.64	0.59	0.83	0.43	0.13	1.65	0.53	0.52	27	32	41	0.42	0.61	0.57	0.65	1.16	0.83	0.52	0.90	1.00
2	34/10-16	DST1	O	0.67	0.59	0.58	0.86	0.52	0.15	1.40	0.53	0.52	31	33	36	0.54	0.54	0.77	0.77	1.18	0.89	0.53	0.93	1.01
3	34/10-16	3400.7 INC	O	0.93	0.55	0.58	0.86	3.51	0.49	1.42	0.54	0.48	27	35	38	0.58	0.59	0.83	0.90	0.91	0.61	0.46	0.77	0.85
4	34/10-21	DST2	G	0.87	0.73	0.60	0.88	3.00	0.67	0.96	0.46	0.44	42	26	32	0.79	0.26	0.40	0.56	1.55	0.70	0.57	0.82	1.12
5	34/10-21	3297.4 INC	G	1.05	0.54	0.62	0.88	0.95	0.20	1.59	0.51	0.40	41	24	34	0.73	0.34	0.72	0.56	0.78	0.68	0.38	0.81	0.70
6	34/10-21	3297.4 TXT	G	0.76	0.66	0.58	0.85	0.40	0.09	3.20	0.50	0.43	31	25	44	0.47	0.53	0.34	0.42	1.35	0.91	0.52	0.95	1.00
7	34/10-21	3323.4 TXT	?	0.61	0.69	0.63	0.85	0.24	0.07	3.14	0.45	0.39	30	25	45	0.40	0.49	0.26	0.37	1.31	0.76	0.52	0.86	1.00
8	34/10-21	3331.3 TXT	?	0.62	0.70	0.62	0.84	0.29	0.09	3.39	0.51	0.44	27	23	51	0.33	0.64	0.27	0.32	1.04	0.54	0.44	0.72	0.83
9	34/10-30	DST2	O	1.50	0.71	0.62	0.90	0.91	0.17	1.30	0.62	0.55	31	34	35	0.71	0.70	0.74	0.77	0.82	0.50	0.40	0.70	0.73
10	34/10-30	3310.8 INC	O	1.38	0.47	0.62	0.90	1.91	0.28	1.38	0.61	0.53	32	29	39	0.52	0.64	1.07	0.86	0.63	0.48	0.34	0.69	0.59
11	34/10-30	DST3	G	1.77	0.54	0.56	0.91	2.64	0.34	1.01	0.63	0.63	34	32	34	0.82	0.58	0.93	0.90	0.96	0.57	0.44	0.74	0.83
12	34/10-30	3143.8 INC	G	1.08	0.47	0.58	0.89	1.76	0.33	1.27	0.57	0.47	31	33	37	0.65	0.74	1.50	1.03	0.81	0.55	0.41	0.73	0.75
13	34/10-32A	DST2	O	1.09	0.60	0.60	0.86	0.61	0.13	1.17	0.59	0.55	30	33	37	0.66	0.67	0.66	0.73	1.06	0.70	0.47	0.82	0.89
14	34/10-32A	3382.0 INC	O	1.19	0.54	0.57	0.89	1.98	0.32	1.38	0.61	0.53	33	34	33	0.48	0.70	0.85	0.89	0.76	0.59	0.39	0.76	0.71
15	34/10-32A	3382.0 TXT	O	1.05	0.59	0.60	0.85	0.33	0.07	1.28	0.56	0.50	26	34	40	0.39	0.75	0.54	0.63	1.26	0.78	0.51	0.87	0.97
16	34/10-32A	3408.5 INC	V	1.39	0.47	0.63	0.89	2.65	0.44	1.27	0.59	0.51	40	31	30	0.52	0.63	1.16	1.05	0.76	0.55	0.40	0.73	0.74
17	34/10-23	DST1	G	2.30	0.97	0.60	0.82	7.29	0.76	0.22	0.63	0.61	28	35	37	0.93	0.23	i.b.	i.b.	1.37	0.89	0.55	0.93	1.06
18	34/10-23	4082.0 INC	G	1.27	0.47	0.59	0.90	2.55	0.35	1.44	0.59	0.56	35	31	35	0.49	0.61	1.13	0.86	0.79	0.56	0.40	0.74	0.73

- 1: Ts/Tm (SEIFERT og MOLDOWAN, 1978)
 2: diahopan/(diahopan + normoretan), (CORNFORD et al., 1986)
 3: 22S/(22S+22R) til C32 17a(H), 21β(H)-hopaner (MACKENZIE et al., 1980)
 4: C30-hopan/(C30-hopan + C30-moretan), (MACKENZIE et al., 1985)
 5: C23-C29 trisykliske terpaner/C30 αβ-hopan (modifisert fra MELLO et al., 1988)
 6: C24 tetrasyklisk terpan/C30 αβ-hopan (MELLO et al., 1988)
 7: hopan/steran (MACKENZIE et al., 1984)
 8: βΔ/(βΔ+aa) for C29 (20R+20S) steranisomerer (MACKENZIE et al., 1980)
 9: 20S/(20S+20R) for C29 5a(H), 14a(H), 17a(H) steranisomerer (MACKENZIE, 1984)
 10: % C27 av C27+C28+C29 ββ-steraner
 11: % C28 av C27+C28+C29 ββ-steraner
 12: % C29 av C27+C28+C29 ββ-steraner
 13: C20/(C20+C28) triaromatiske steroider (TA) — (MACKENZIE et al., 1985)
 14: C28 TA/(C28 TA+C29 MA)
 15: C26/C28 20S-TA
 16: C27/C28 20R-TA
 17: Metylfenantren-forholdet, MPR (RADKE et al., 1982b)
 18: Metylfenantrenindeks 1, MPI1 (RADKE et al., 1982a)
 19: Metylfenantren-fordelingsforhold 1, MPDF (F1) (KVALHEIM et al., 1987)
 20: Kalkulert vitrinitrefleksjon, %Rc=0.60*MPI1 + 0.40 (RADKE og WELTE, 1983)
 21: Kalkulert vitrinitrefleksjon, %Ro=-0.166+2.242*F1 (KVALHEIM et al., 1987)

i.b. = ikke beregnet (pga. lav kons. av triaromatiske steroider)

PRØVE ID: INC = ekstrakt av petroleum i inneslutninger

TXT = ekstrakt av petroleum i porerom ("kjerneekstrakt")

SONE: G = gass, O = olje, V = vann, ? = usikker

Biomarkørparametre basert på GC-MS analyse av prøver fra 34/10-21

BRØNN	PRØVE ID	O/G/V- SONE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
34/10-21	DST2	G	0.87	0.73	0.60	0.88	3.00	0.67	0.96	0.46	0.44	42	26	32	0.79	0.26	0.40	0.56	1.55	0.70	0.57	0.82	1.12
34/10-21	3297.40 INC	G	1.05	0.54	0.62	0.88	0.95	0.20	1.59	0.51	0.40	41	24	34	0.73	0.34	0.72	0.56	0.78	0.68	0.38	0.81	0.70
34/10-21	3289.00 INC	G	0.92	0.55	0.60	0.89	0.86	0.19	1.99	0.49	0.37	40	24	37	0.51	0.58	0.49	0.56	0.82	0.56	0.39	0.73	0.71
34/10-21	3320.50 INC	?	1.00	0.54	0.60	0.88	0.56	0.14	1.63	0.48	0.35	41	24	35	0.30	0.35	0.65	1.22	1.00	0.38	0.45	0.63	0.85
34/10-21	3324.80 INC	?	0.90	0.54	0.60	0.87	0.67	0.15	1.96	0.48	0.34	41	23	36	0.37	0.40	0.67	0.96	0.92	0.49	0.44	0.69	0.82
34/10-21	3297.4 TXT	G	0.76	0.66	0.58	0.85	0.40	0.09	3.20	0.50	0.43	31	25	44	0.47	0.53	0.34	0.42	1.35	0.91	0.52	0.95	1.00
34/10-21	3323.4 TXT	?	0.61	0.69	0.63	0.85	0.24	0.07	3.14	0.45	0.39	30	25	45	0.40	0.49	0.26	0.37	1.31	0.76	0.52	0.86	1.00
34/10-21	3331.3 TXT	?	0.62	0.70	0.62	0.84	0.29	0.09	3.39	0.51	0.44	27	23	51	0.33	0.64	0.27	0.32	1.04	0.54	0.44	0.72	0.83

- 1: Ts/Tm (SEIFERT og MOLDOWAN, 1978)
 2: diahopane/(diahopane + normoretan), (CORNFORD et al., 1986)
 3: 22S/(22S+22R) til C32 17a(H), 21β(H)-hopaner (MACKENZIE et al., 1980)
 4: C30-hopan/(C30-hopan + C30-moretan), (MACKENZIE et al., 1985)
 5: C23-C29 trisykliske terpaner/C30 αβ-hopan (modifisert fra MELLO et al., 1988)
 6: C24 tetrasyklisk terpan/C30 αβ-hopan (MELLO et al., 1988)
 7: hopan/steran (MACKENZIE et al., 1984)
 8: ββ/(ββ+aa) for C29 (20R+20S) steranisomerer (MACKENZIE et al., 1980)
 9: 20S/(20S+20R) for C29 5a(H), 14a(H), 17a(H) steranisomerer (MACKENZIE, 1984)
 10: % C27 av C27+C28+C29 ββ-steraner
 11: % C28 av C27+C28+C29 ββ-steraner
 12: % C29 av C27+C28+C29 ββ-steraner
 13: C20/(C20+C28) triaromatiske steroider (TA) (MACKENZIE et al., 1985)
 14: C28 TA/(C28 TA+C29 MA)
 15: C26/C28 20S-TA
 16: C27/C28 20R-TA
 17: Methylfenantren-forholdet, MPR (RADKE et al., 1982b)
 18: Methylfenantrenindeks 1, MPI1 (RADKE et al., 1982a)
 19: Methylfenantren-fordelingsforhold 1, MPDF (F1) (KVALHEIM et al., 1987)
 20: Kalkulert vitrinitrefleksjon, %Rc=0.60*MPI1 + 0.40 (RADKE, 1988)
 21: Kalkulert vitrinitrefleksjon, %Ro=-0.166+2.242*F1 (KVALHEIM et al., 1987)

PRØVE ID: INC = ekstrakt av petroleum i inneslutninger
 TXT = ekstrakt av petroleum i porerom ("kjerneekstrakt")
 SONE: G = gass, O = olje, V = vann, ? = usikkert

Tab. 3

Biomarkørparametre som antas å avspeile kildefacies

BRØNN	PRØVE ID	G/O/V-								
		SONE	C27ster.	C28ster.	C29ster.	diaster.	C30ster.	bisnor.	hop./ster.	tris. terp./hop.
34/10-16	DST1	O	31	33	36	0.46	8	0.23	1.4	0.5
34/10-16	3400.7 INC	O	27	35	38	0.66	8	0.18	1.4	3.5
34/10-21	DST2	G	42	26	32	0.41	6	0.08	1.0	3.0
34/10-21	3297.40 INC	G	41	24	34	0.55	7	0.15	1.6	0.9
34/10-21	3289.00 INC	G	40	24	37	0.50	7	0.10	2.0	0.9
34/10-21	3320.50 INC	?	41	24	35	0.50	8	0.12	1.6	0.6
34/10-21	3324.80 INC	?	41	23	36	0.54	8	0.12	2.0	0.7
34/10-21	3297.4 TXT	G	31	25	44	0.54	9	0.08	3.2	0.4
34/10-21	3323.4 TXT	?	30	25	45	0.49	8	0.06	3.1	0.2
34/10-21	3331.3 TXT	?	27	23	51	0.53	8	0.06	3.4	0.3
34/10-30	DST2	O	31	34	35	0.54	10	0.19	1.3	0.9
34/10-30	3310.8 INC	O	32	29	39	0.61	8	0.17	1.4	1.9
34/10-30	DST3	G	34	32	34	0.69	10	0.15	1.0	2.6
34/10-30	3143.8 INC	G	31	33	37	0.43	11	0.12	1.3	1.8
34/10-32A	DST2	O	30	33	37	0.44	10	0.19	1.2	0.6
34/10-32A	3382.0 INC	O	33	34	33	0.60	9	0.16	1.4	2.0
34/10-32A	3382.0 TXT	O	26	34	40	0.33	12	0.18	1.3	0.3
34/10-32A	3408.5 INC	V	40	31	30	0.70	8	0.16	1.3	2.7
34/10-32A	3408.5 TXT	V	32	32	35	0.51	8	0.15	1.2	1.3
34/10-23	DST1	G	28	35	37	0.62	6	0.24	0.2	7.3
34/10-23	4082.0 INC	G	35	31	35	0.65	8	0.14	1.4	2.6

PRØVE ID: DST = drillstemtest, TXT = kjerneekstrakt, INC = inneslutningsekstrakt

G/O/V-SONE: G = gassone, O = oljesone, V = vannsone

C27-, C28-, C29ster. = % C27, C28, C29 av C27+C28+C29 β S-steraner, målt på m/z 218

diaster. = $C27\ S+R\ diasteraner / ((C27\ S+R\ diasteraner) + (C29\ a\beta + \beta\beta\ S+R\ steraner))$

C30ster. = % C30 av C27+C28+C29+C30 β S-steraner, målt på m/z 218

bisnor. = $bisnorhopan / (bisnorhopan + norhopan)$

hop./ster. = $C30\ a\beta\ hopan / C29\ aa + \beta\beta\ 20R + 20S\ steraner$, målt på m/z 191 og m/z 217

tris. terp./hop. = $C23-C29\ trisykliske\ terpaner / C30\ a\beta\ hopan$

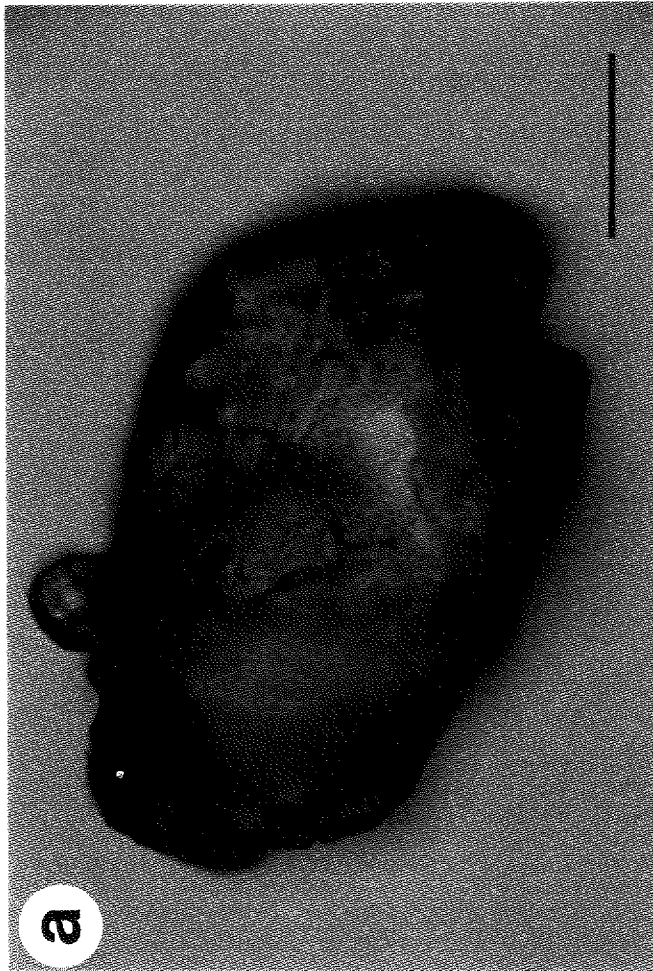
Tab. 4

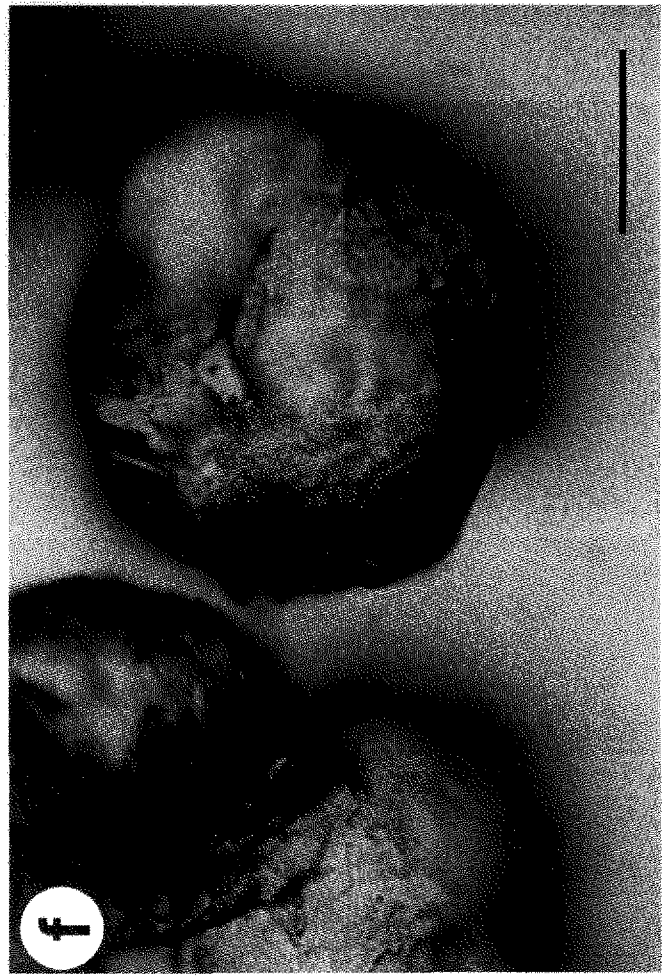
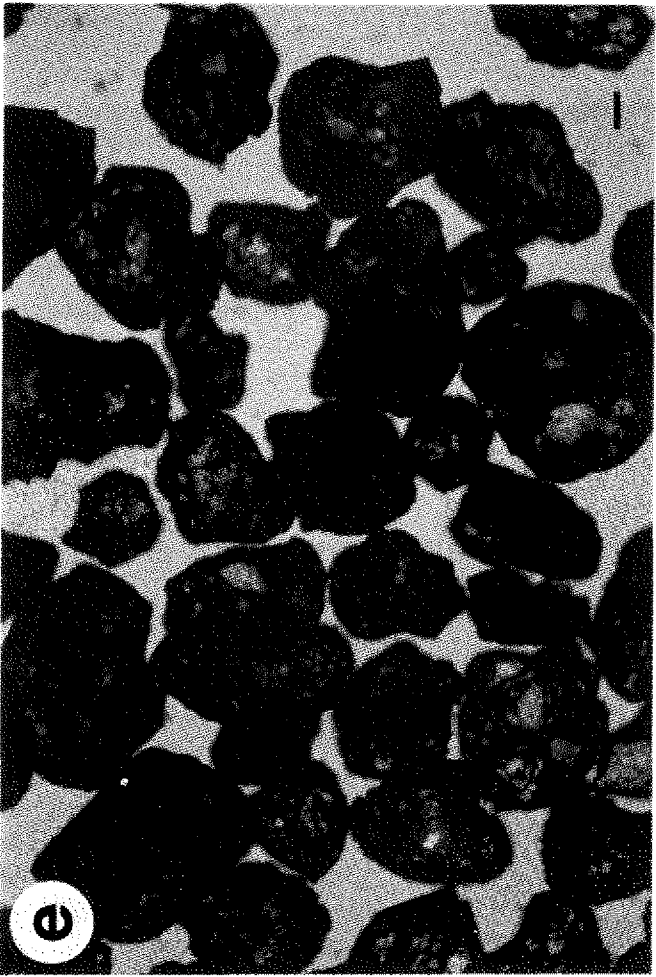
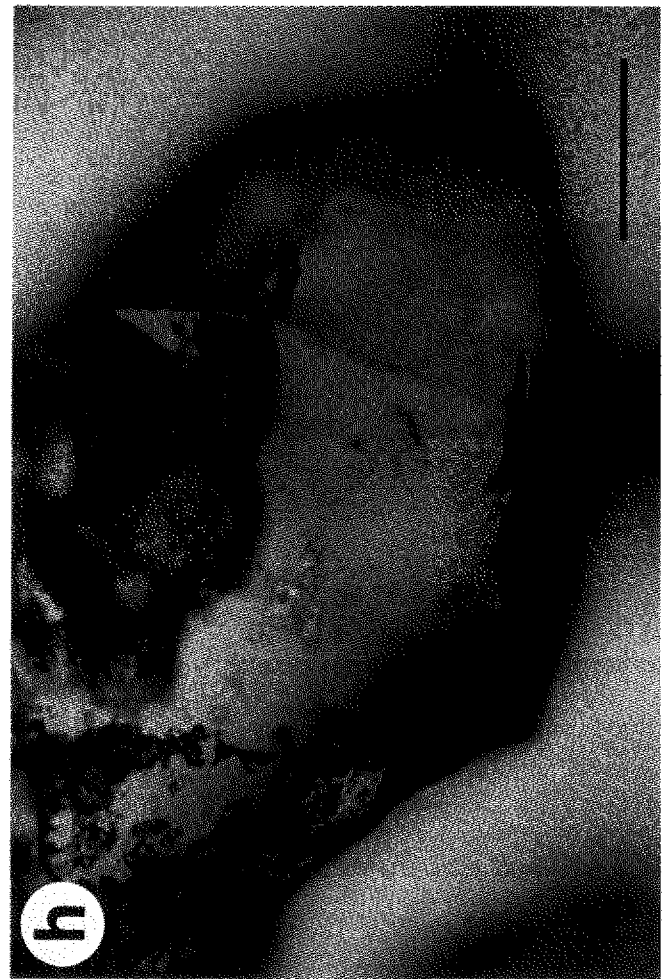
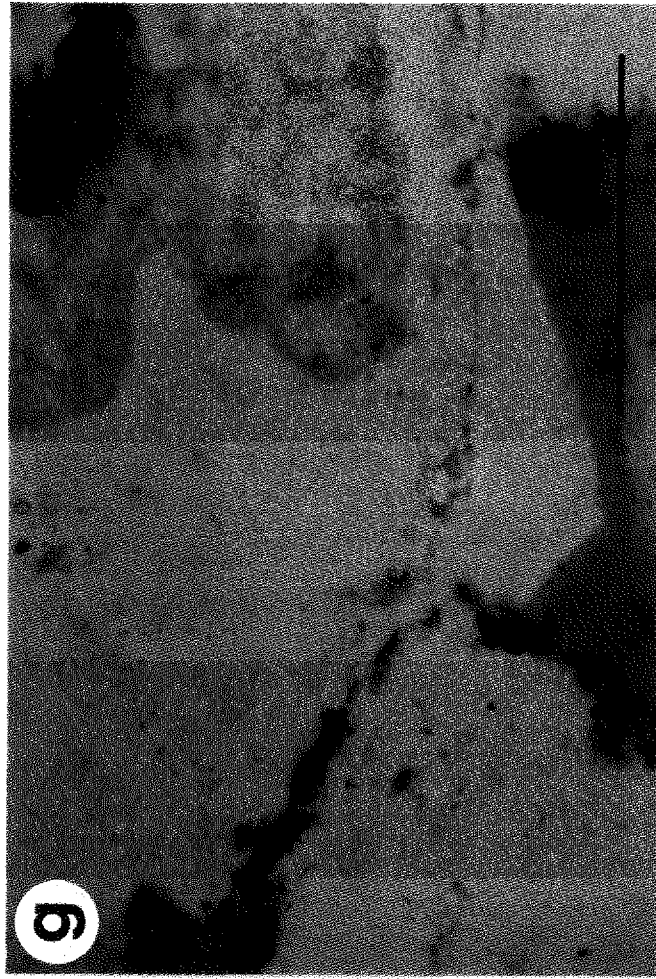
**Mikroskopbilder av tynnslip og
rensede sandprøver**

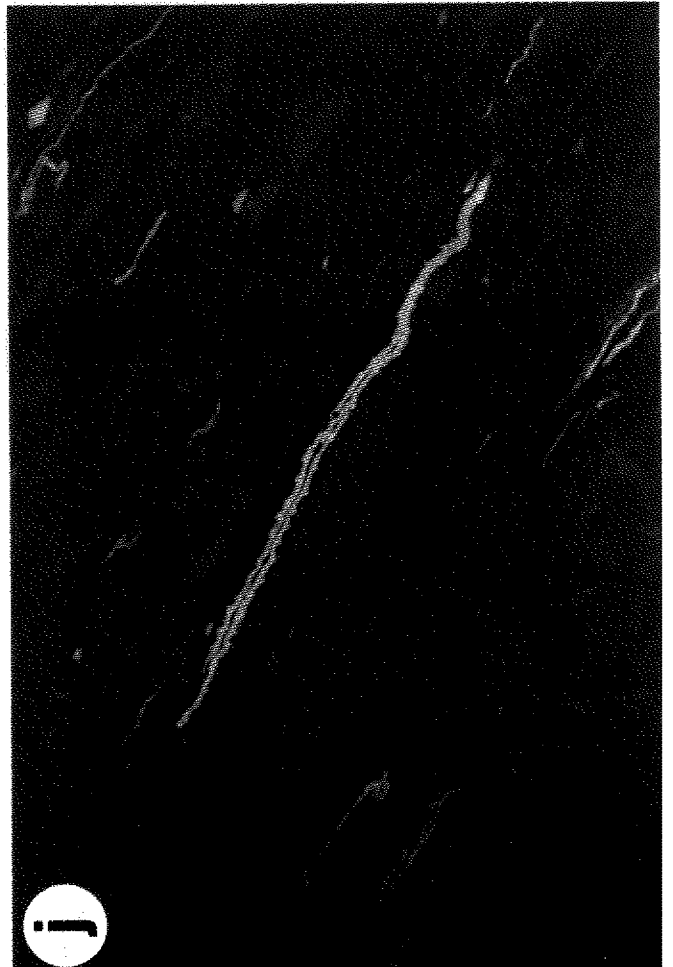
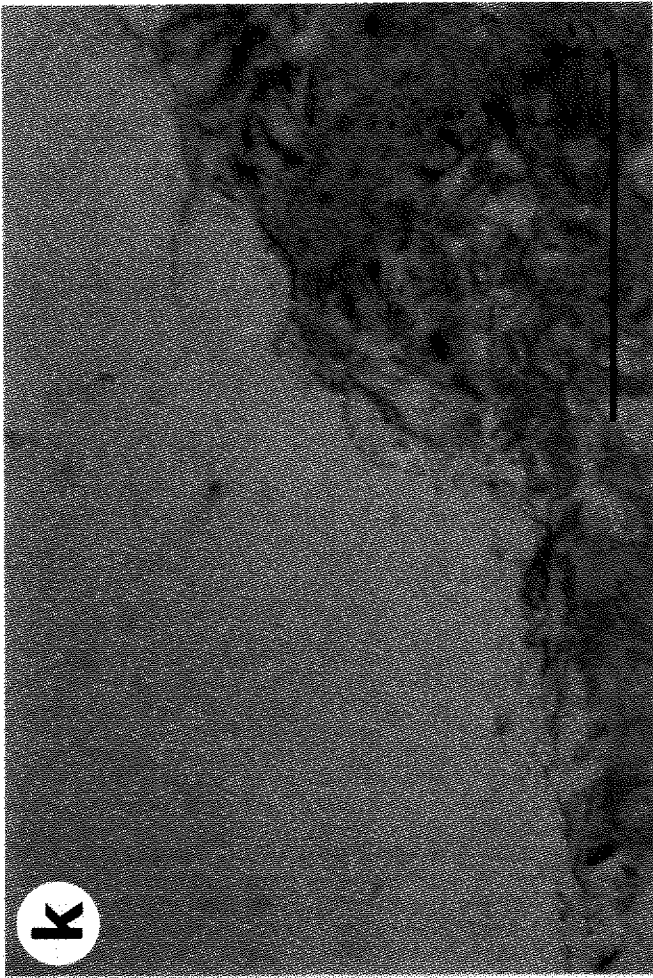
TEKSTER TIL MIKROSKOPBILDER

- a,b: Kvartskorn med fluorescerende inneslutninger fra rensed sandprøve fra 3297.40 m.
- c,d: Kvartskorn med fluorescerende inneslutninger fra rensed sandprøve fra 3300.50 m. Gassboble synlig i den største inneslutningen.
- e: Oversiktsbilde av fluorescerende inneslutninger i kvartskorn fra rensed sandprøve fra 3302.50 m
- f: Fluorescerende inneslutning m/gassboble i kvartskorn fra rensed sandprøve fra 3302.50 m. Pga. brytningsfenomen ser inneslutningen ut som om den har to gassbobler.
- g: Fluorescerende inneslutning beliggende i støvkanten innenfor en euhedral kvartsovervekst. Tynnslip fra 3305.00 m.
- h: En stor (ca. $30\mu\text{m}$) og flere små fluorescerende inneslutninger i kvartskorn fra rensed sandprøve fra 3318.60 m.
- i: Kutinitt orientert parallelt med lagningen i organisk rik finsand. Tynnslip fra 3320.00 m. Kun gjennomfallende lys.
- j: Som i, men med UV-lys.
- k: Fluorescerende inneslutning beliggende i støvkanten innenfor kvartsovervekst i tynnslip fra 3301.00 m.
- l: Små (ca. $5\mu\text{m}$) fluorescerende inneslutninger i kvartskorn i tynnslip fra 3358.65 m.

Målestokk på alle bilder = $100\mu\text{m}$

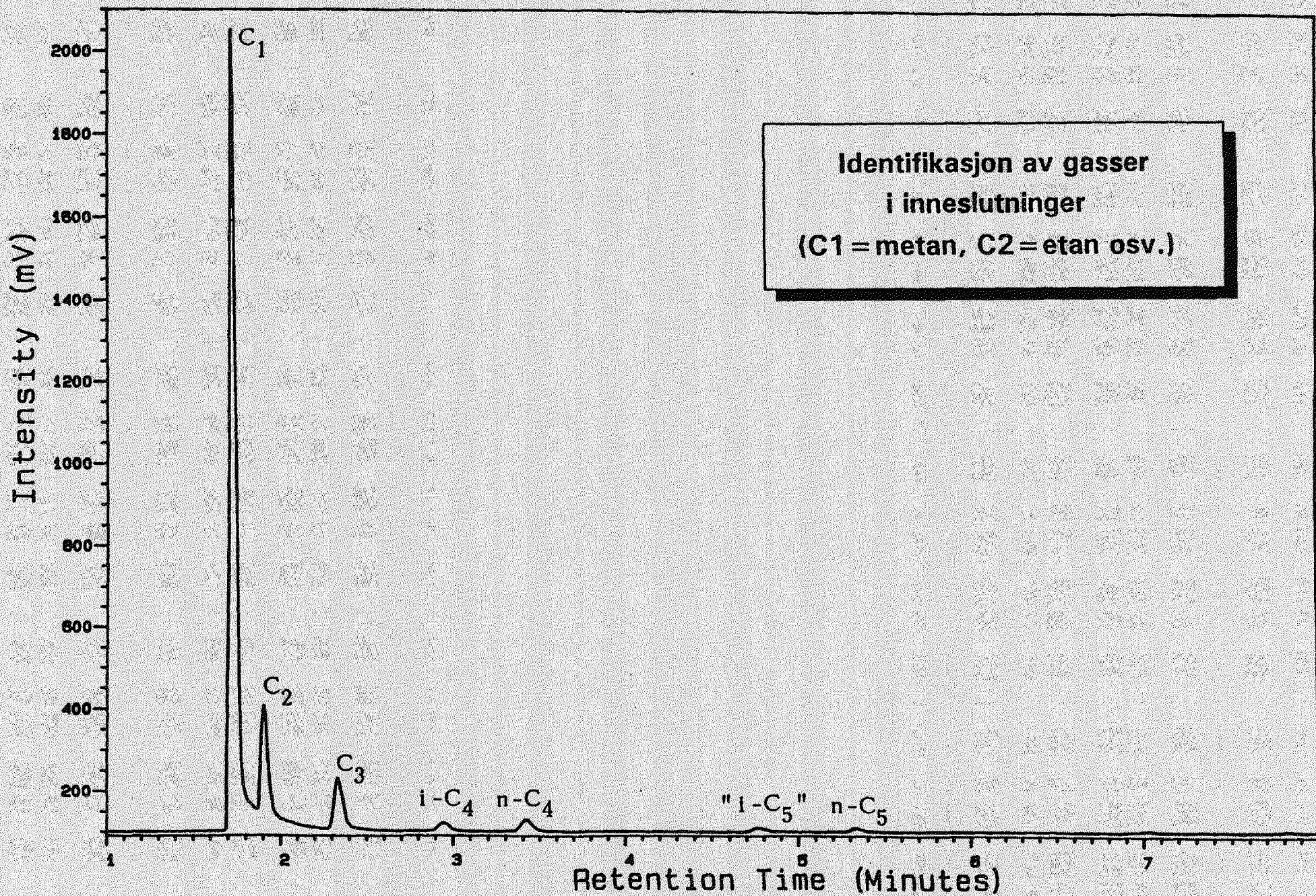


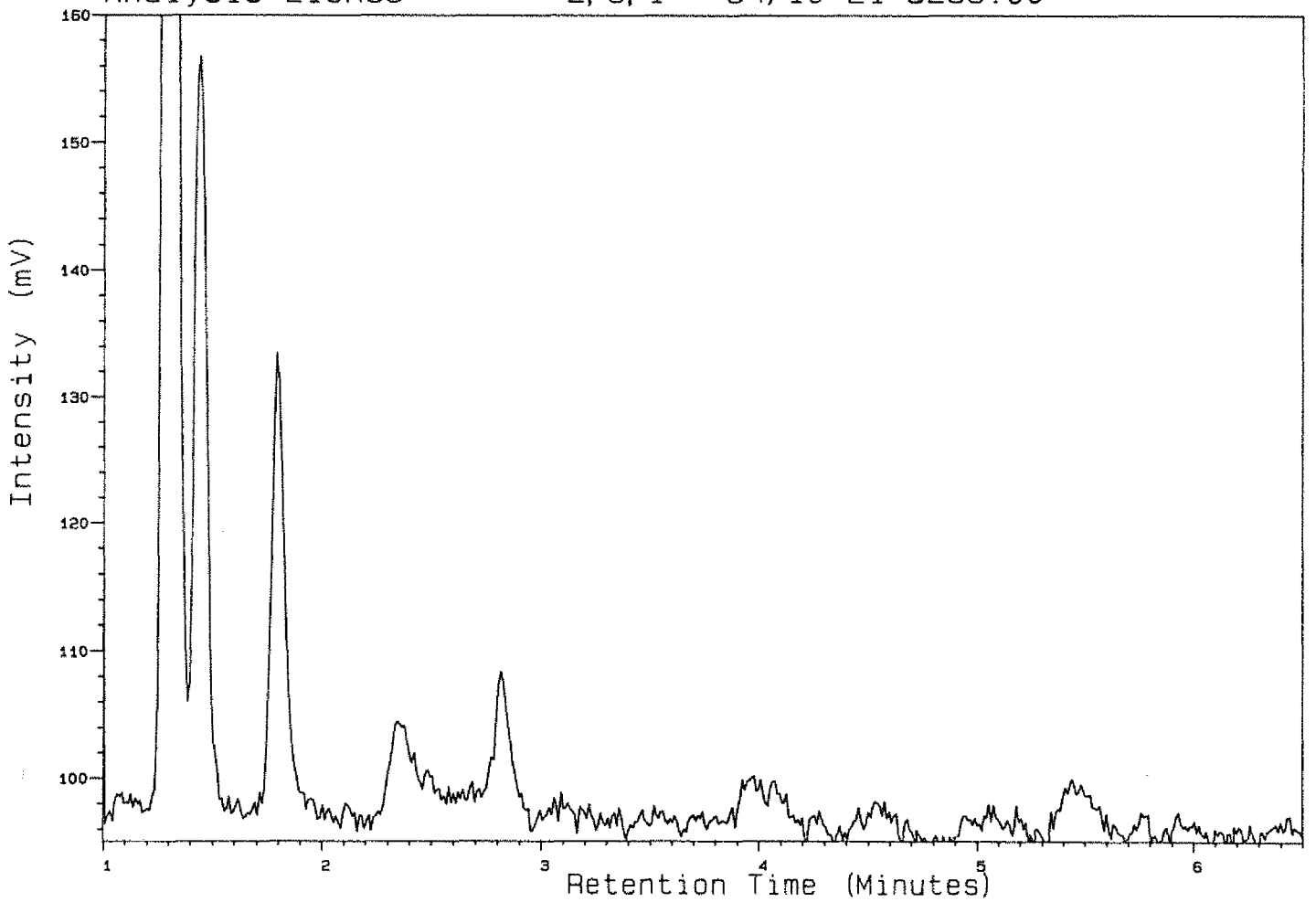
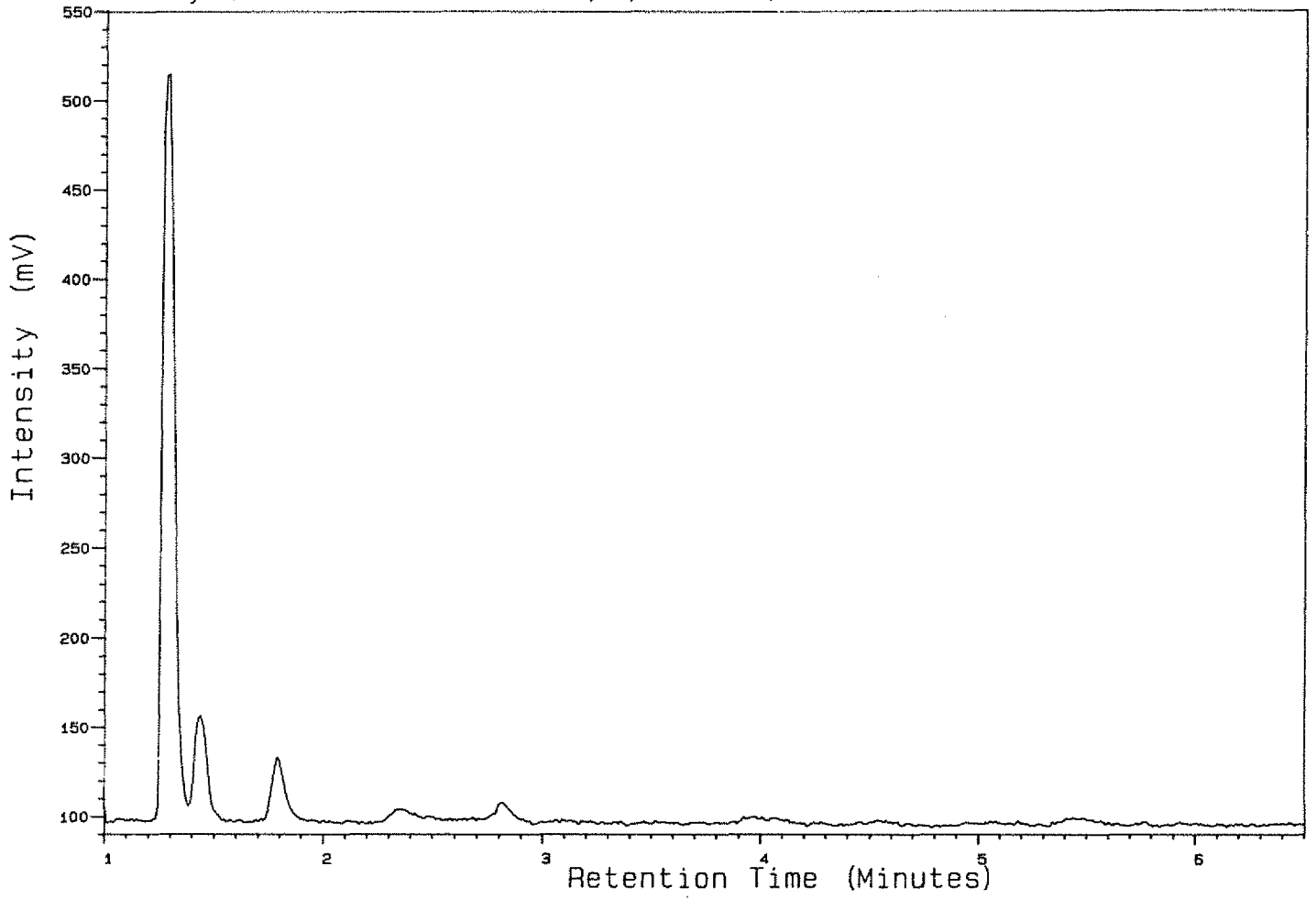


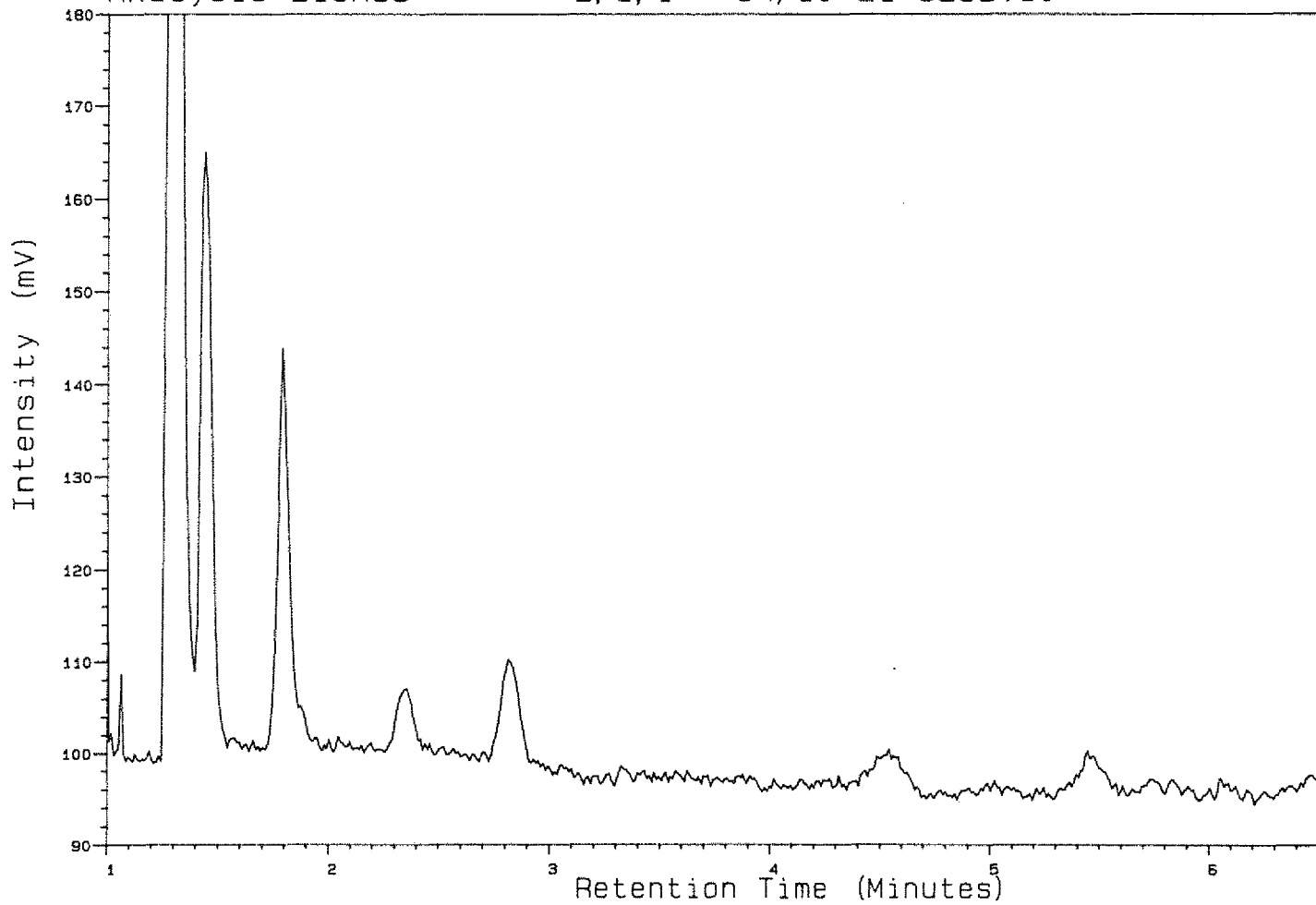
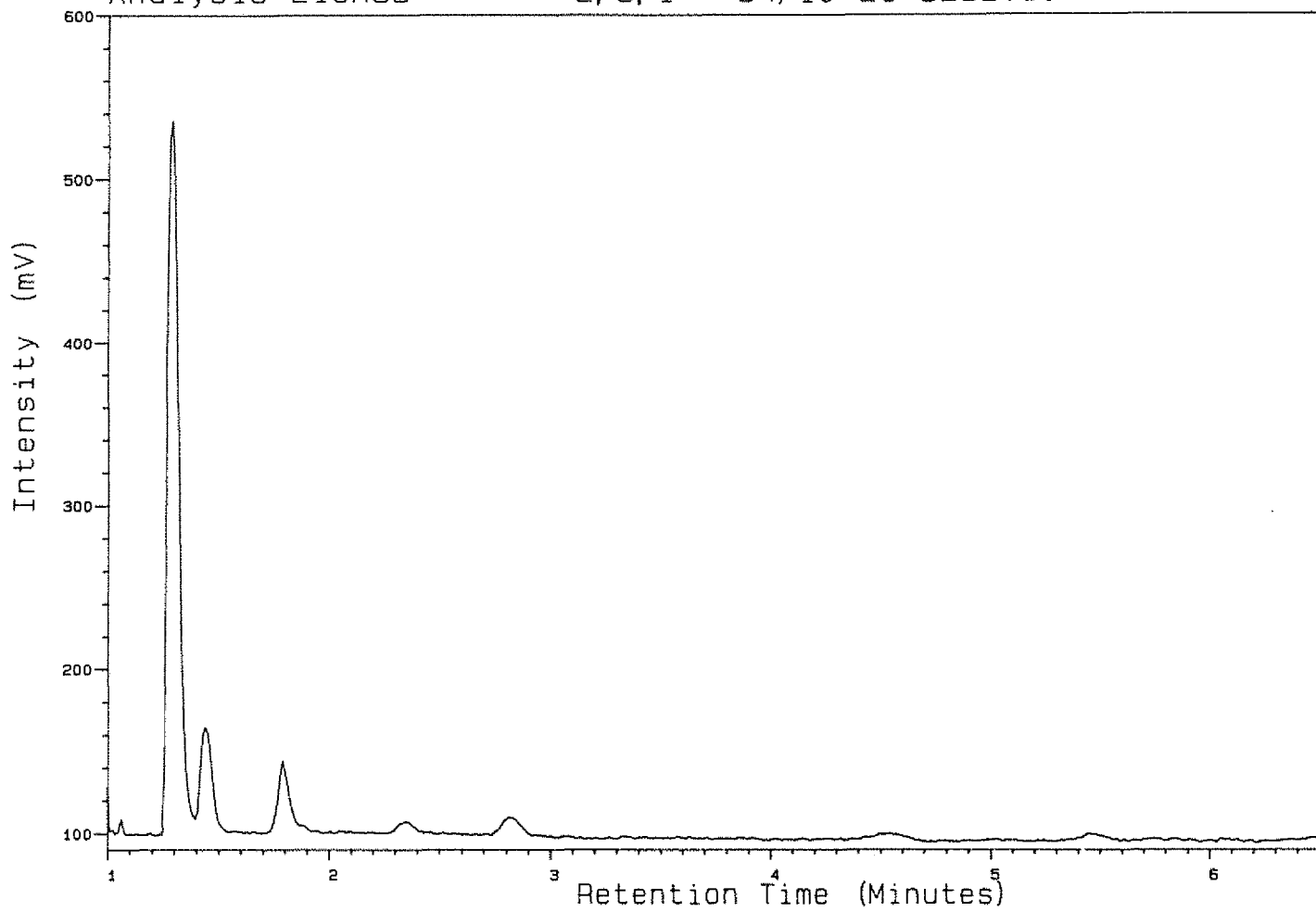


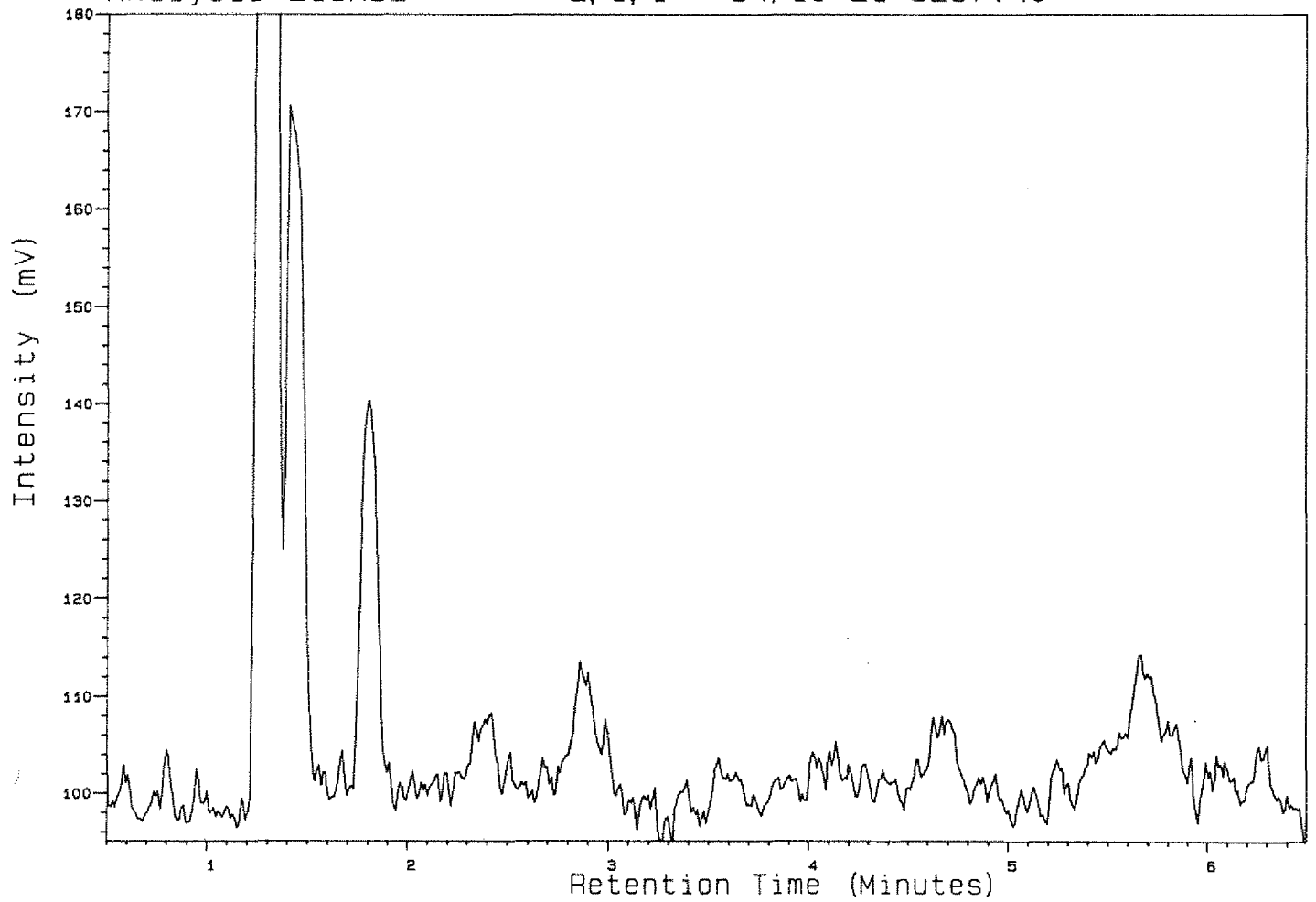
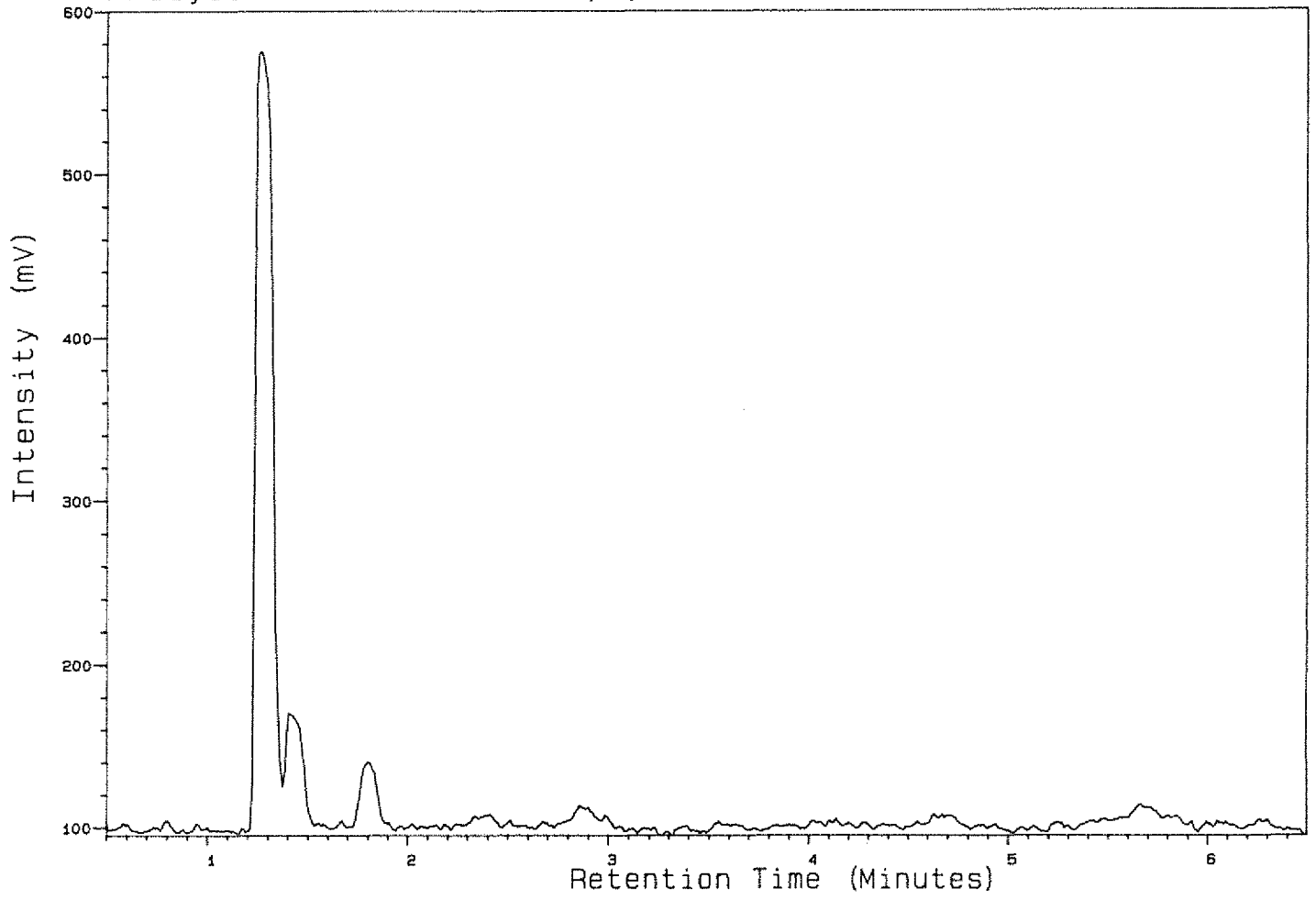
GC-FID kromatogrammer av
gass i inneslutninger

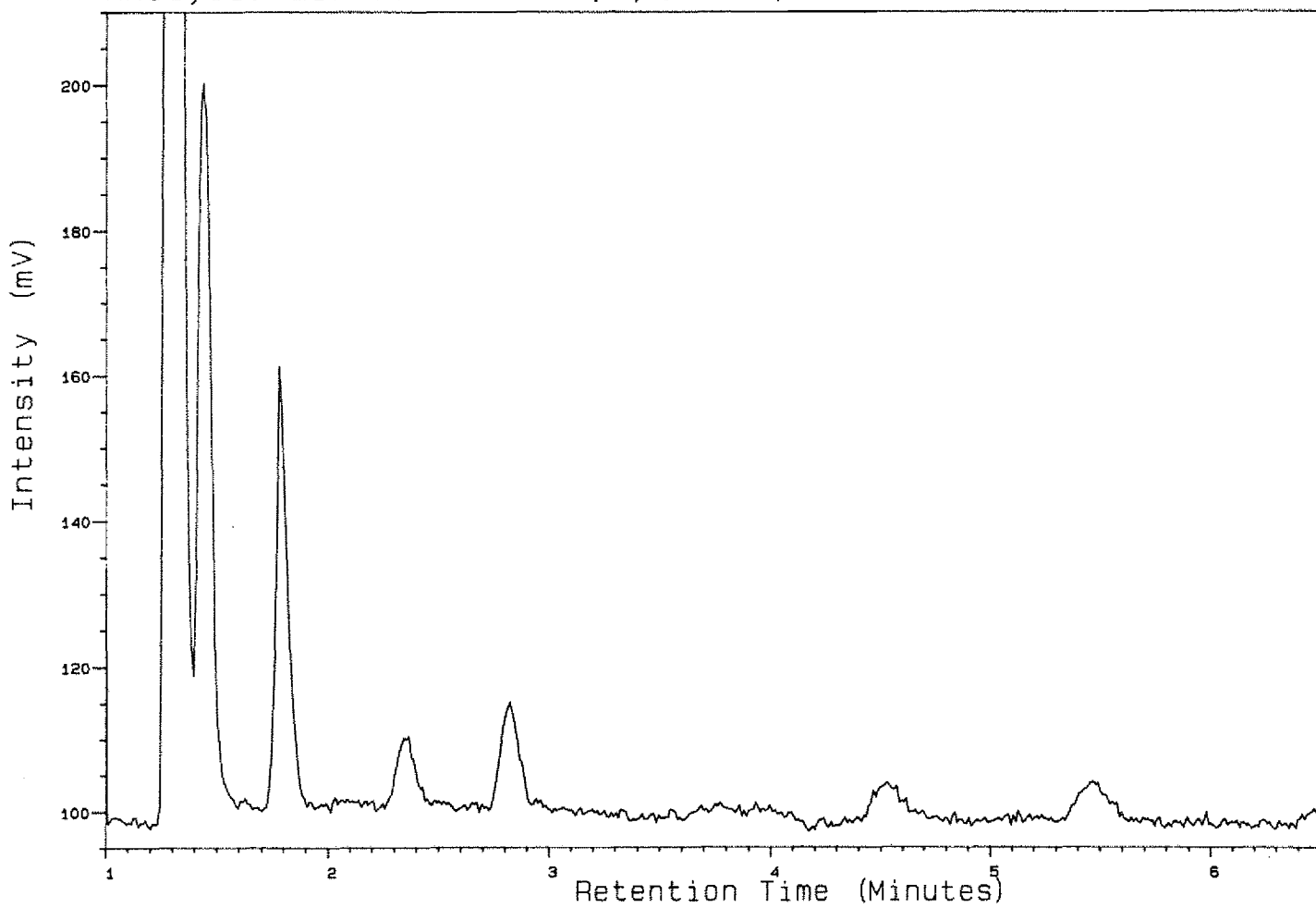
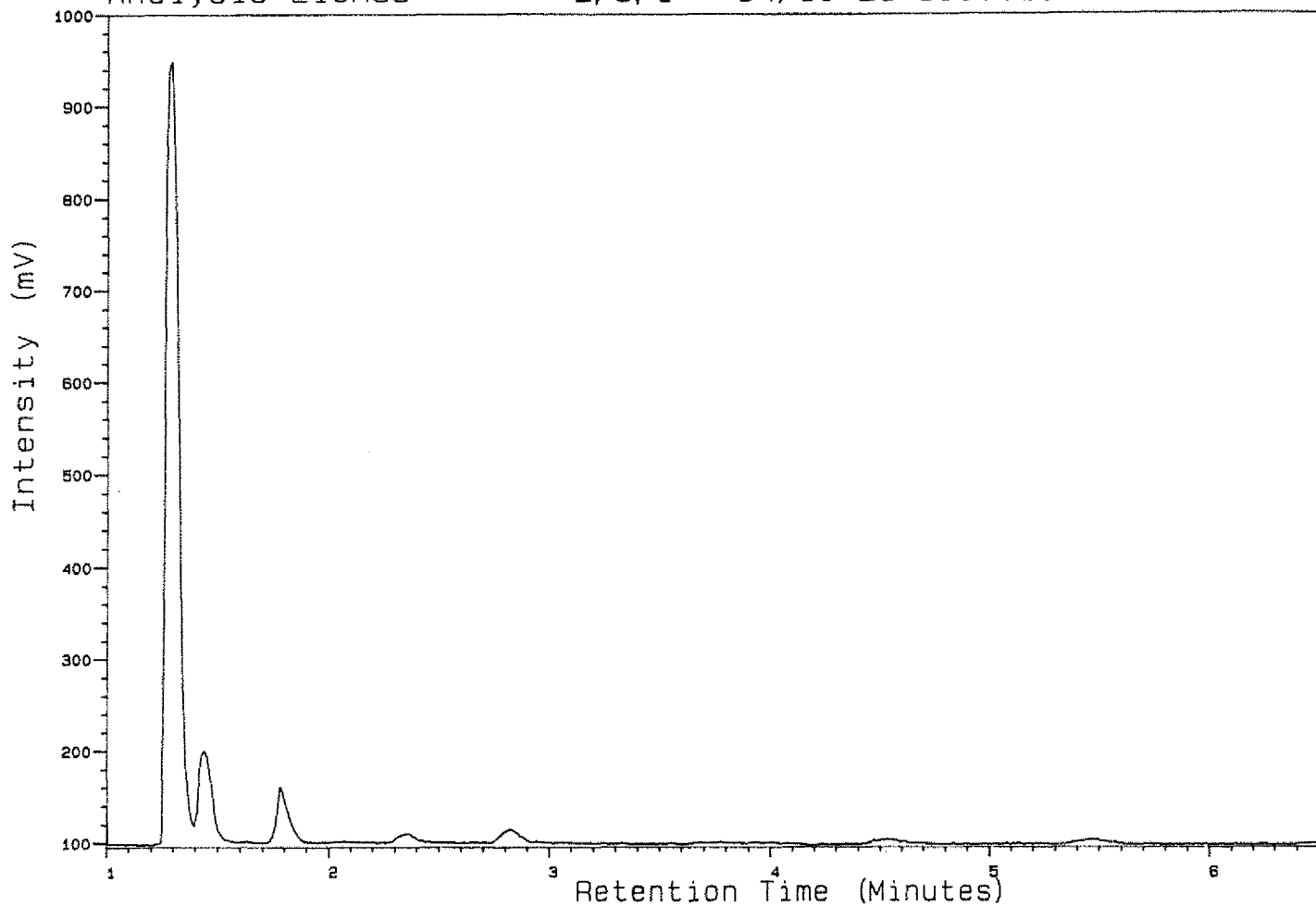
Identifikasjon av gasser
i inneslutninger
(C1 = metan, C2 = etan osv.)

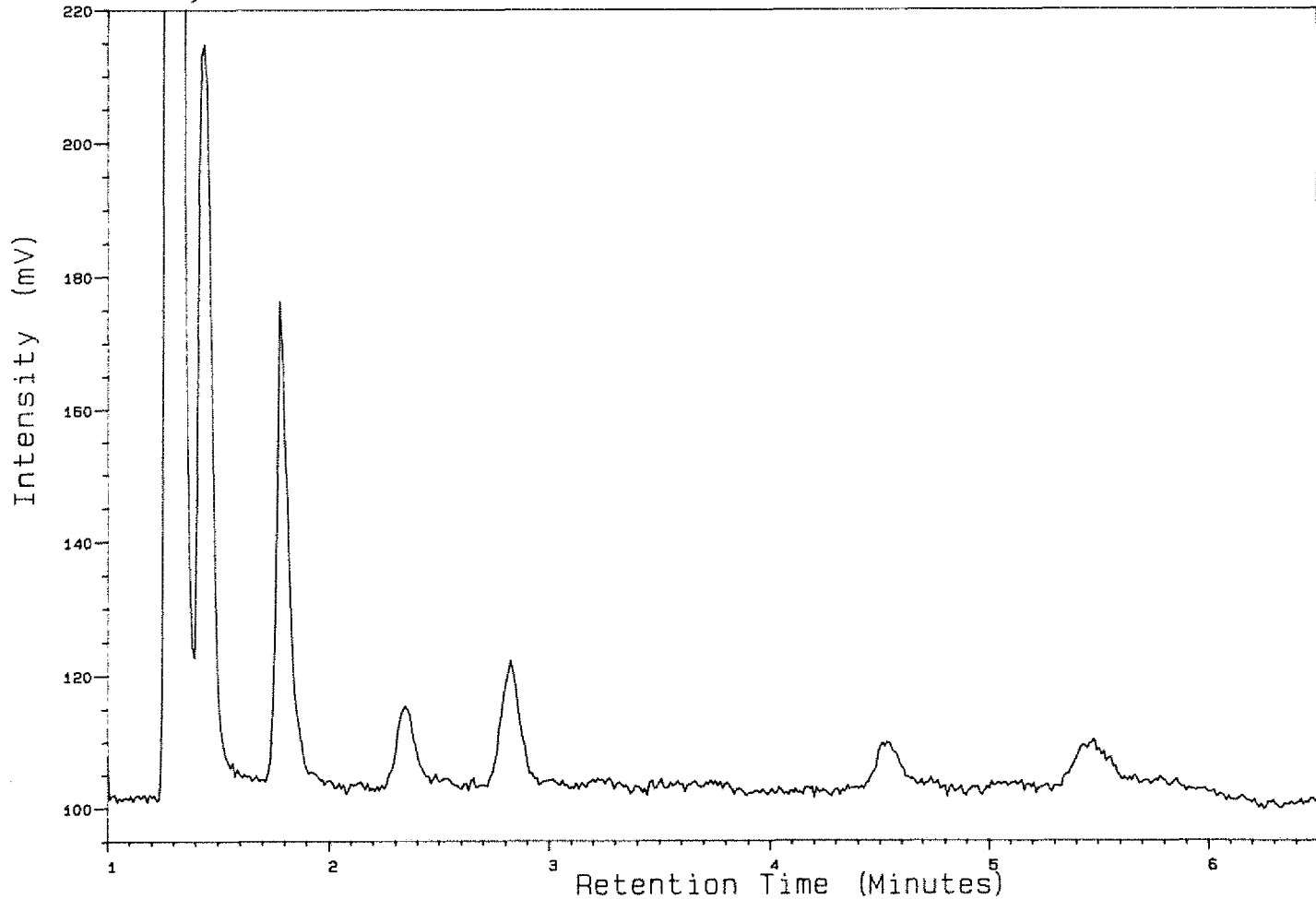
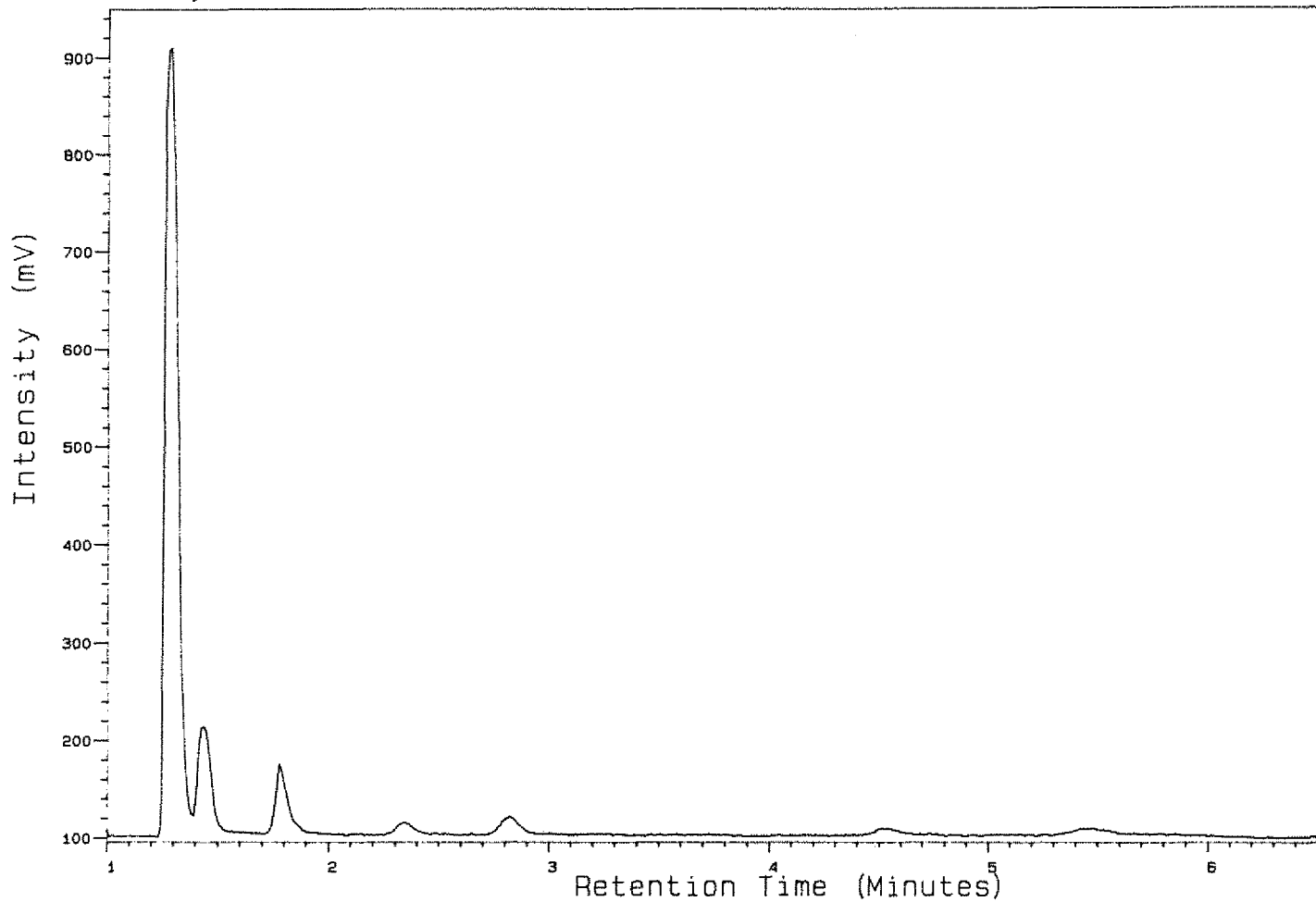


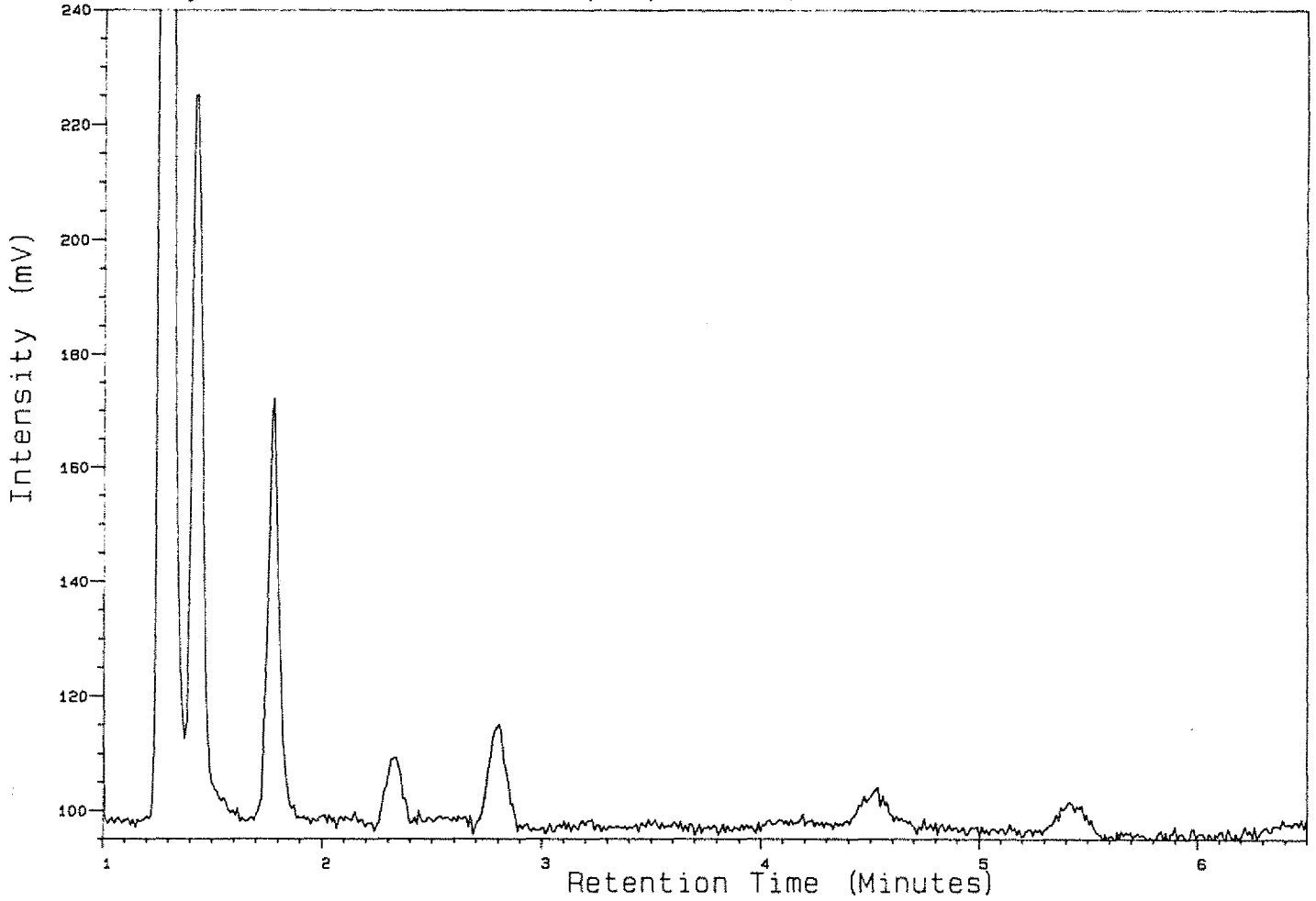
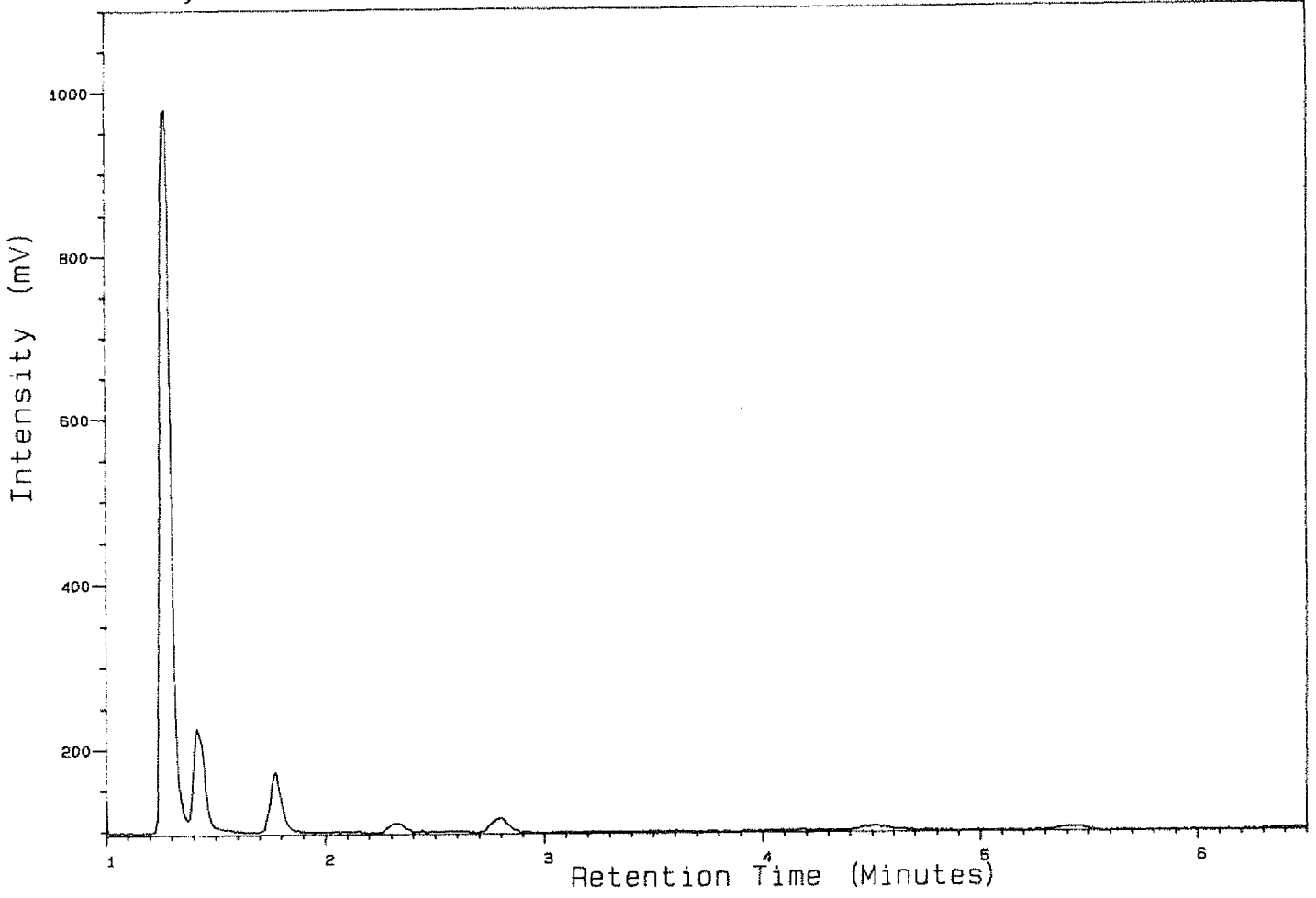


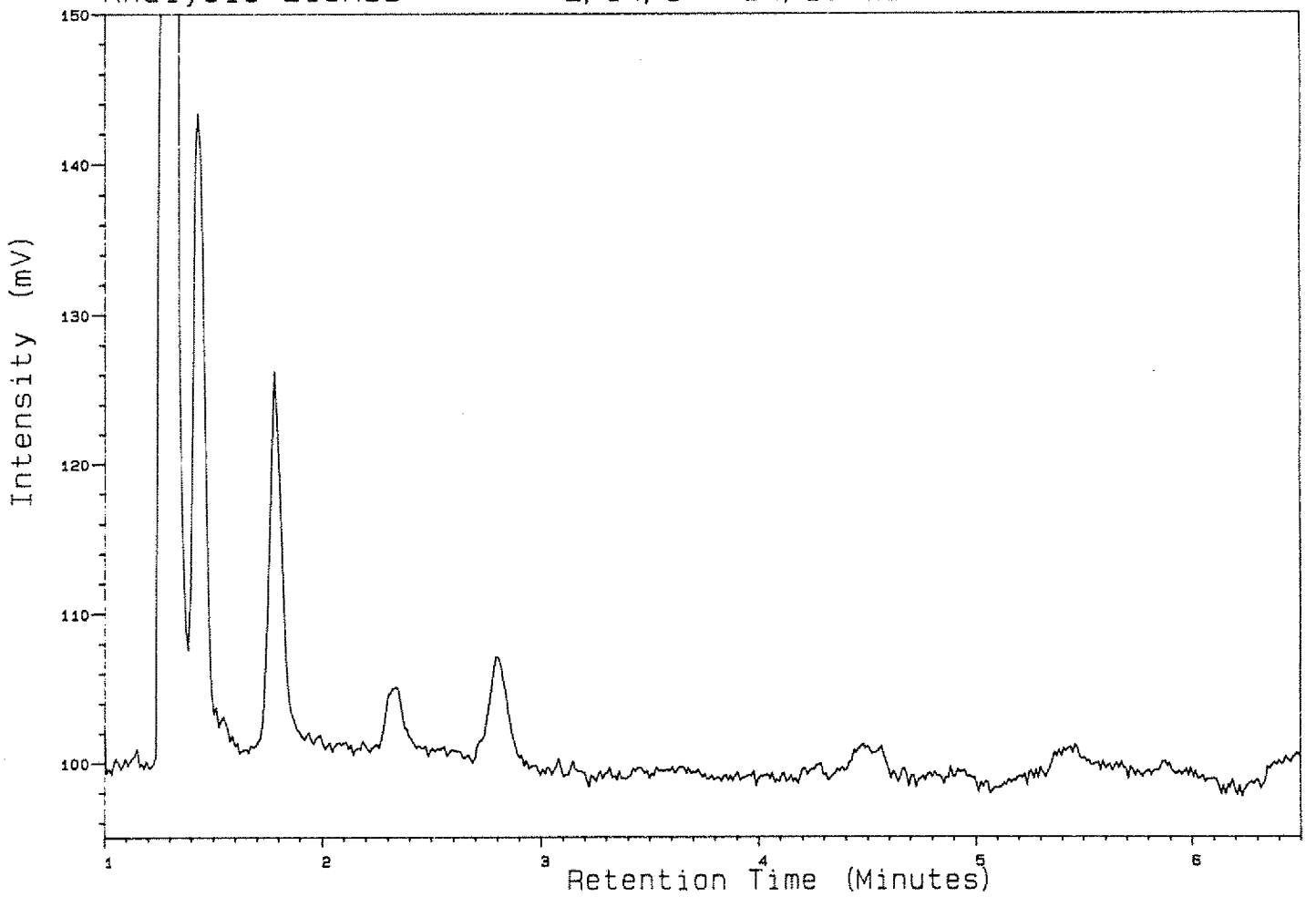
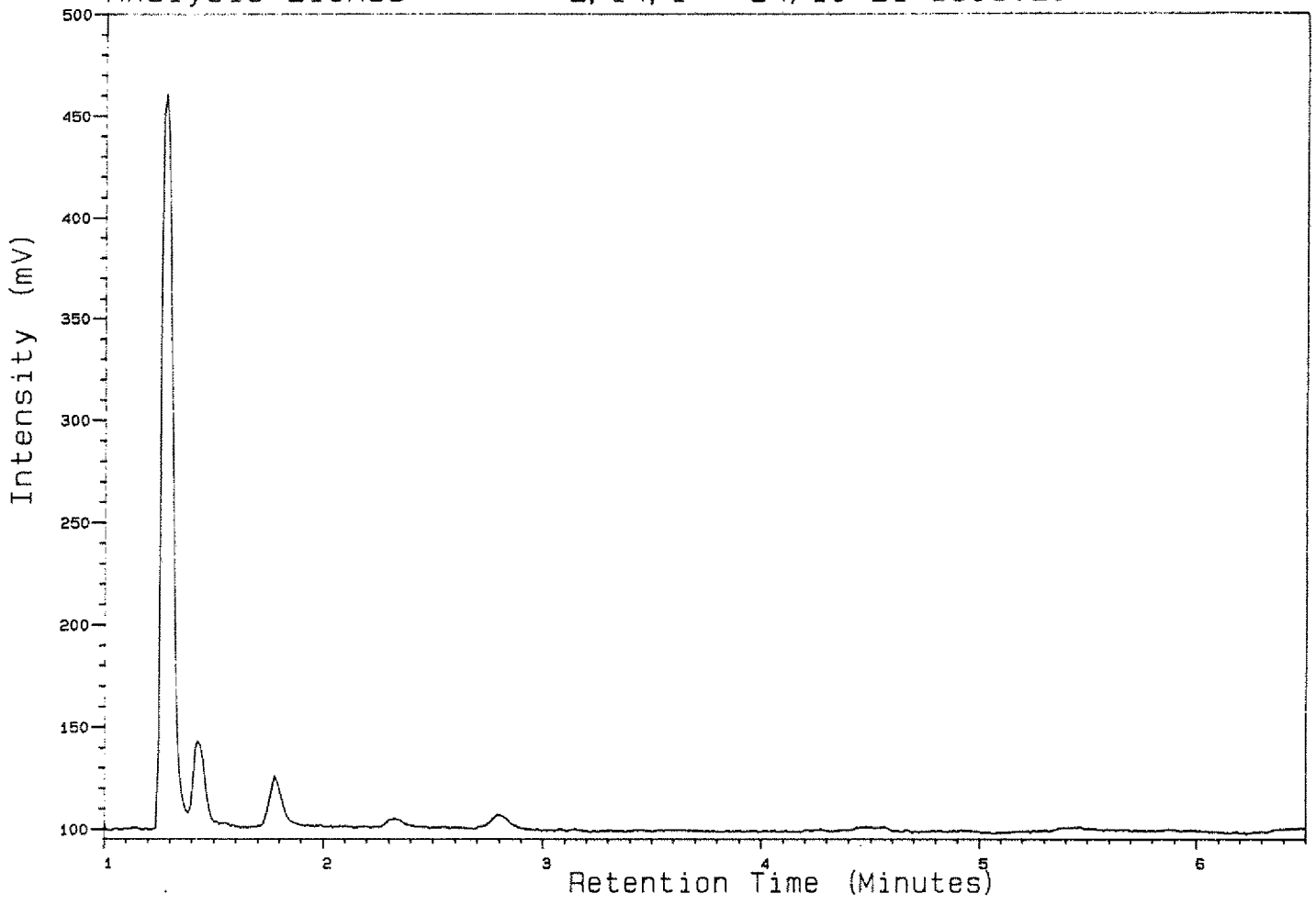


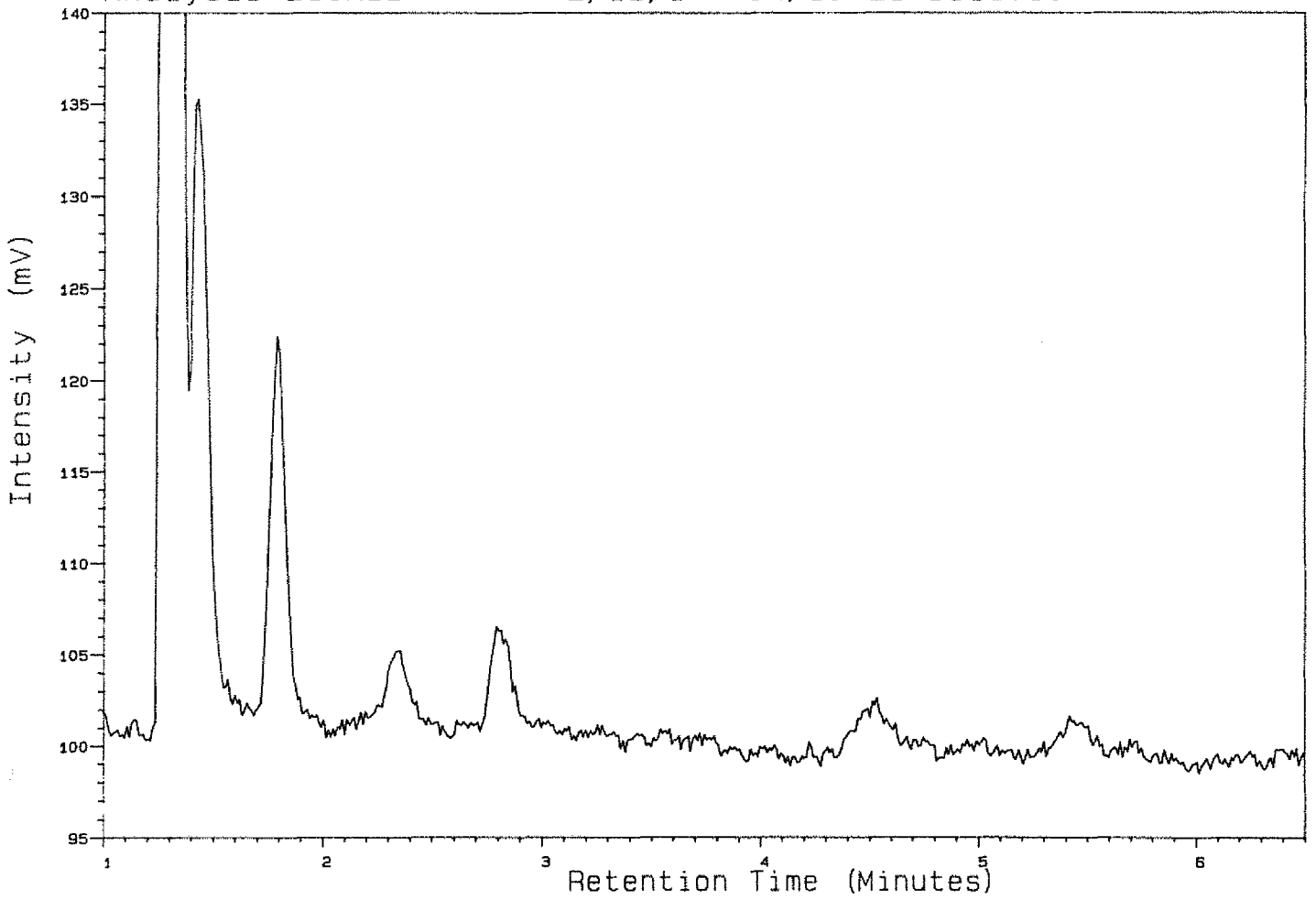
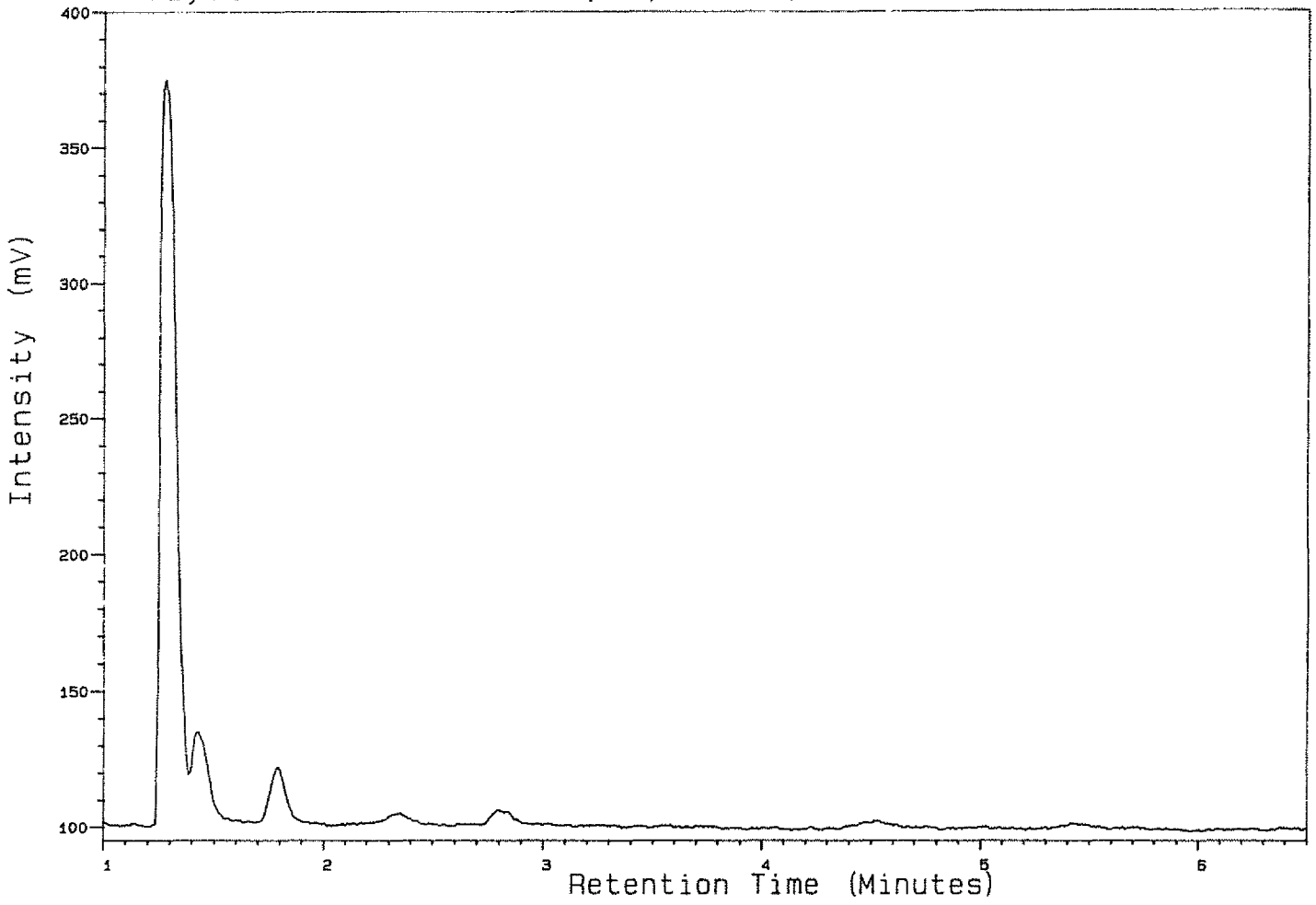


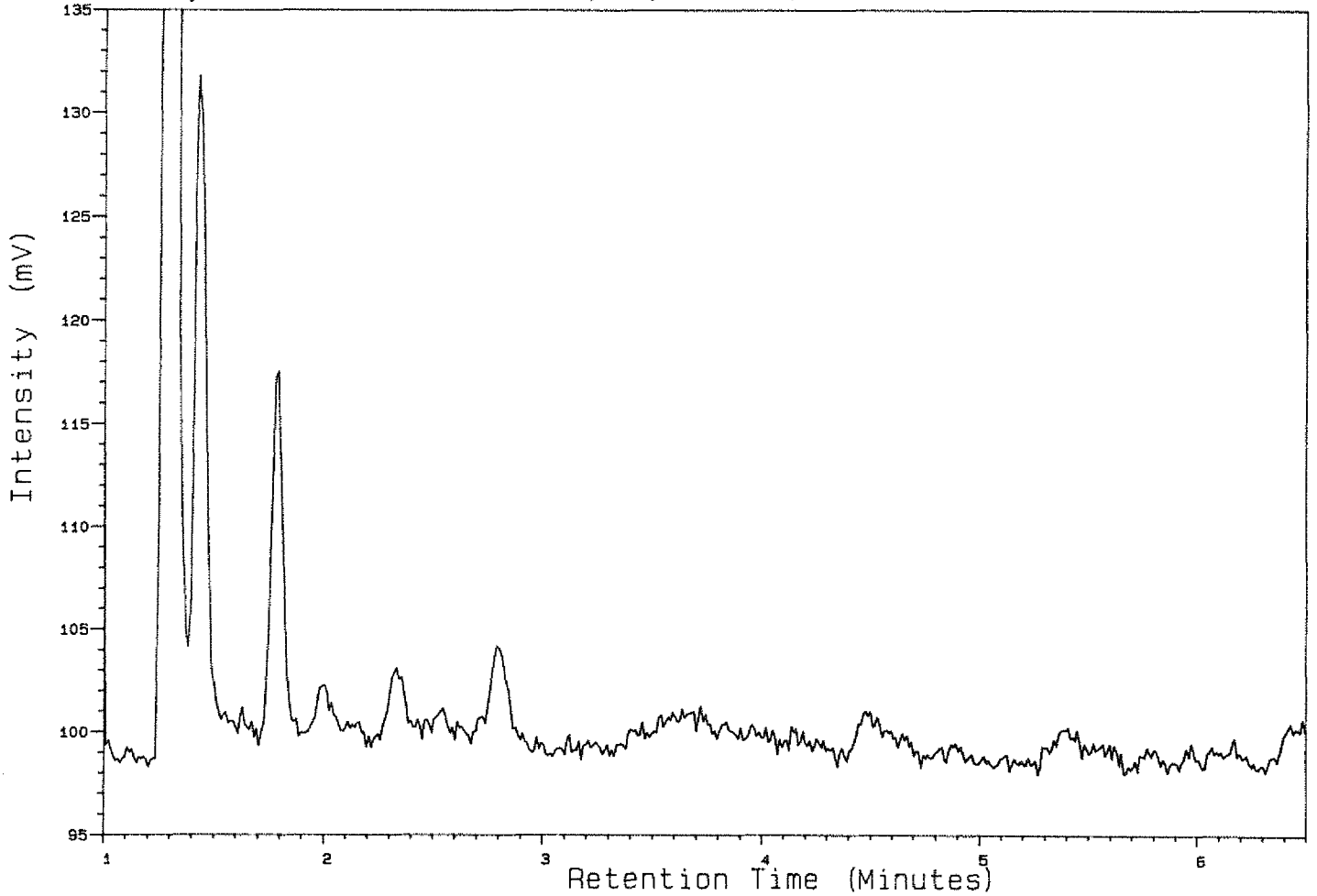
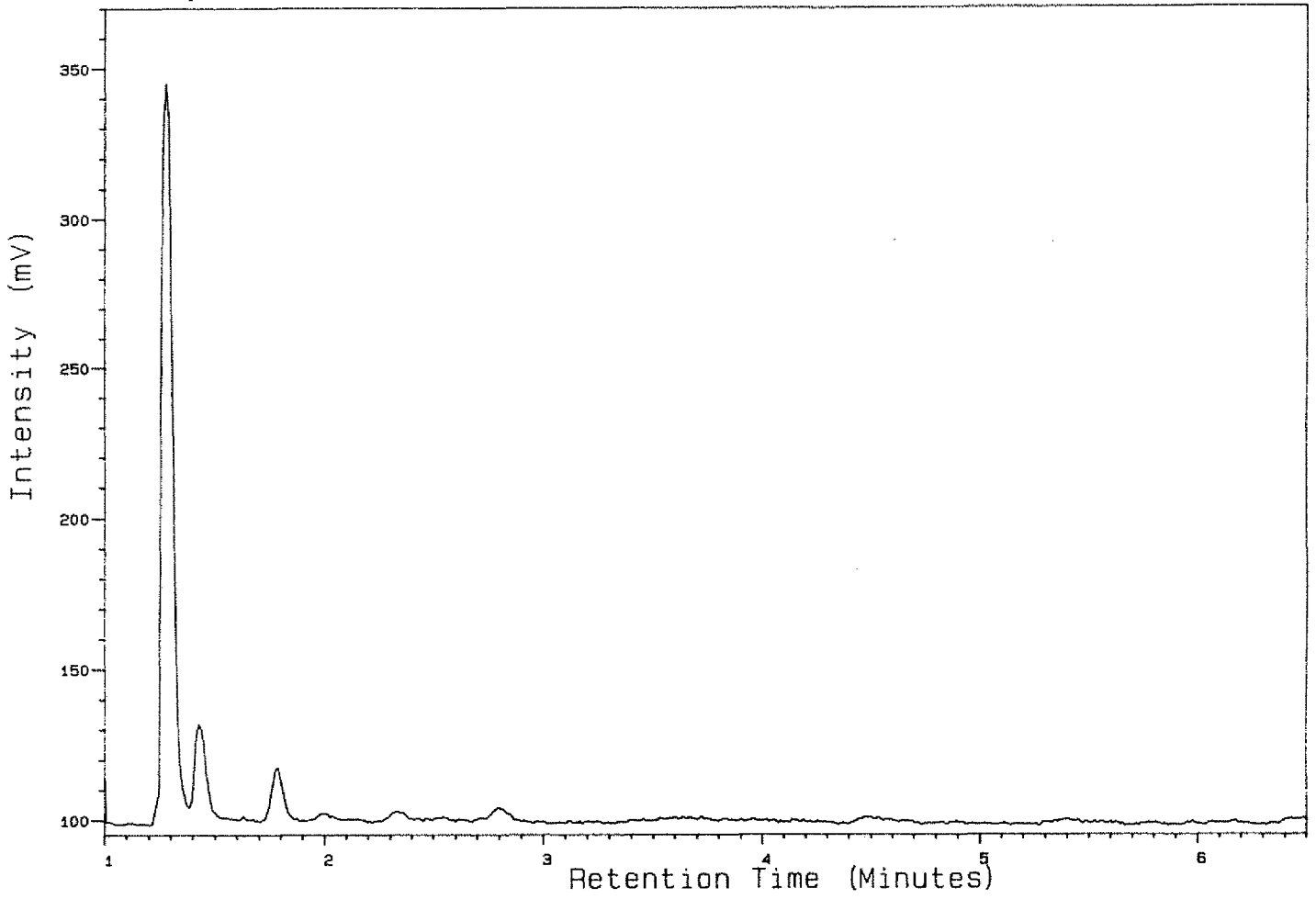


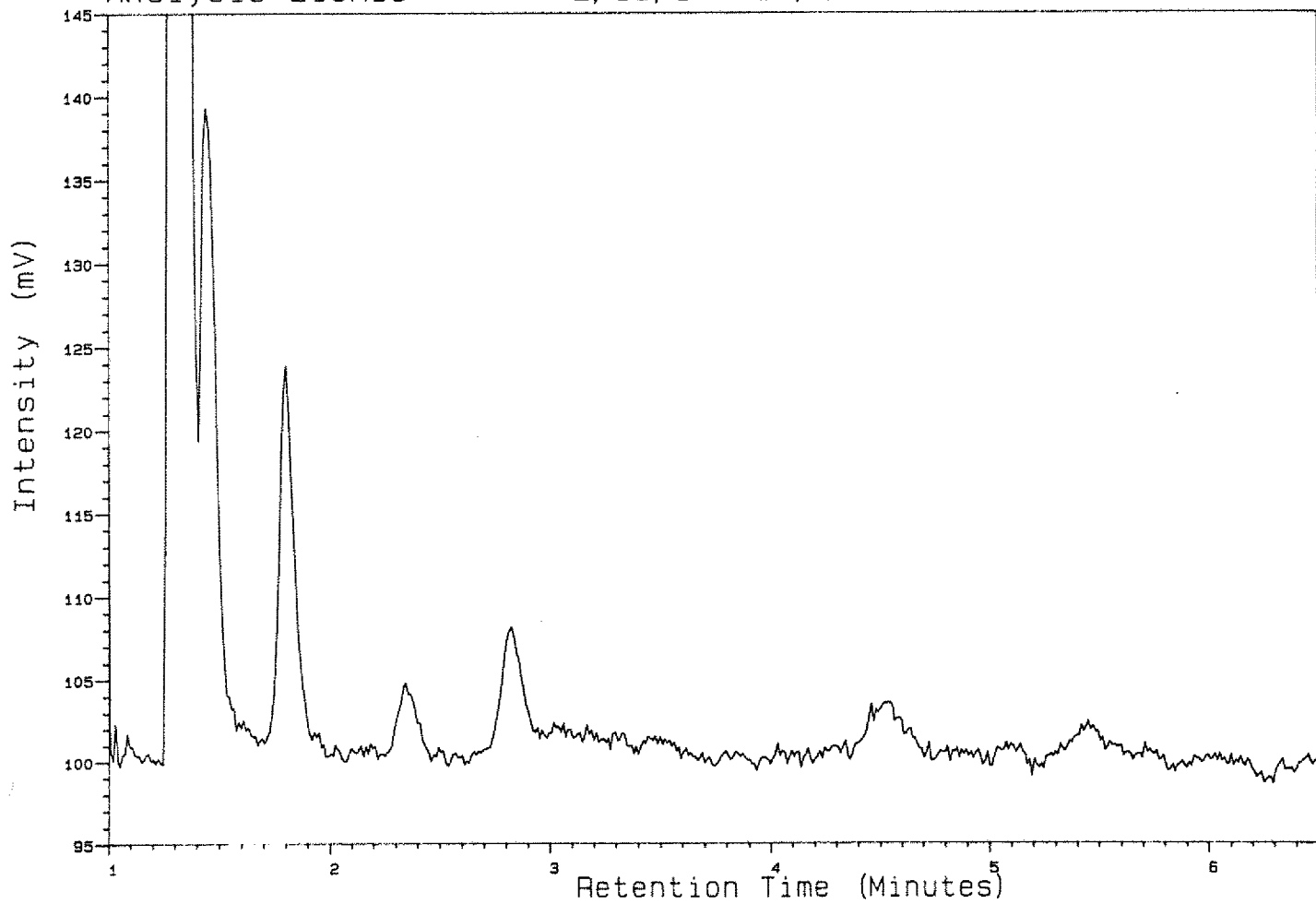
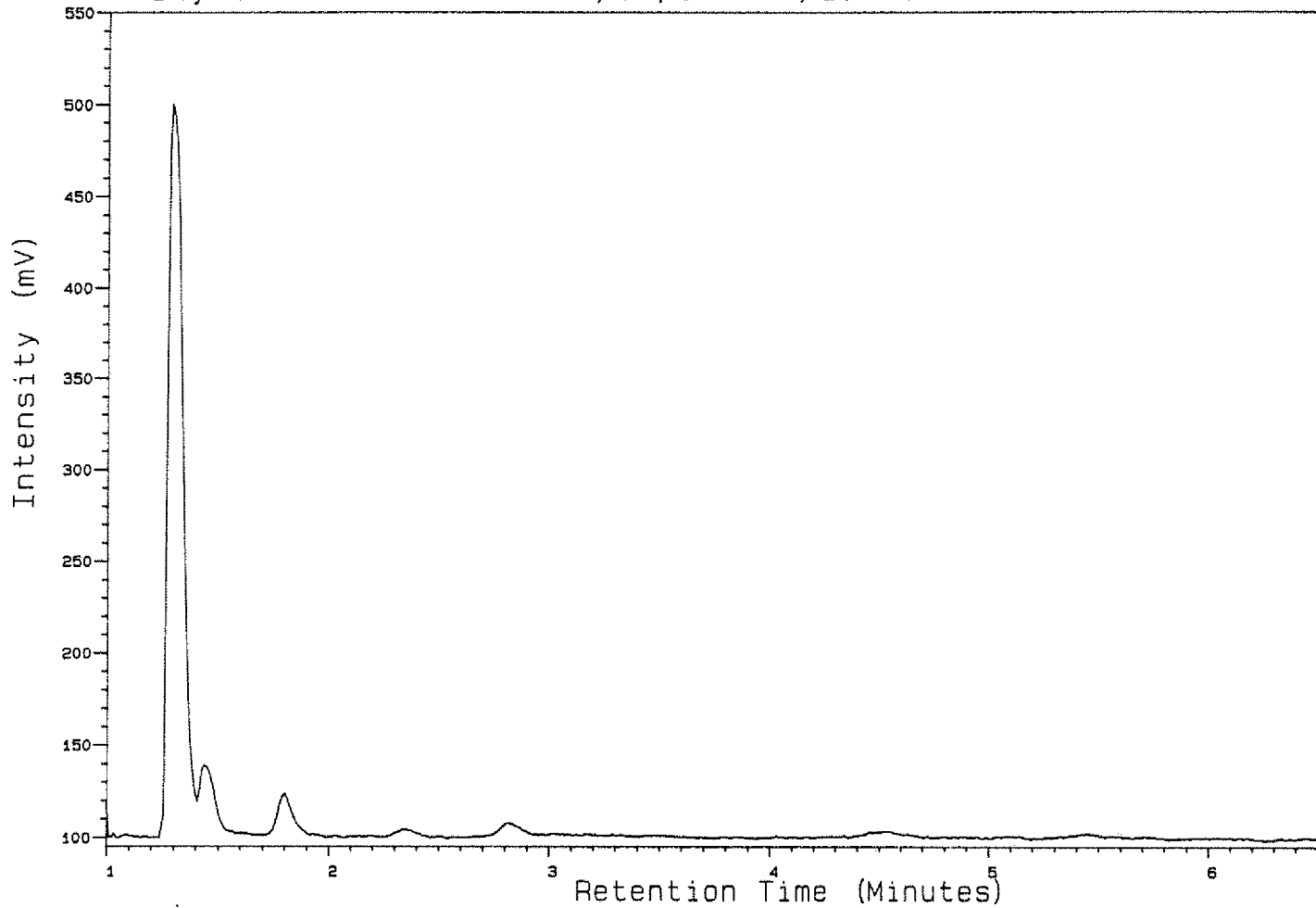


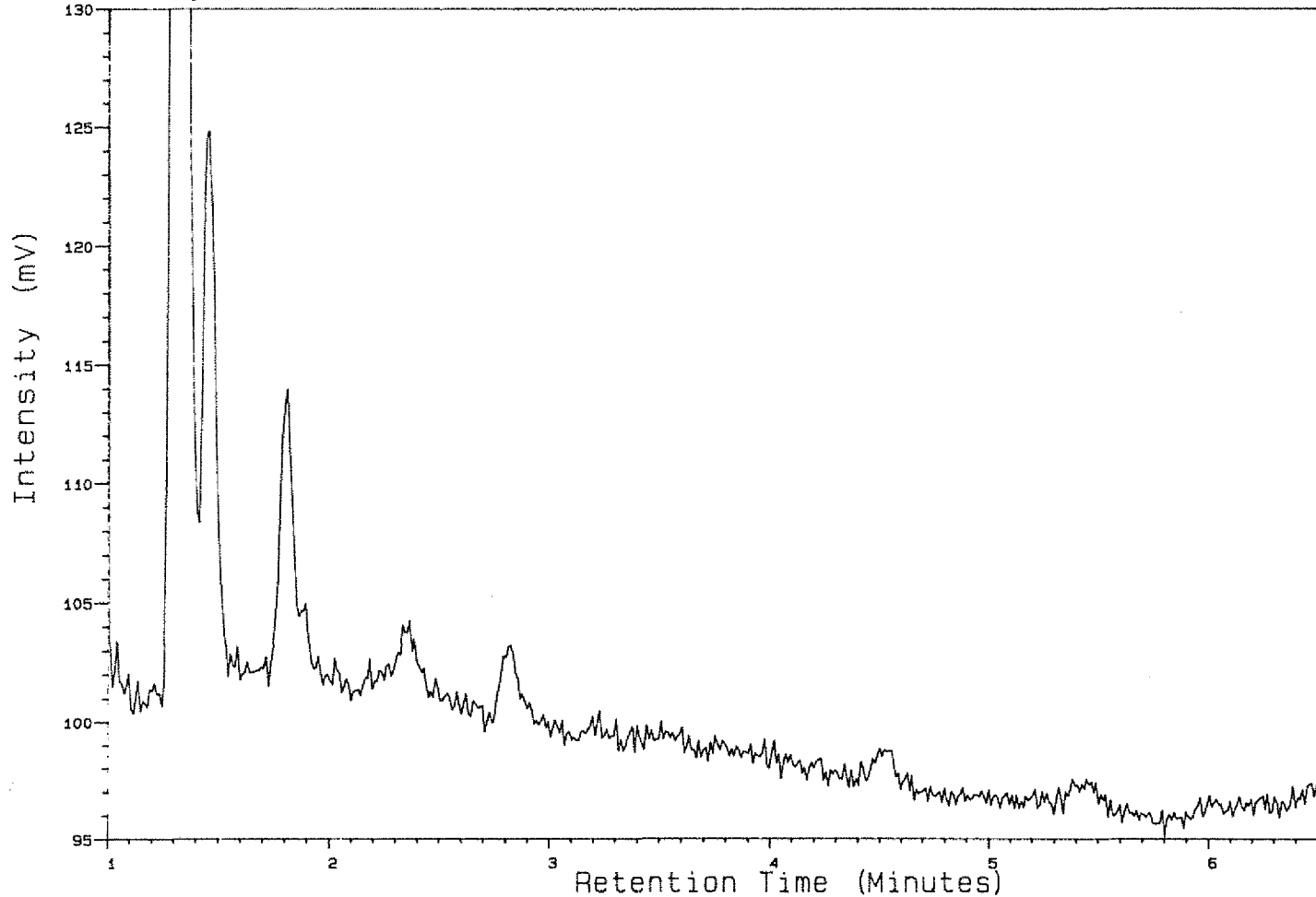
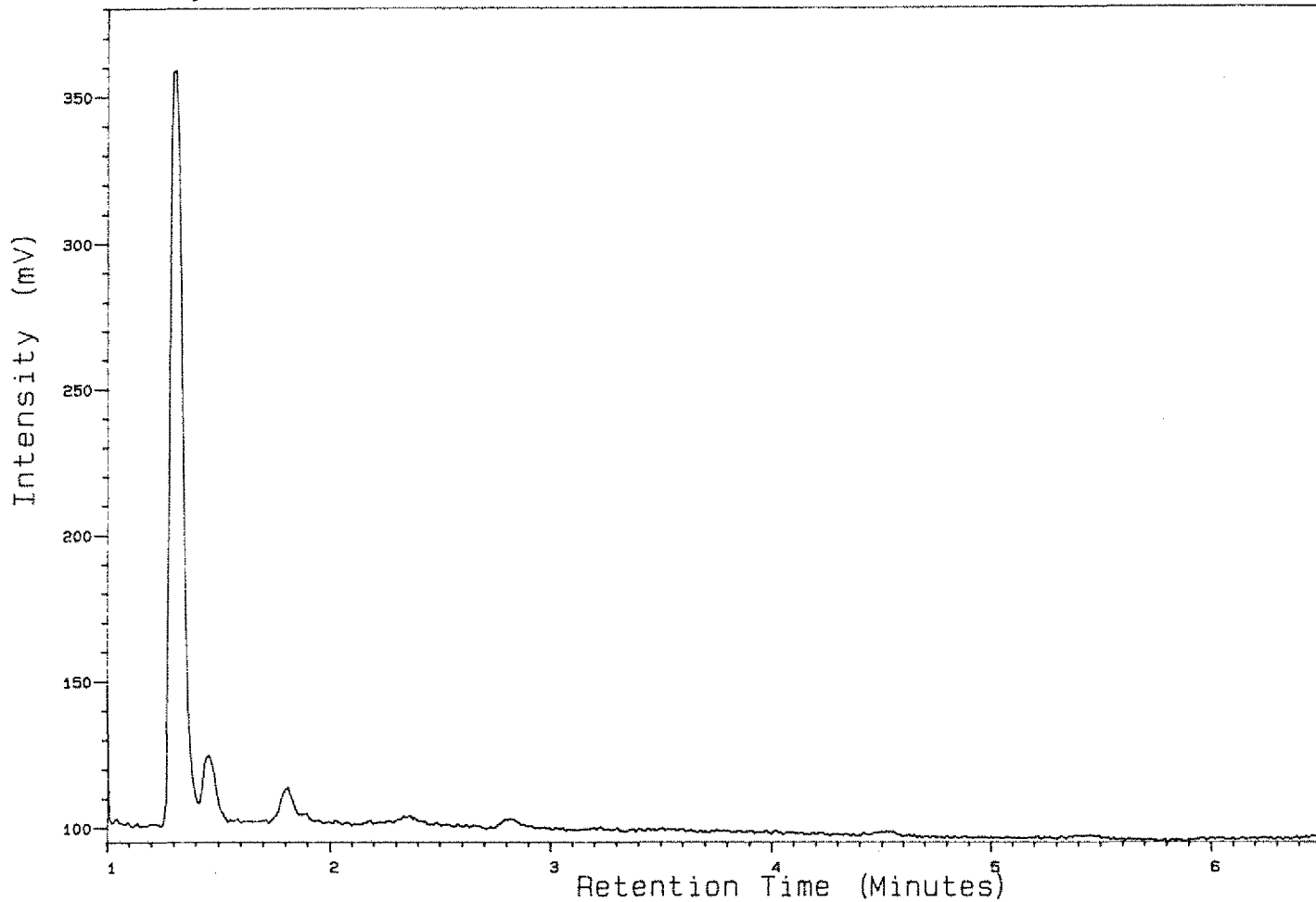


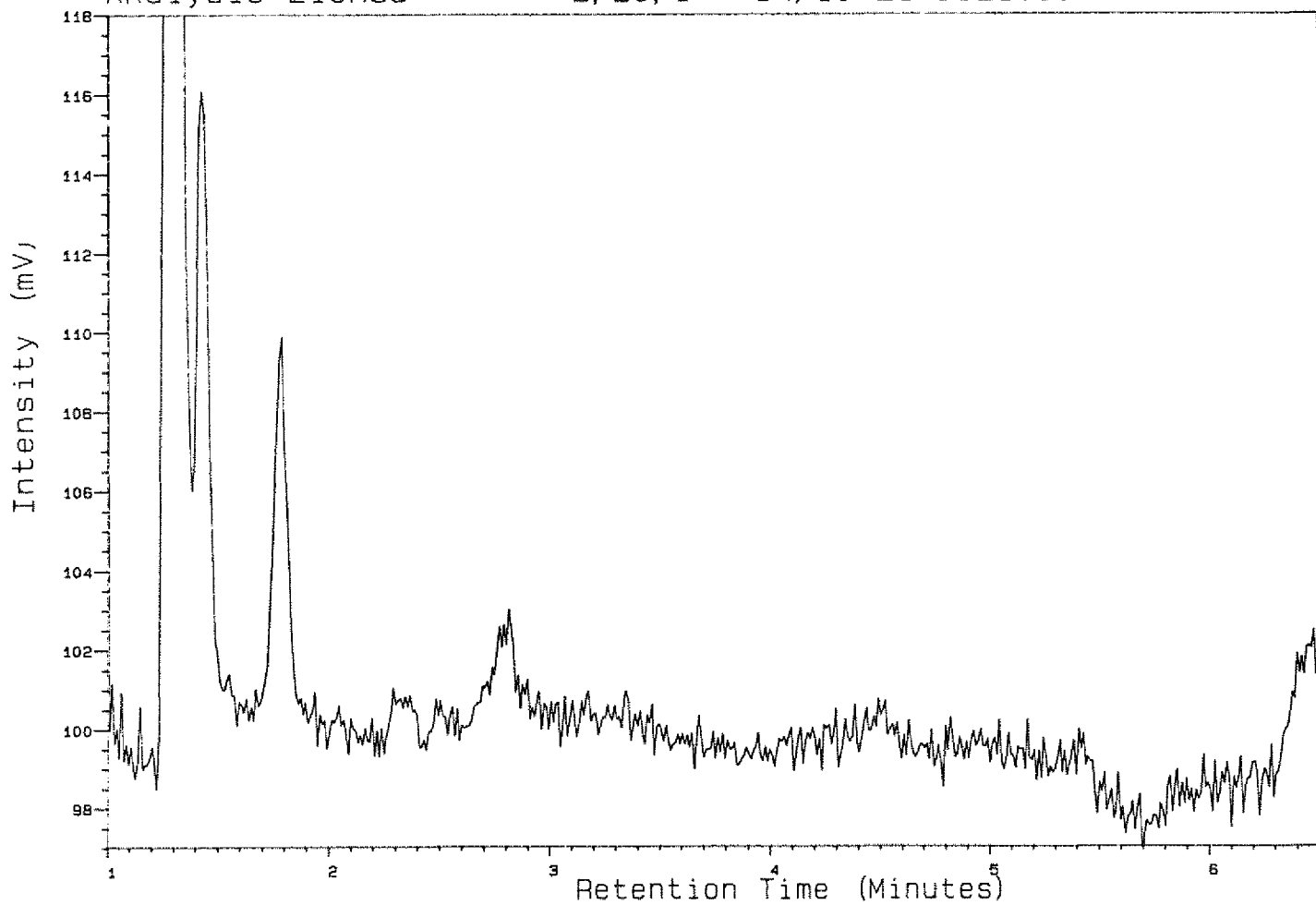
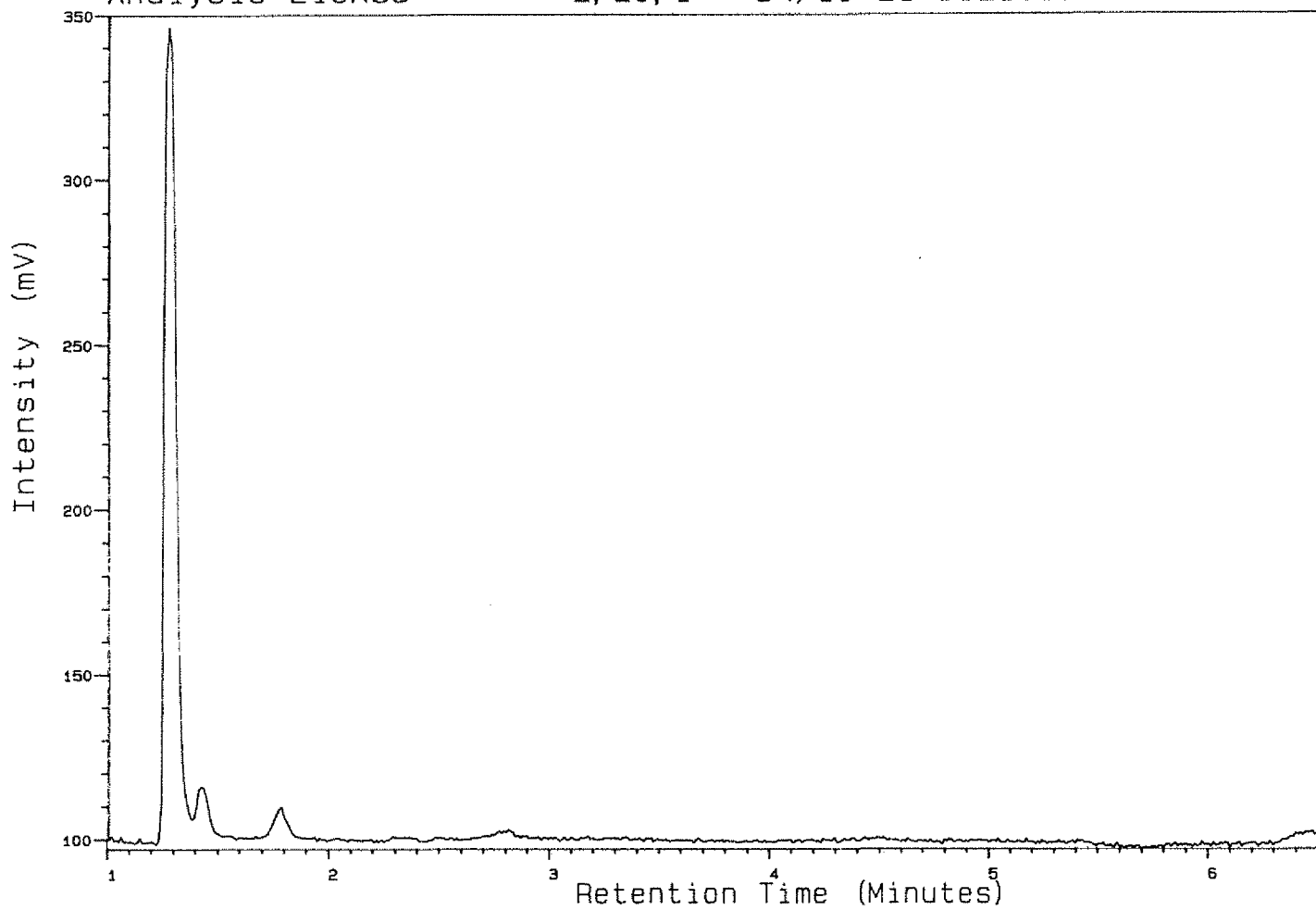


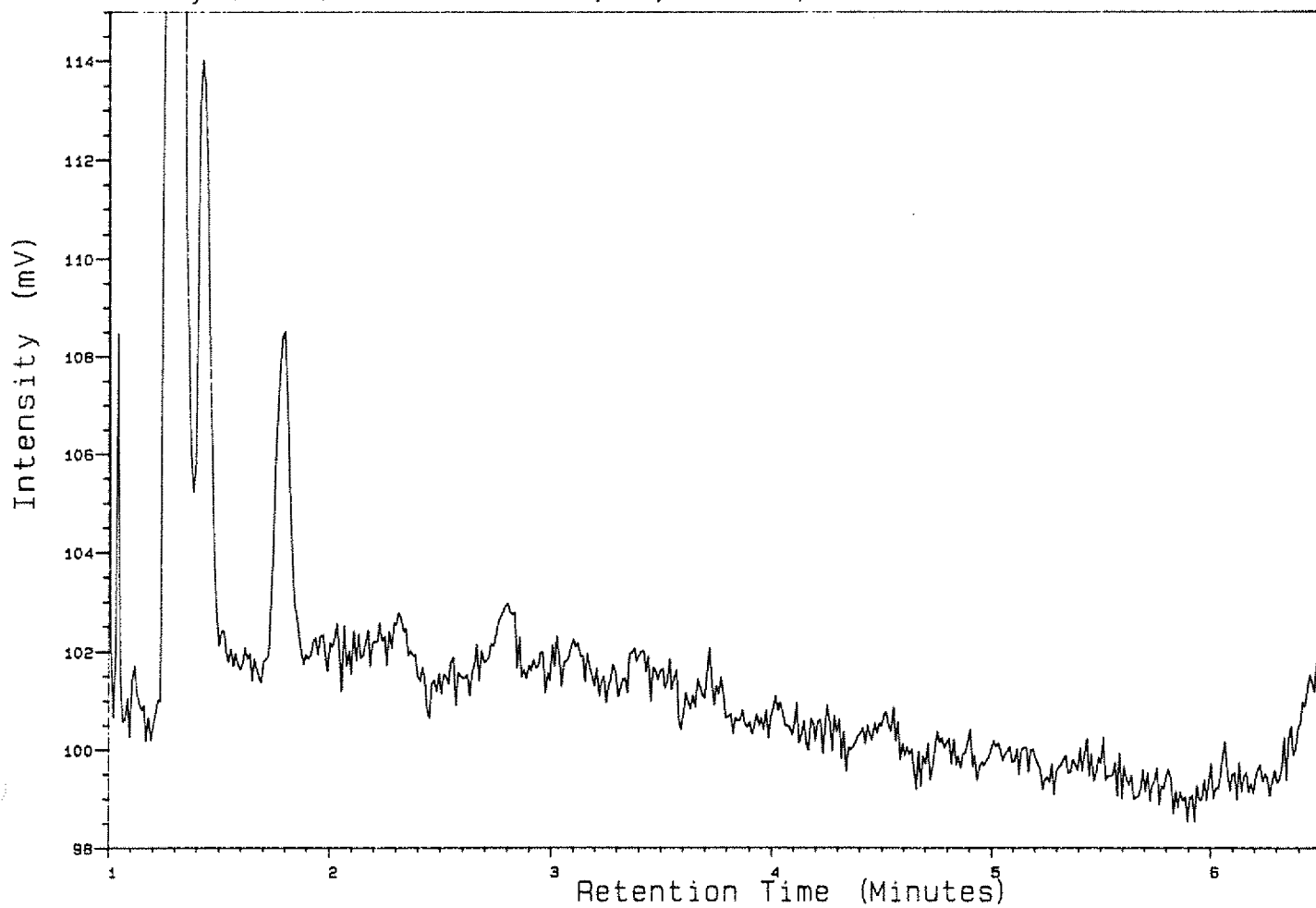
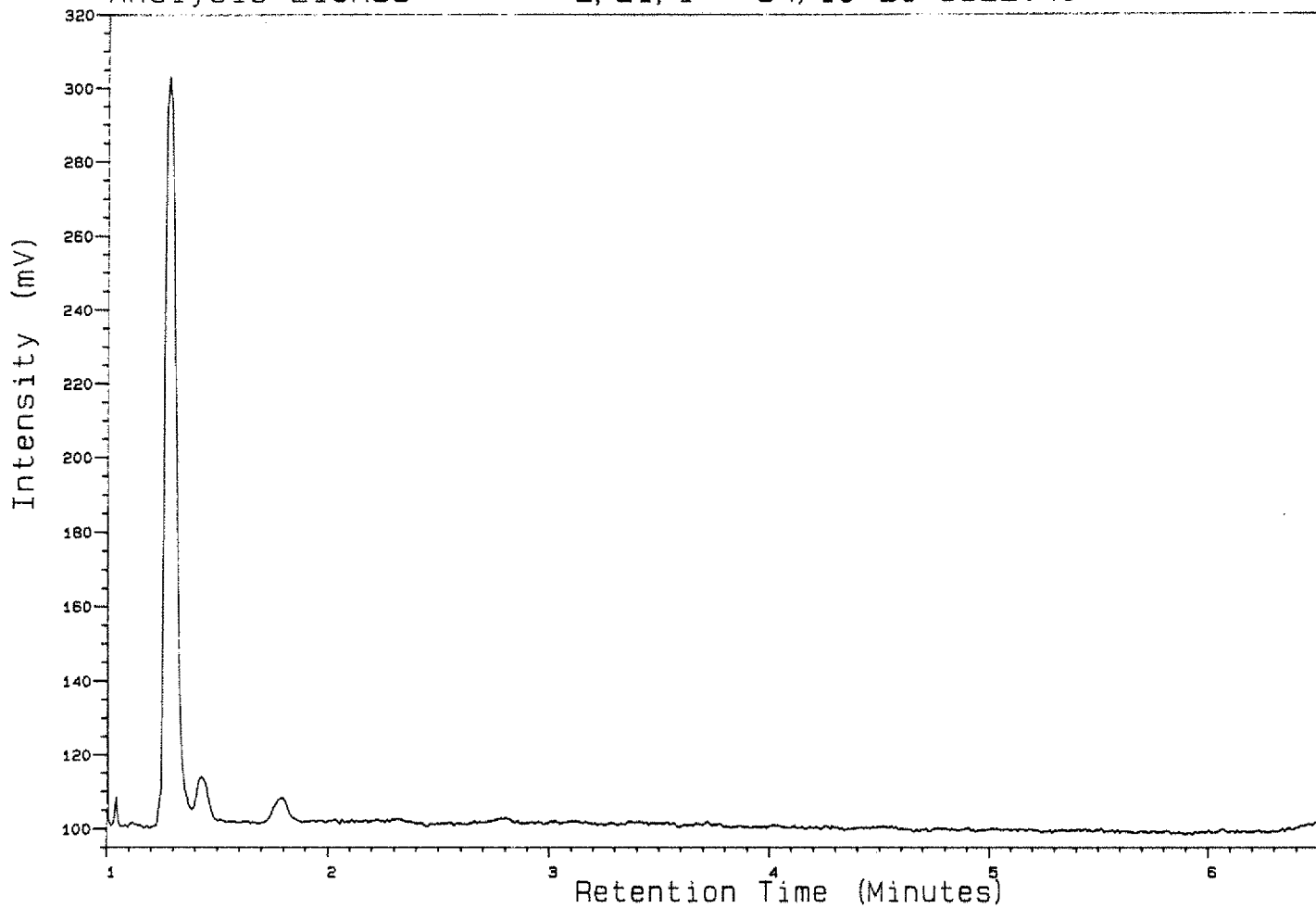








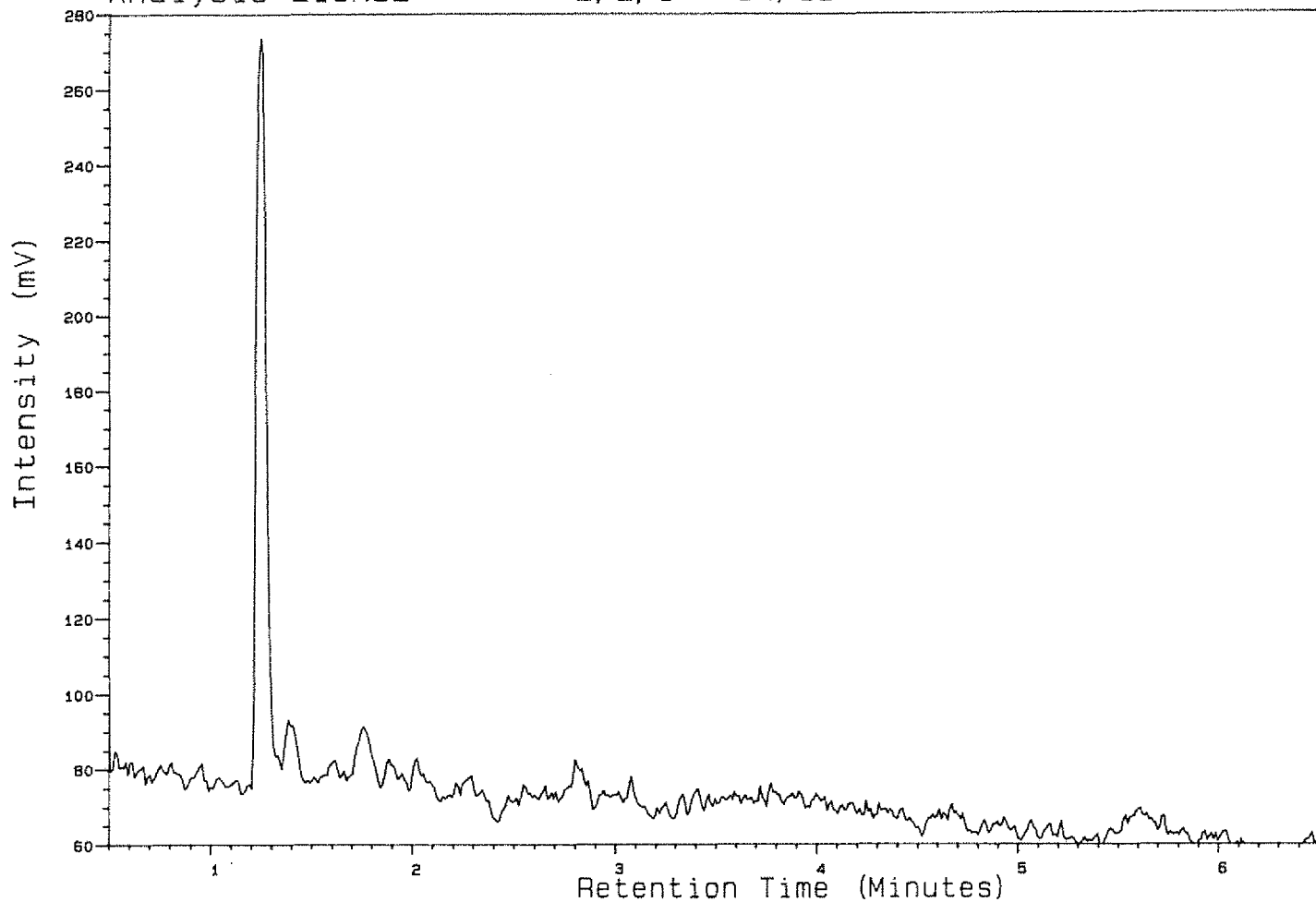




Analysis 21GAS2

2, 2, 1

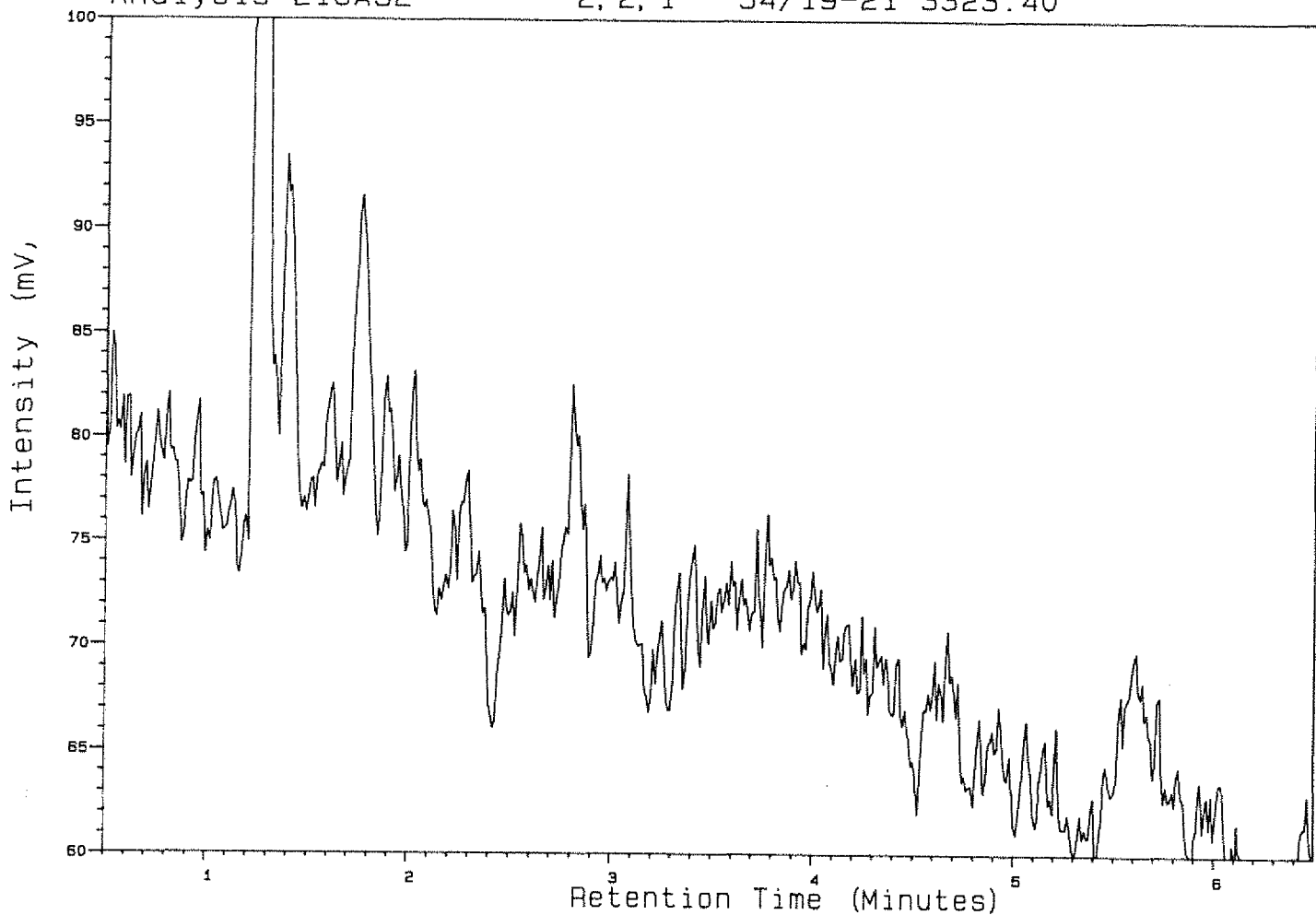
34/19-21 3323.40

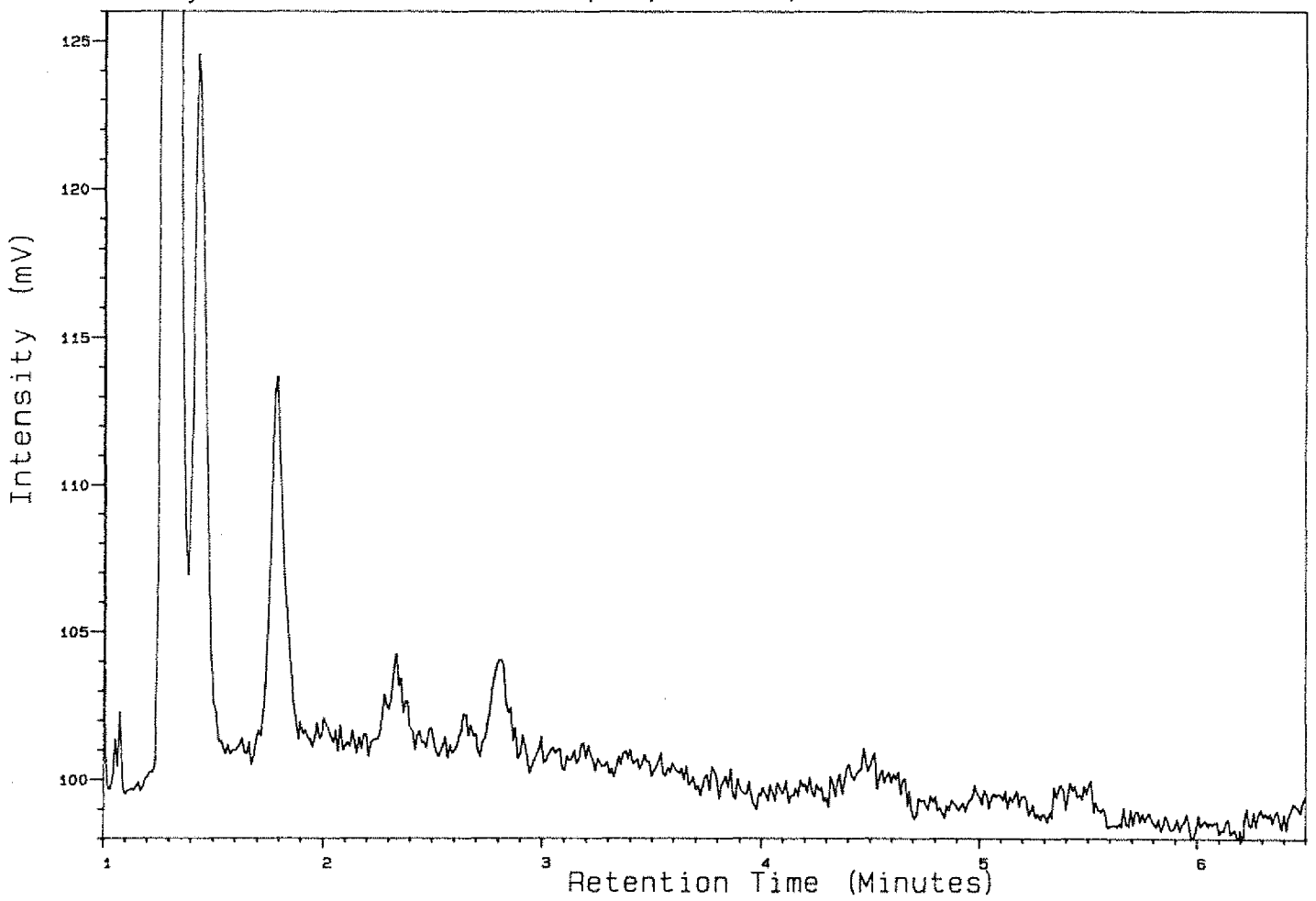
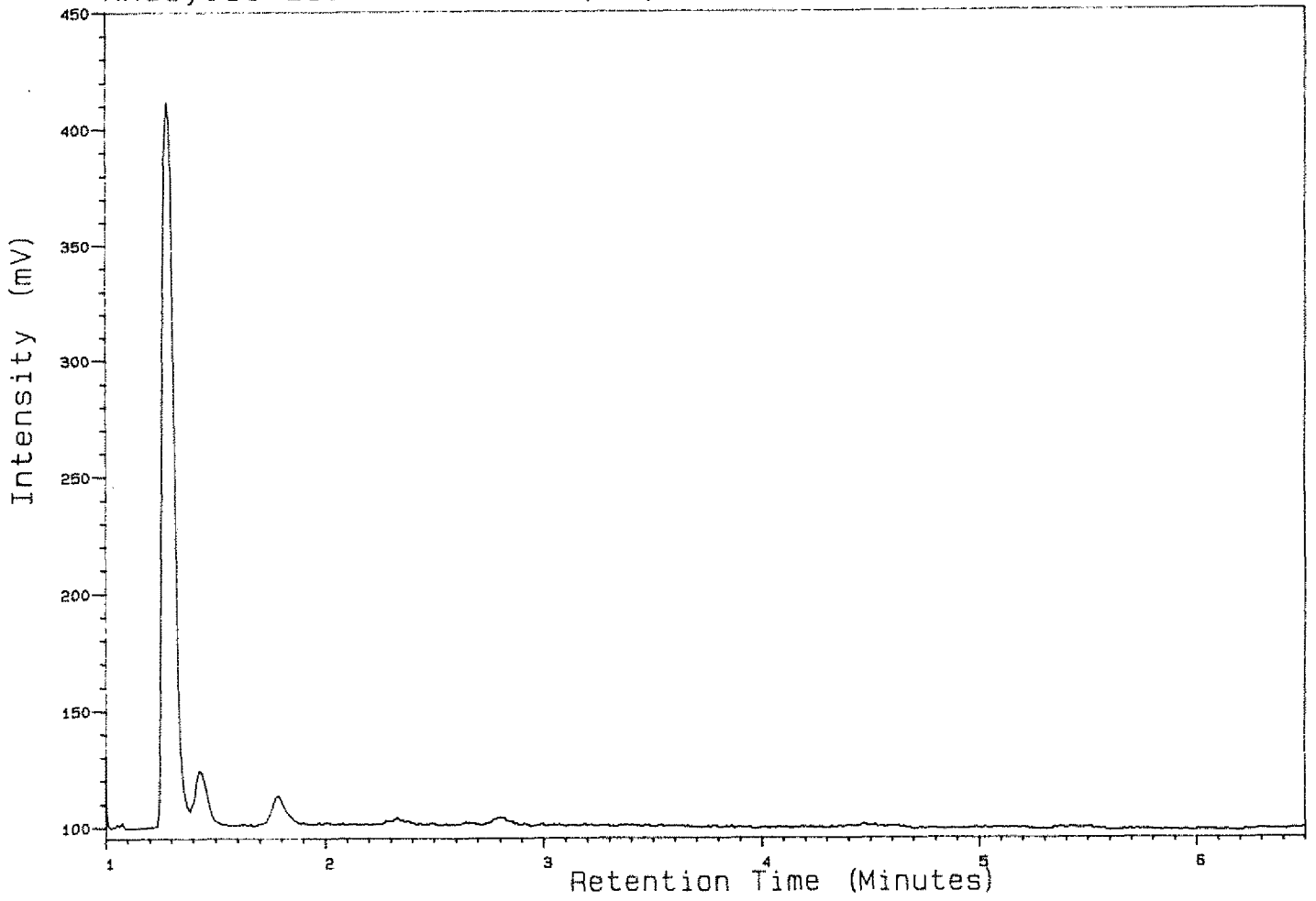


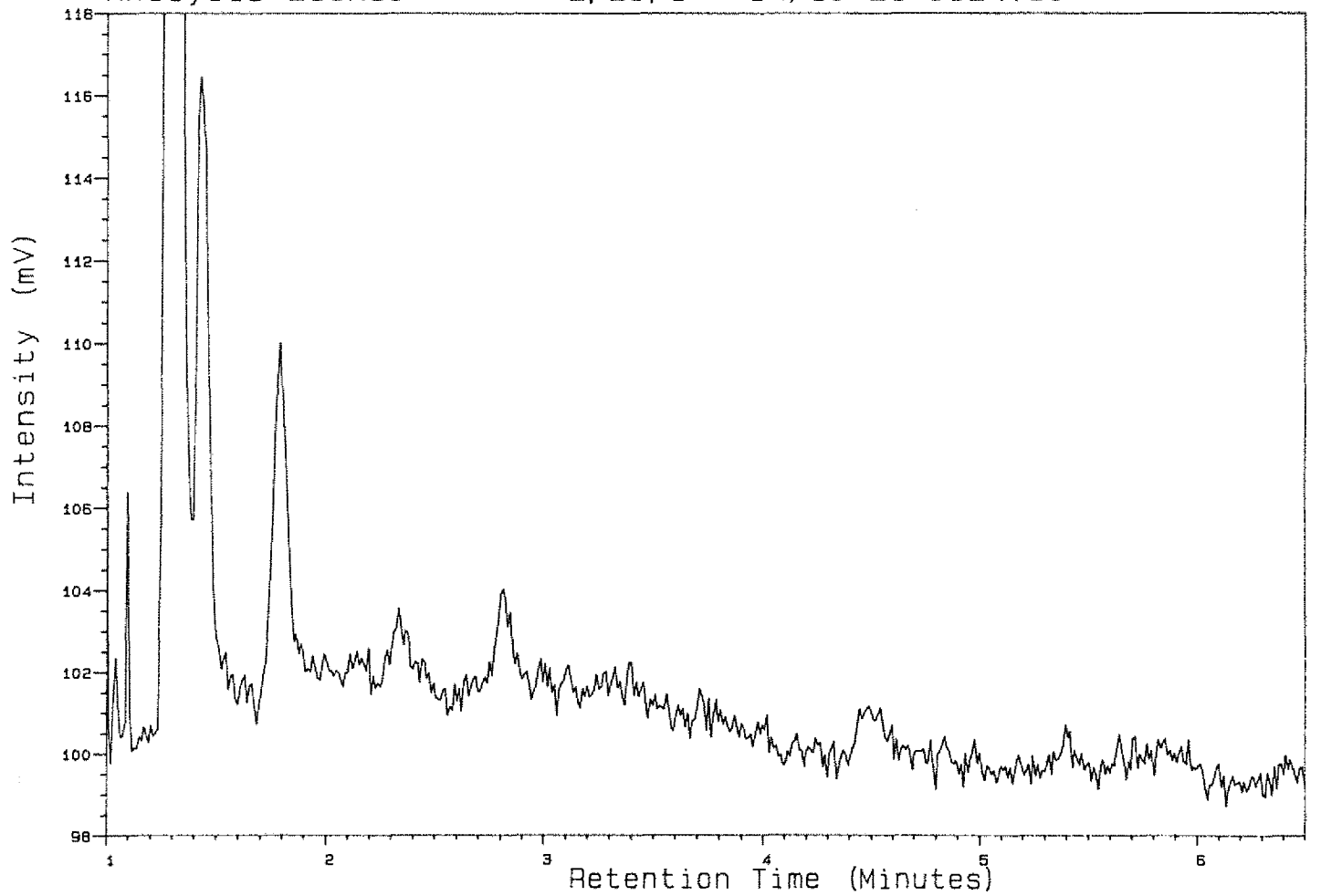
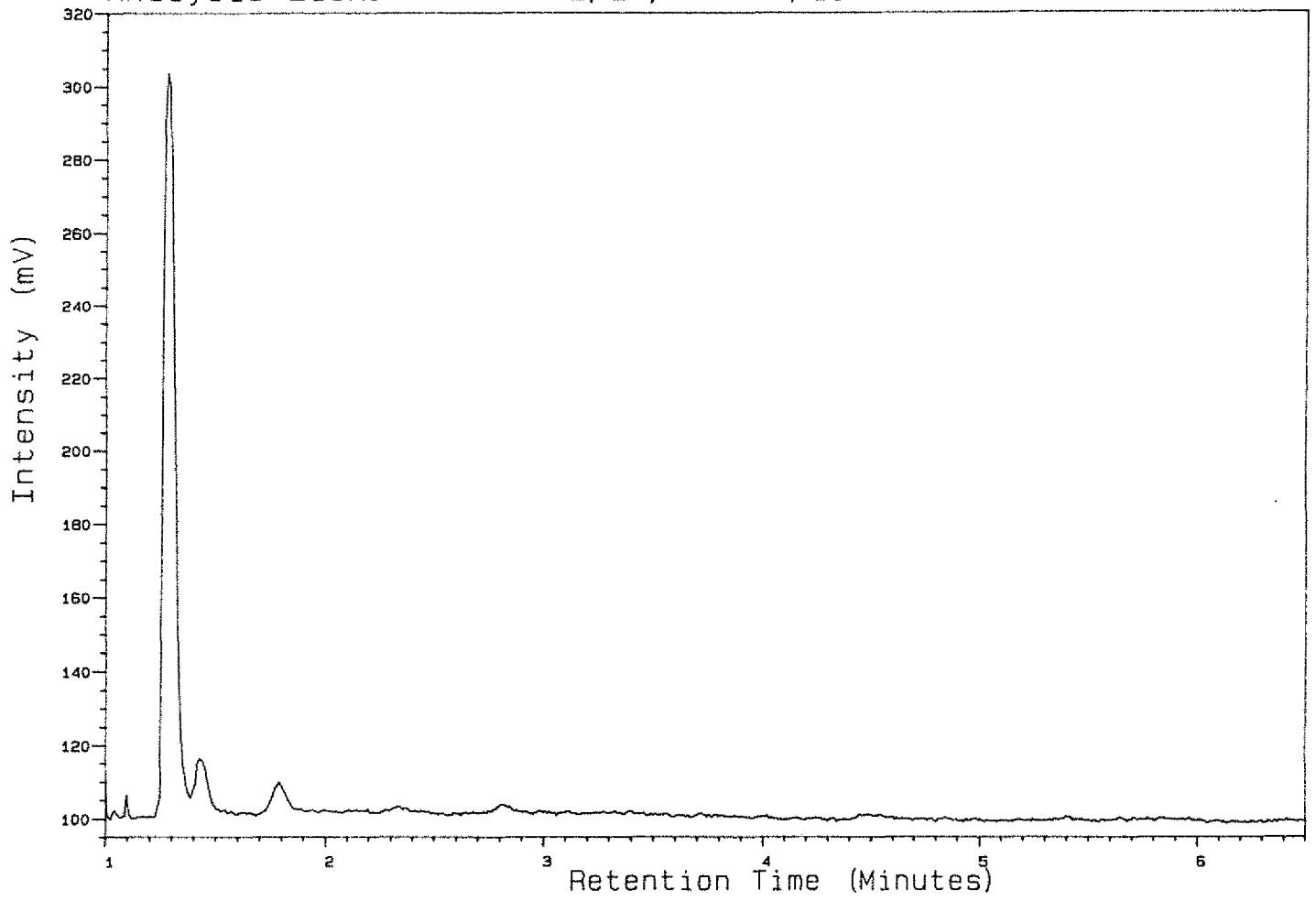
Analysis 21GAS2

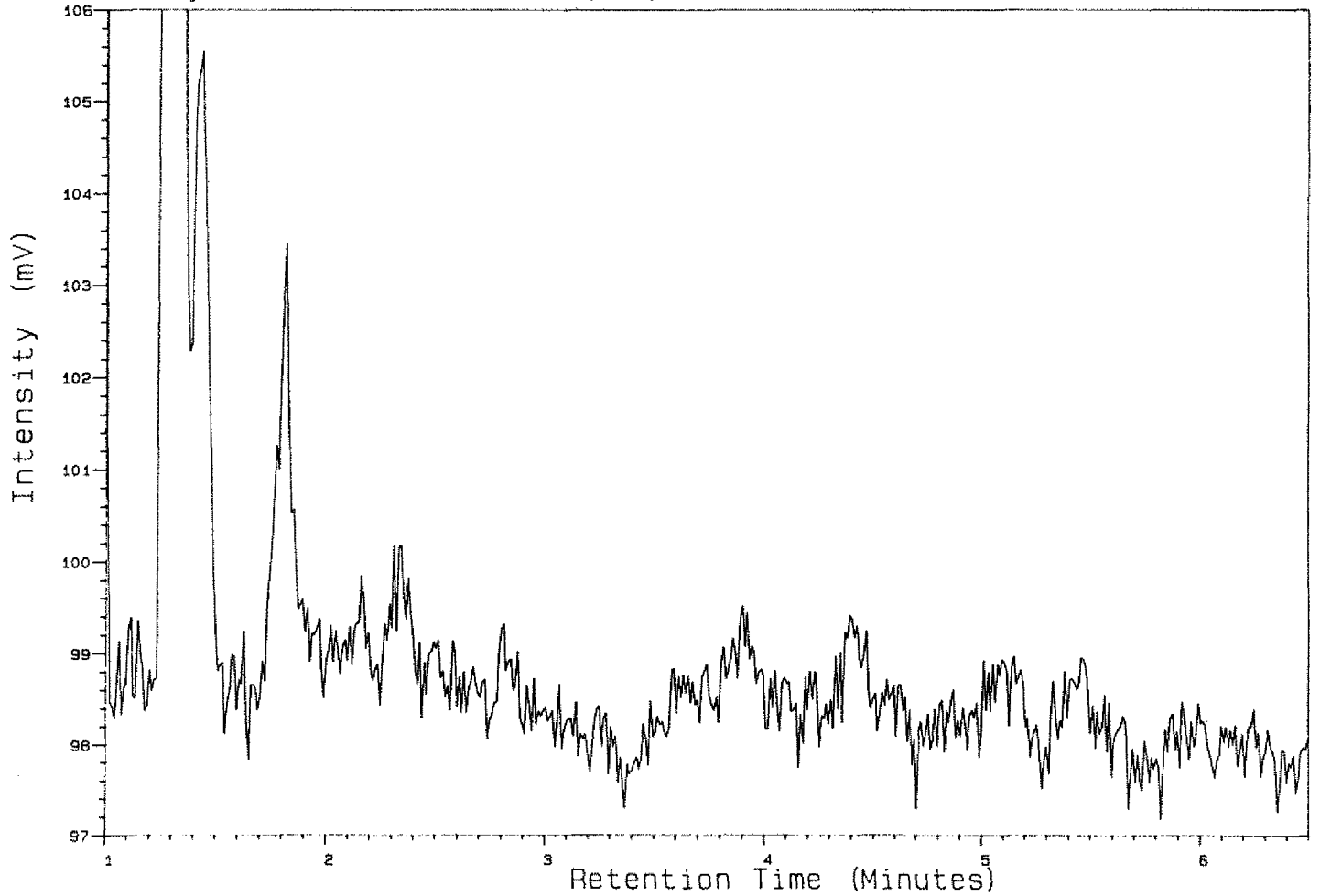
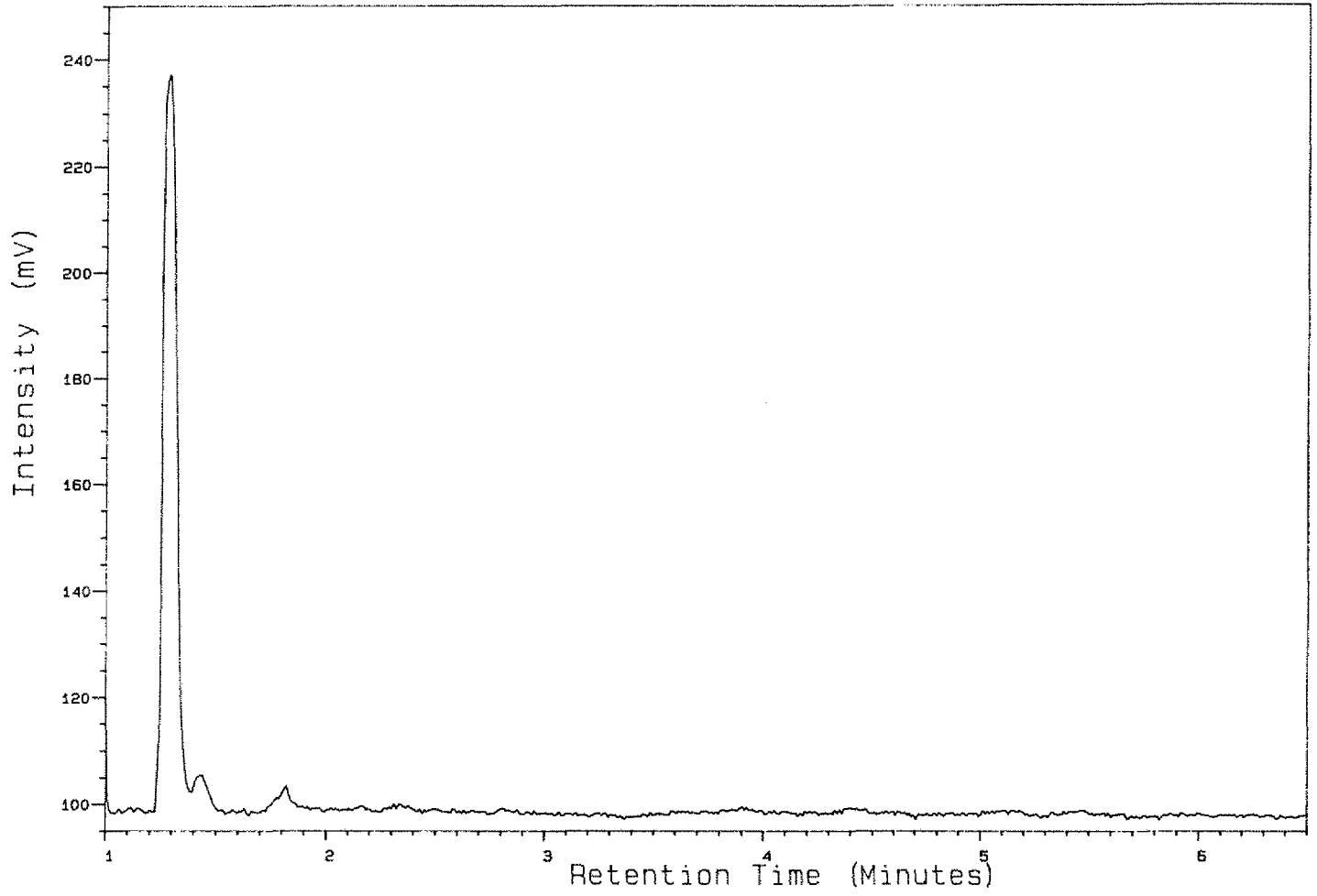
2, 2, 1

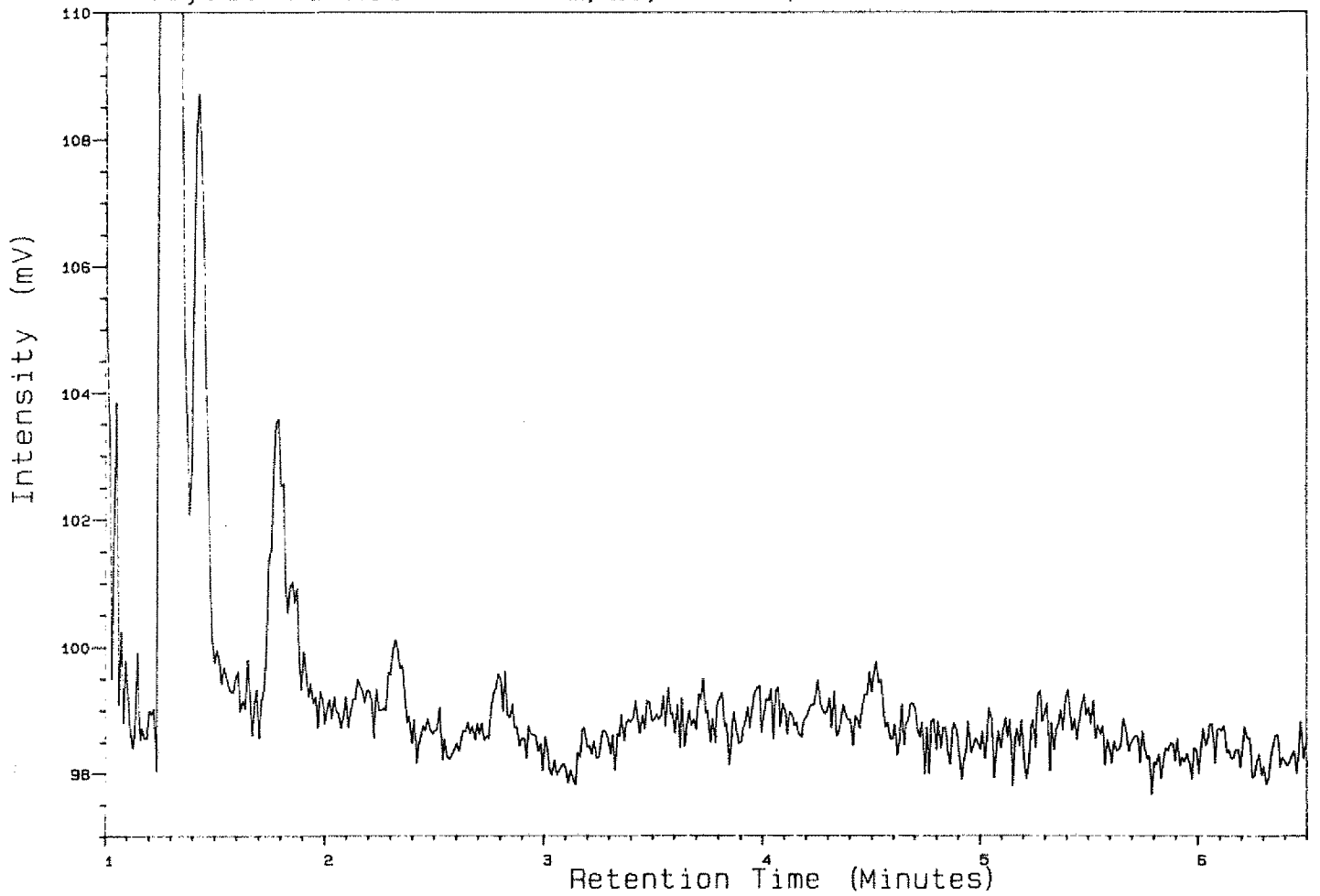
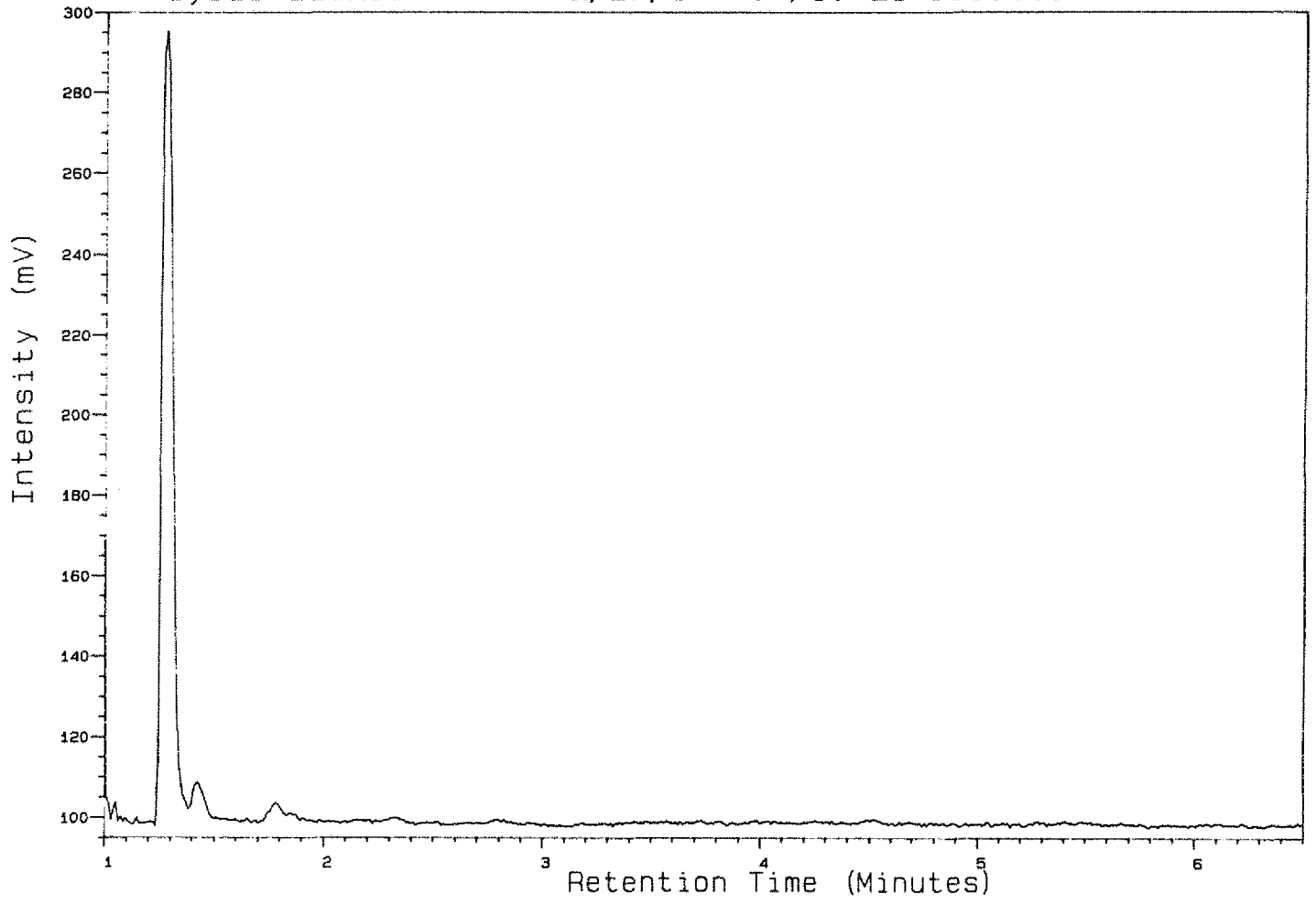
34/19-21 3323.40

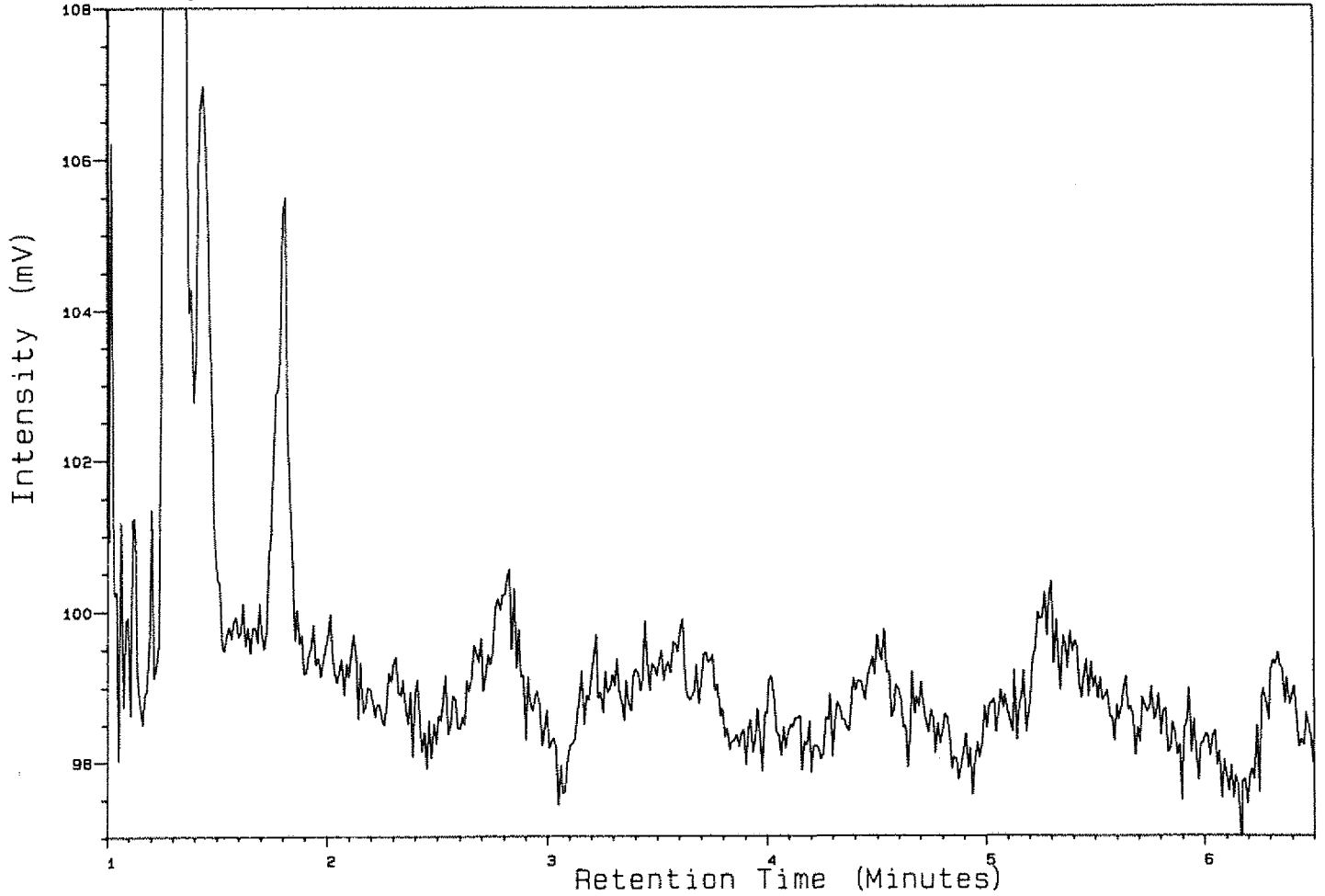
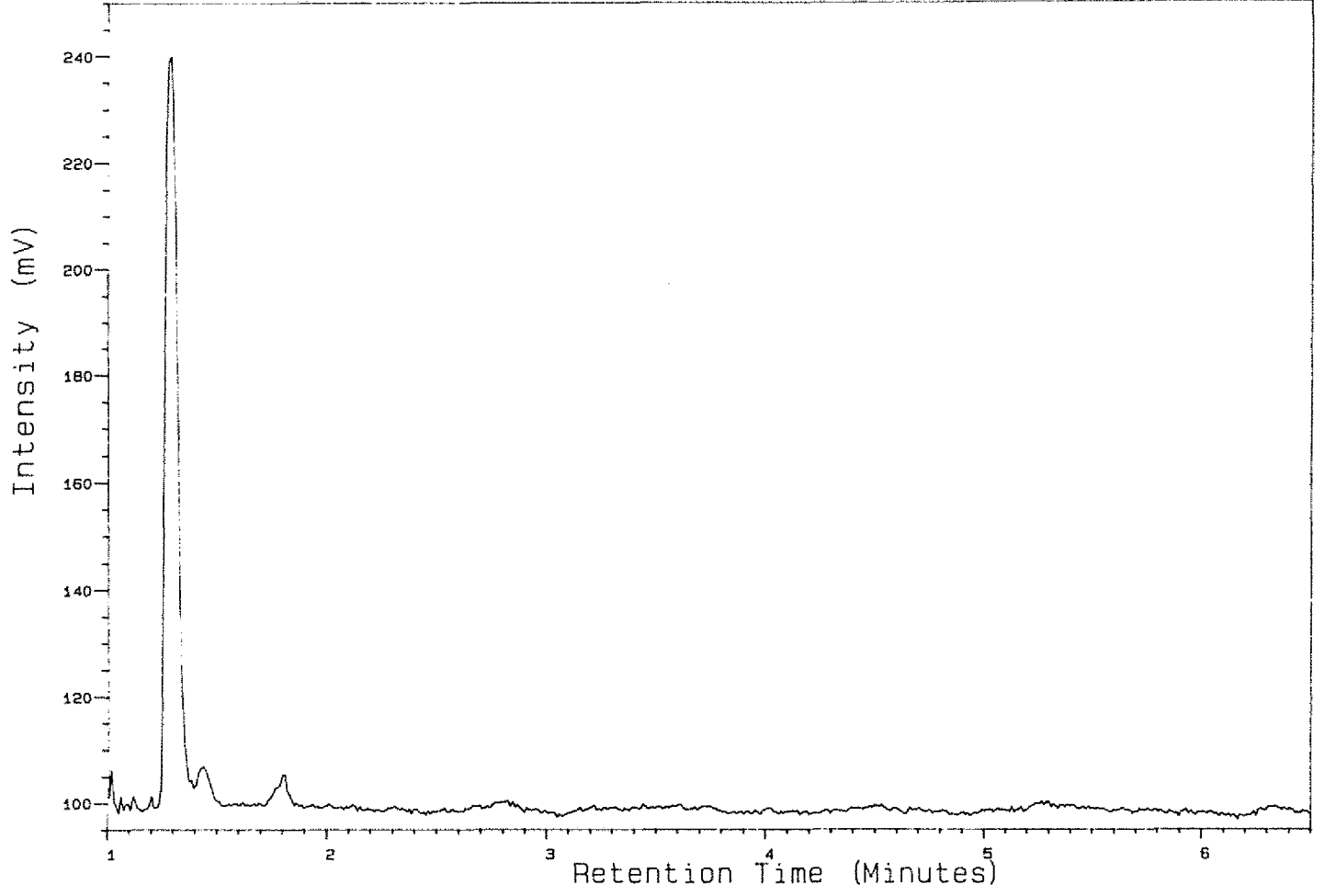








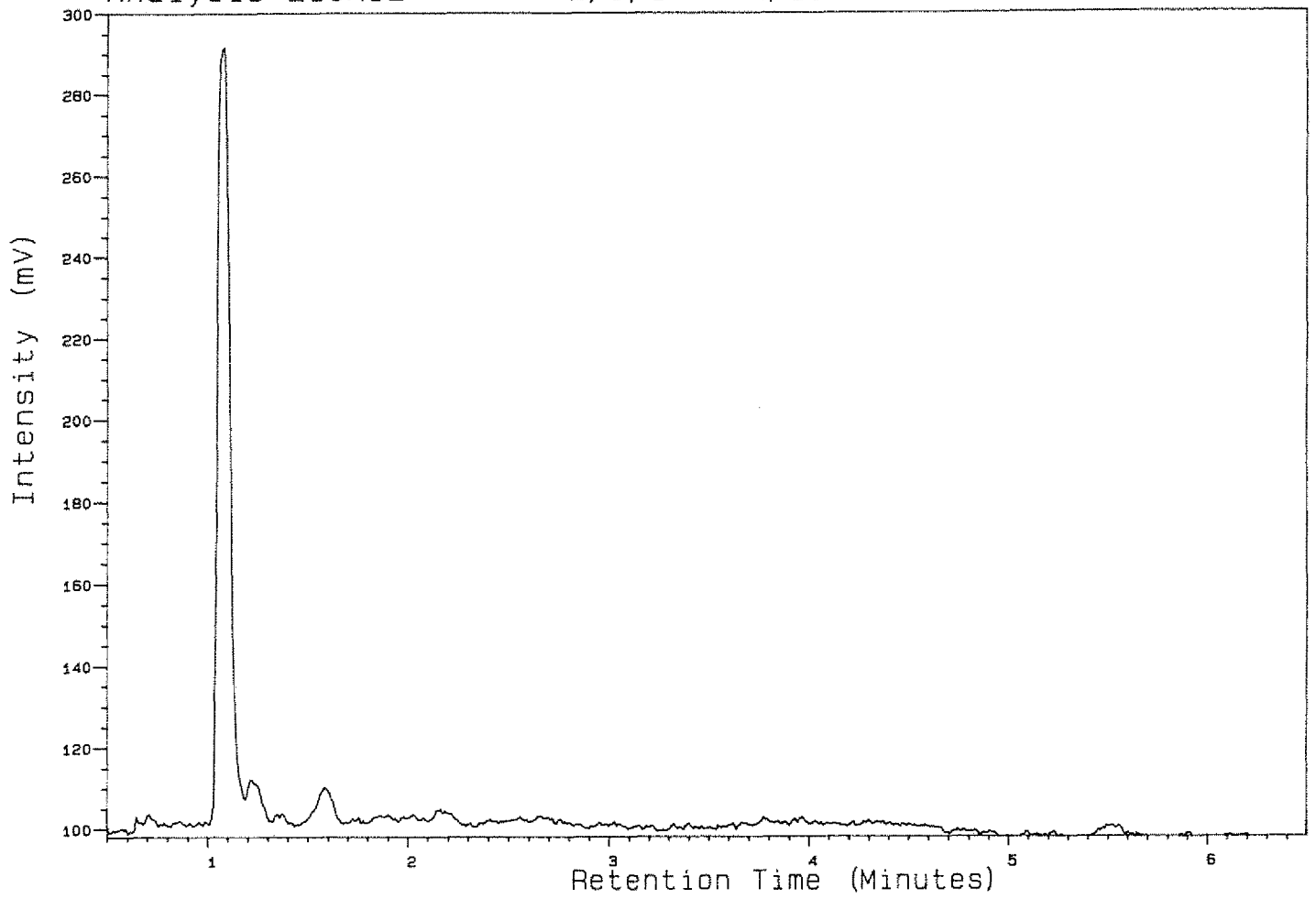




Analysis 21GAS2

2, 3, 1

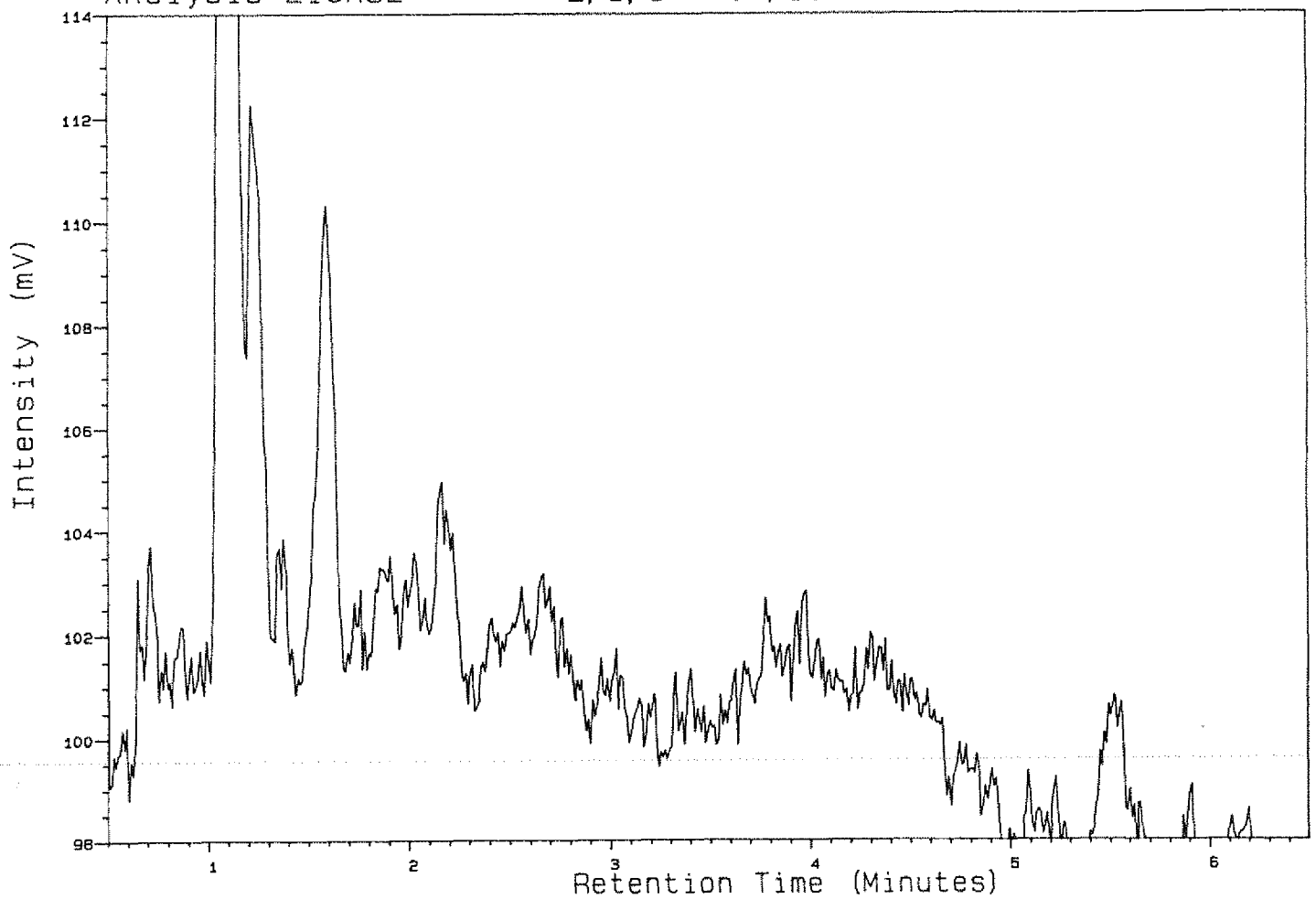
34/10-21 3343.60

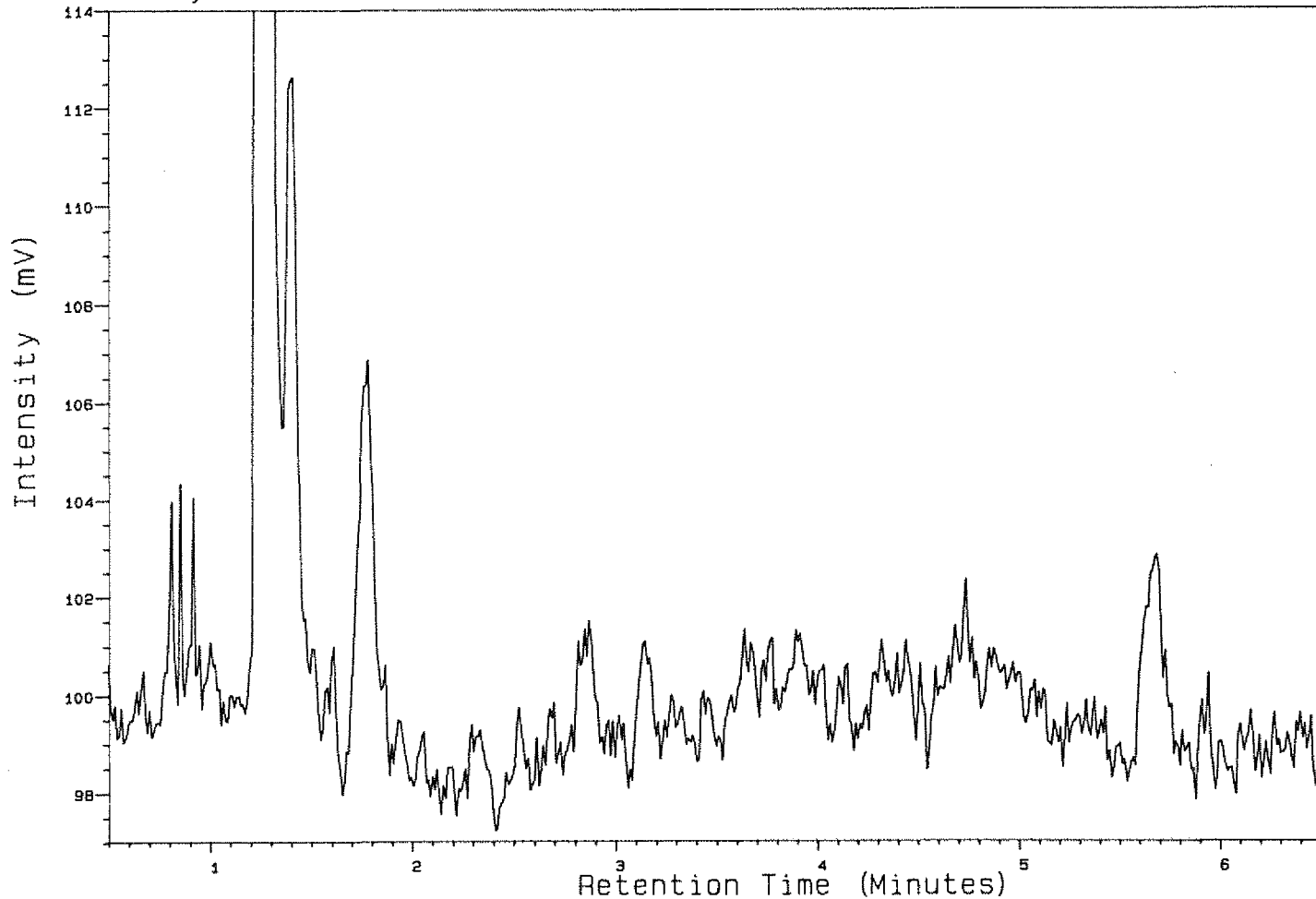
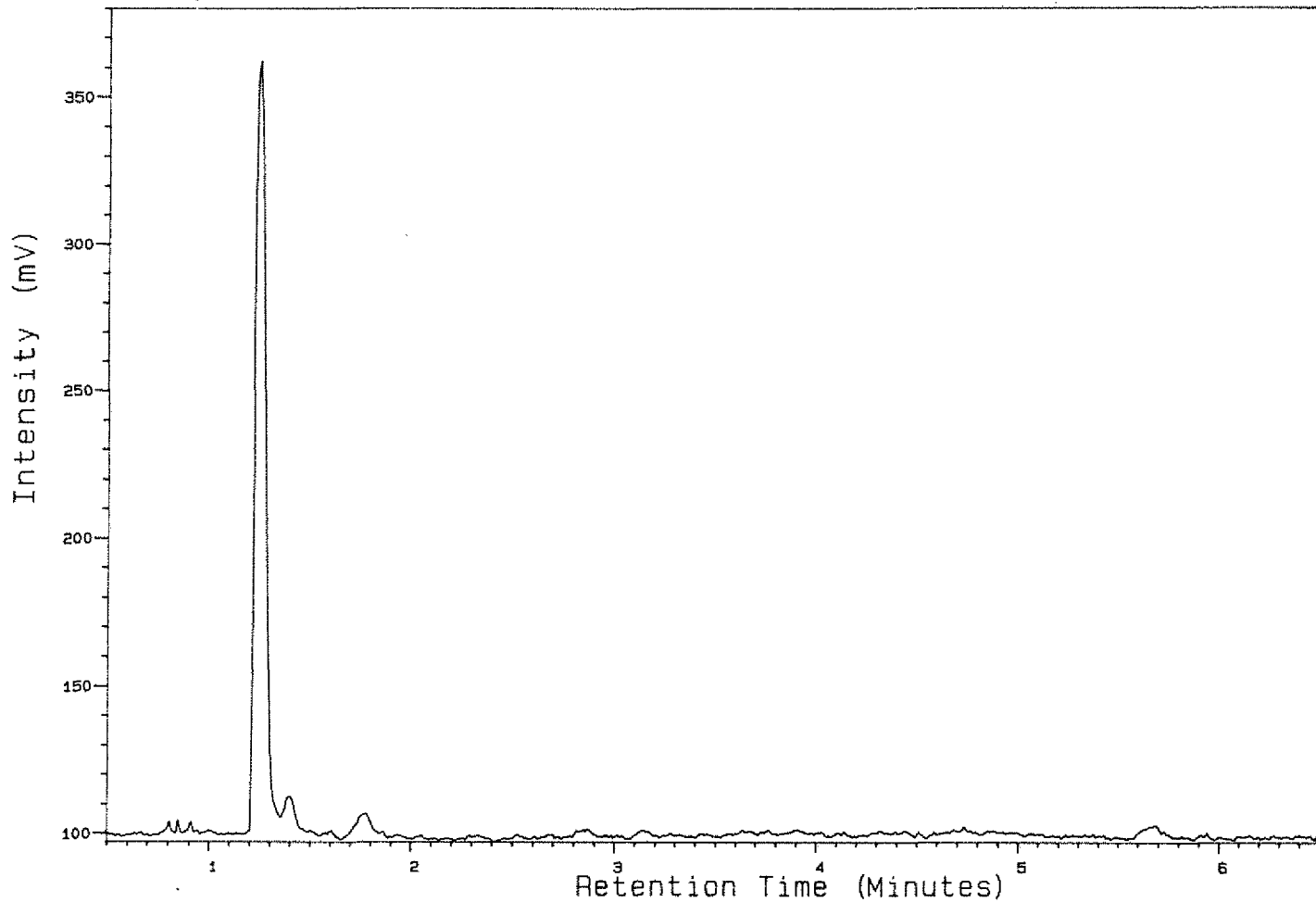


Analysis 21GAS2

2, 3, 1

34/10-21 3343.60

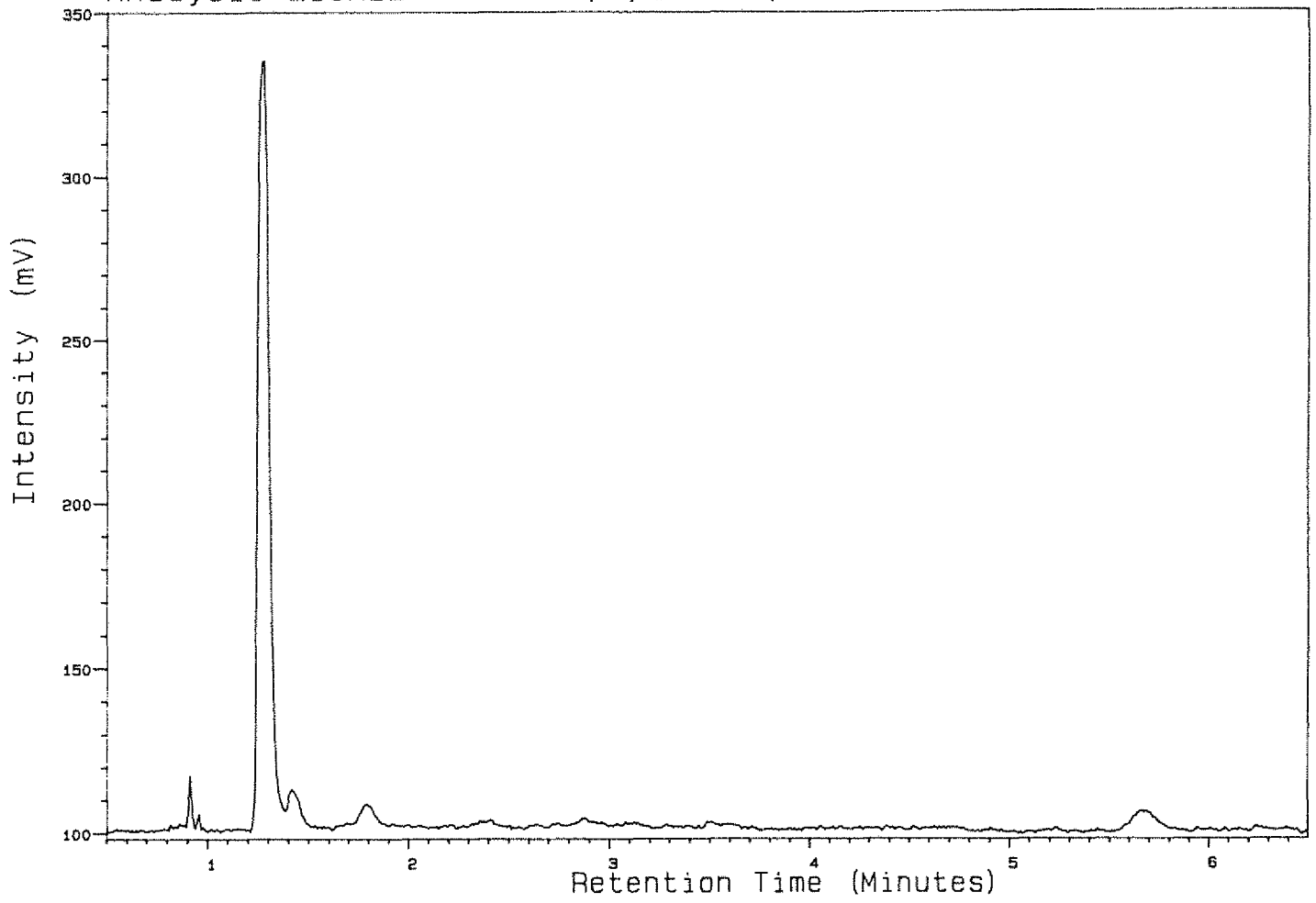




Analysis 21GAS2

2, 5, 1

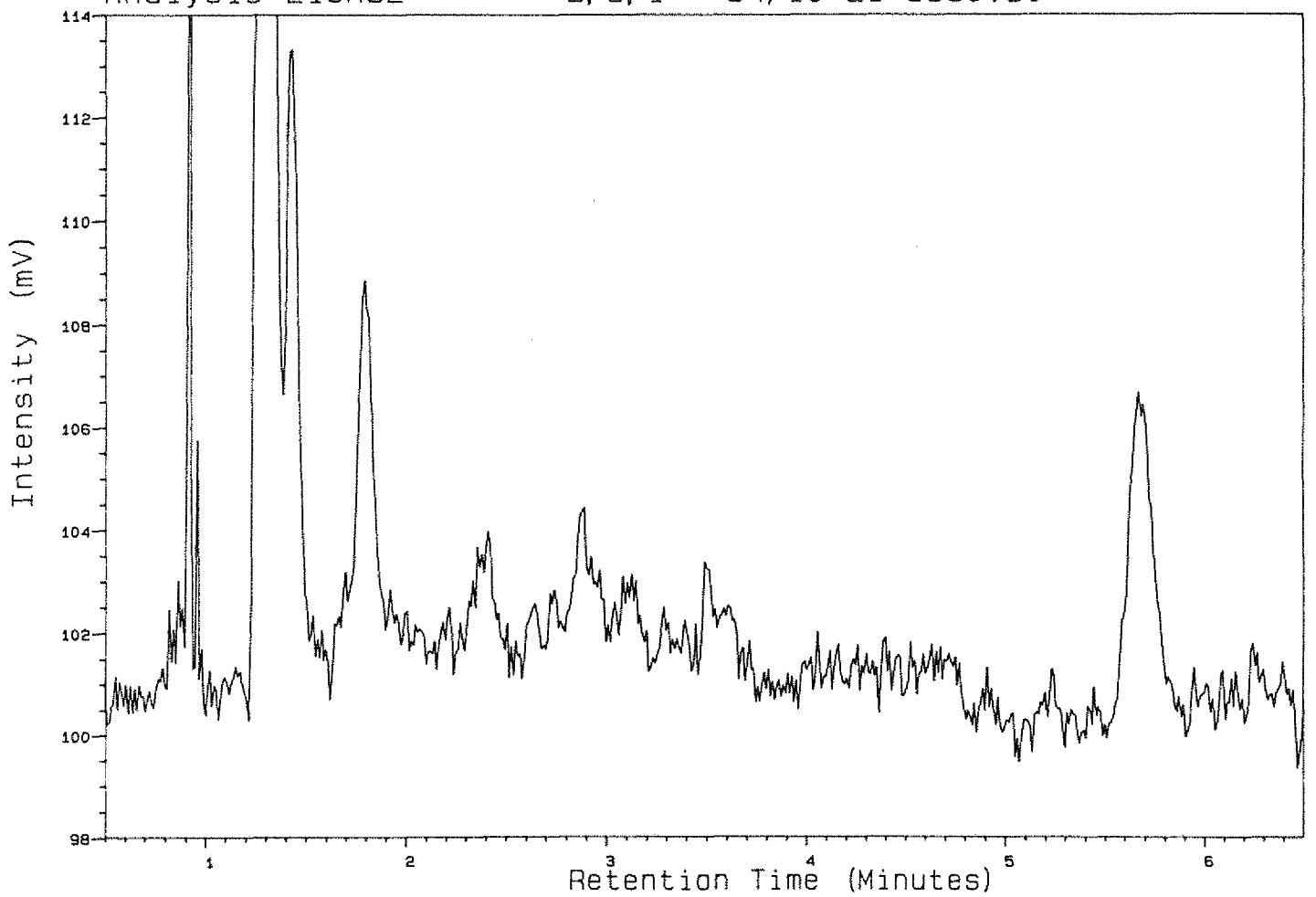
34/10-21 3350.30



Analysis 21GAS2

2, 5, 1

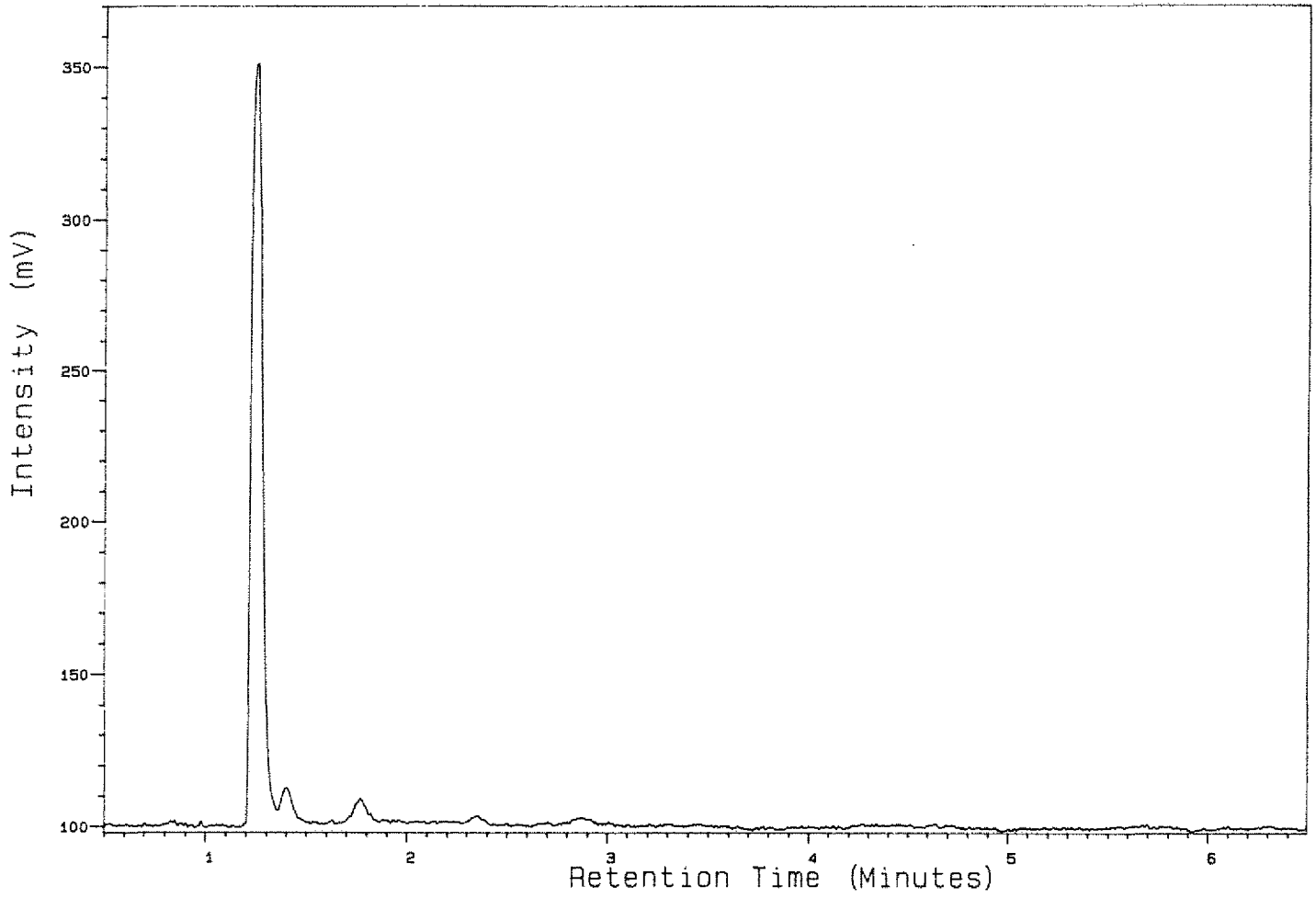
34/10-21 3350.30



Analysis 21GAS2

2, 6, 1

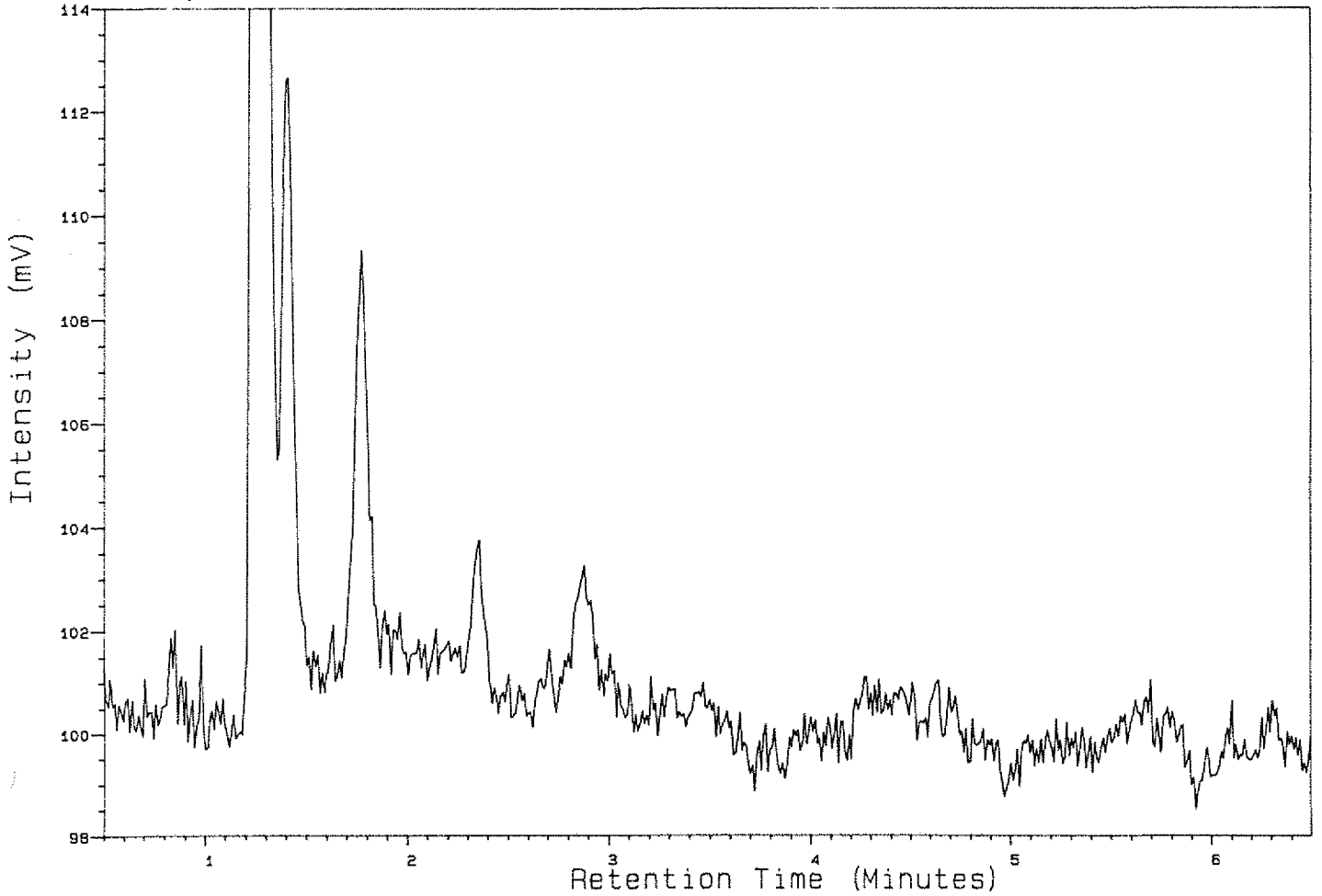
34/10-21 3351.60

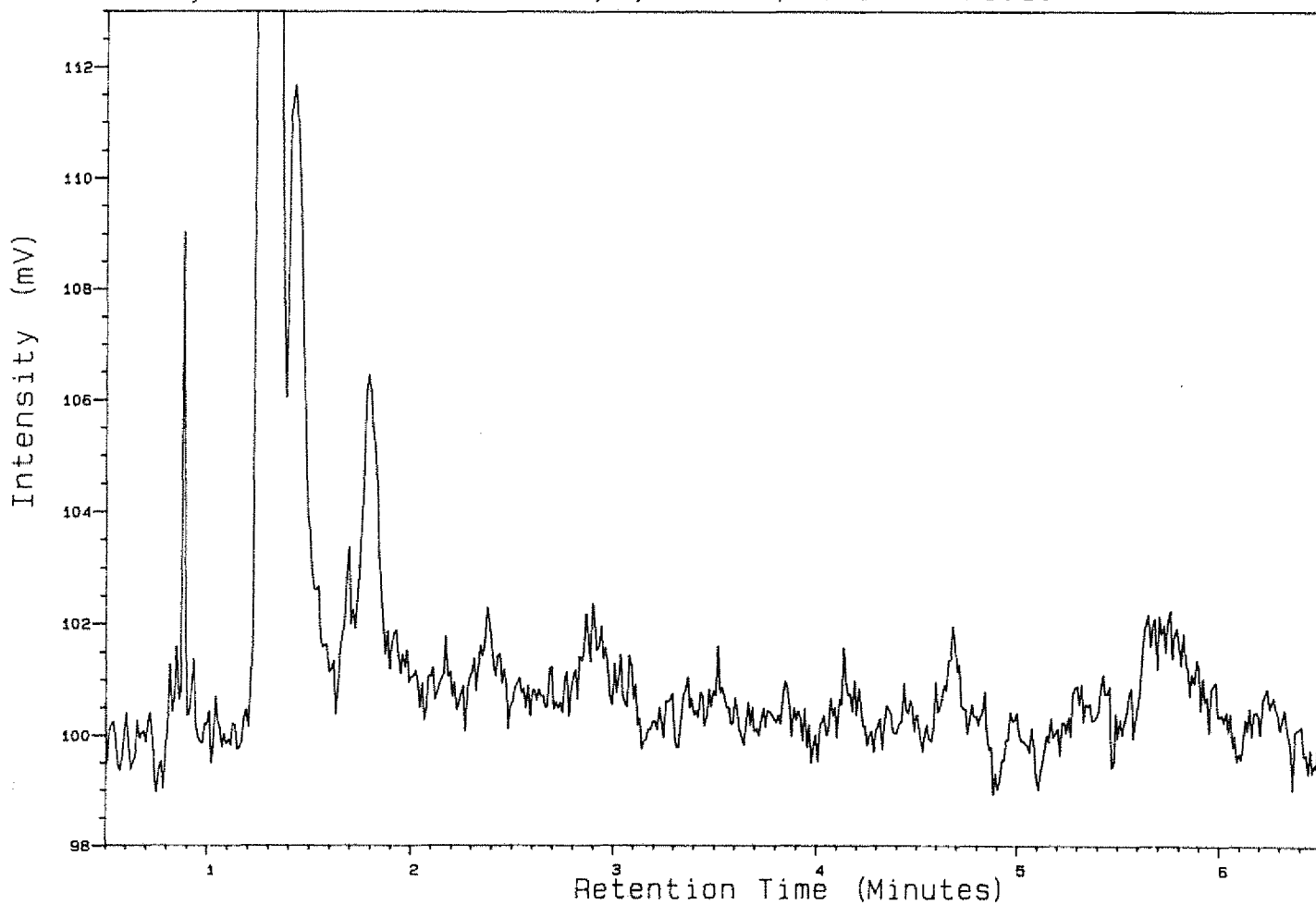
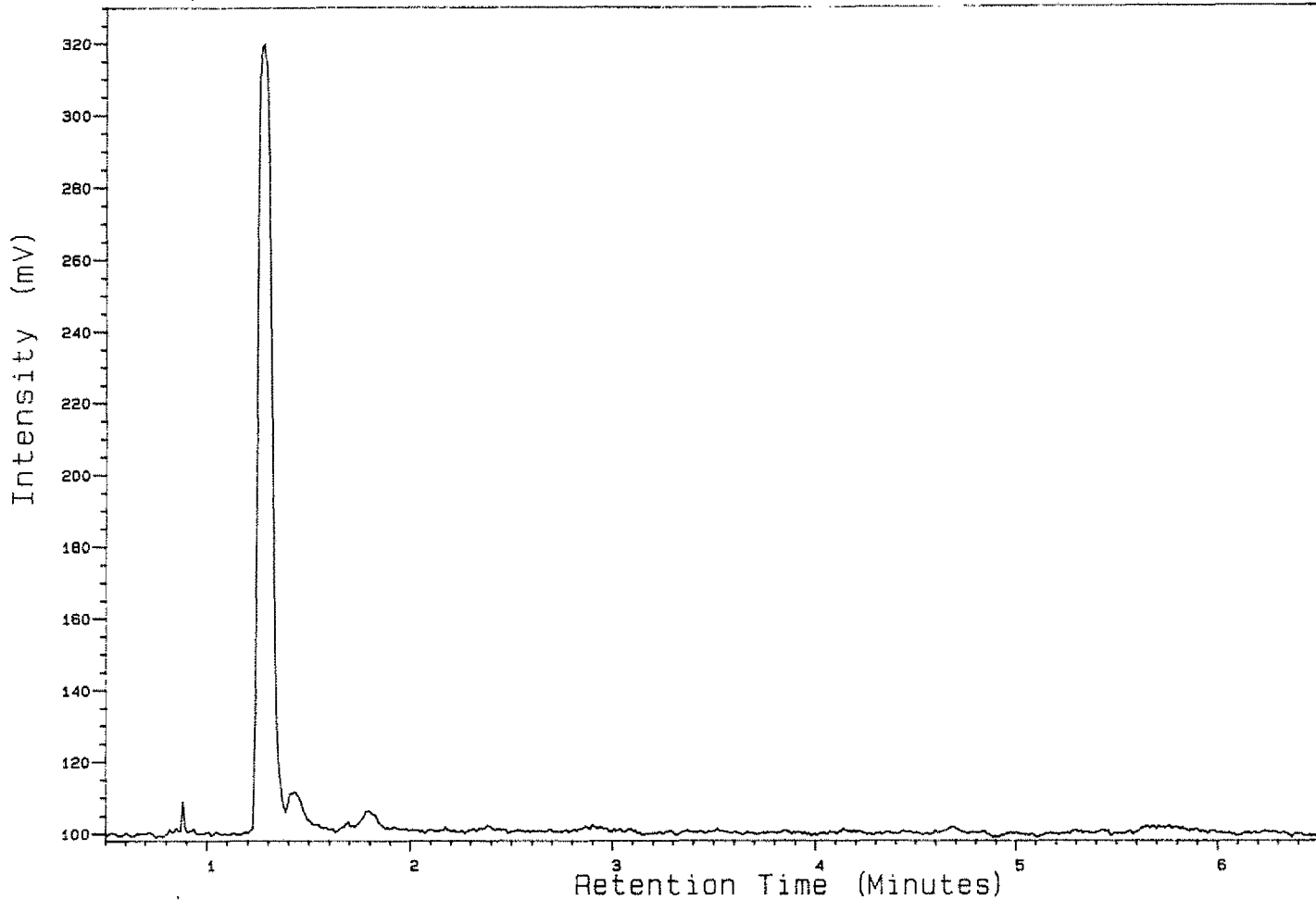


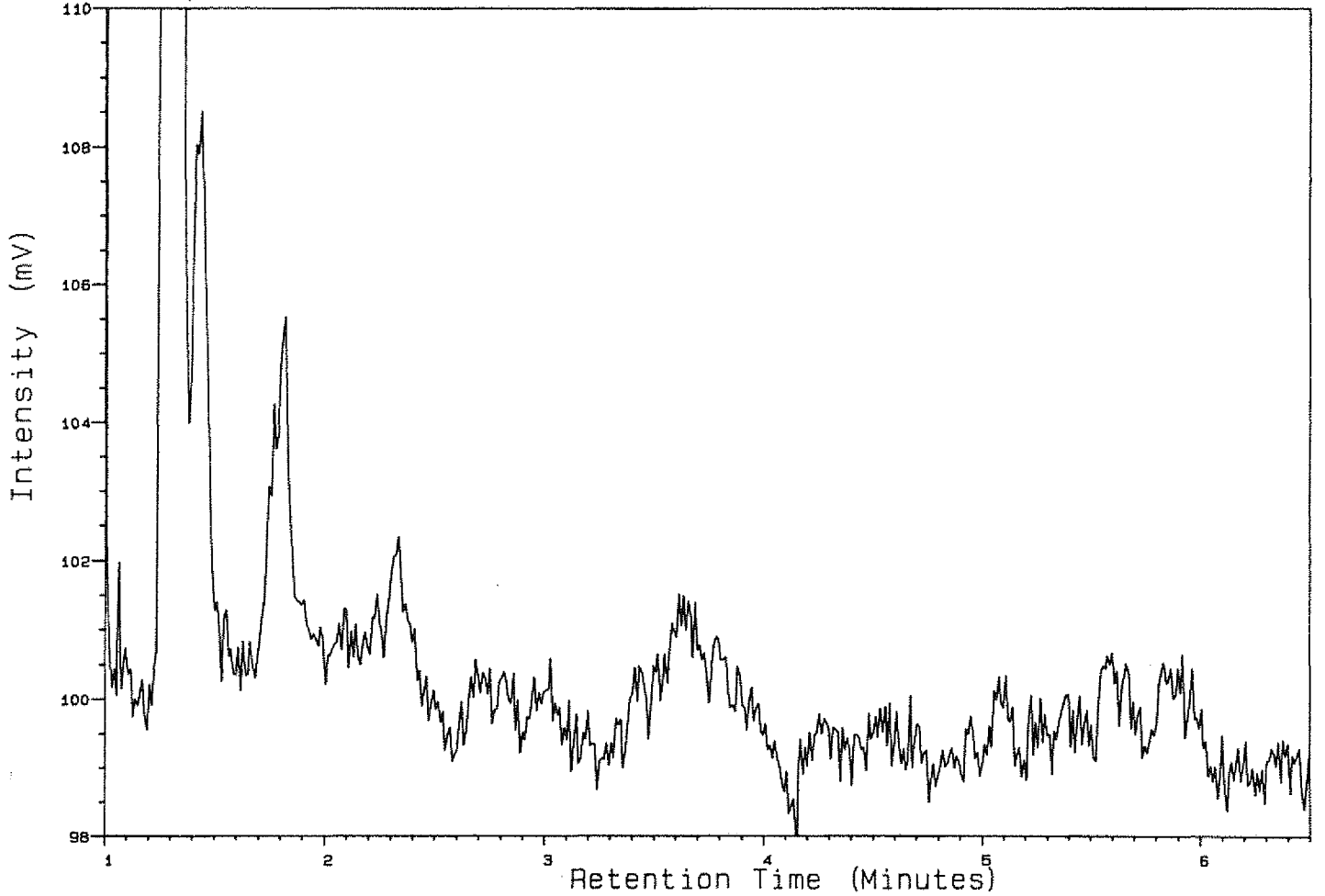
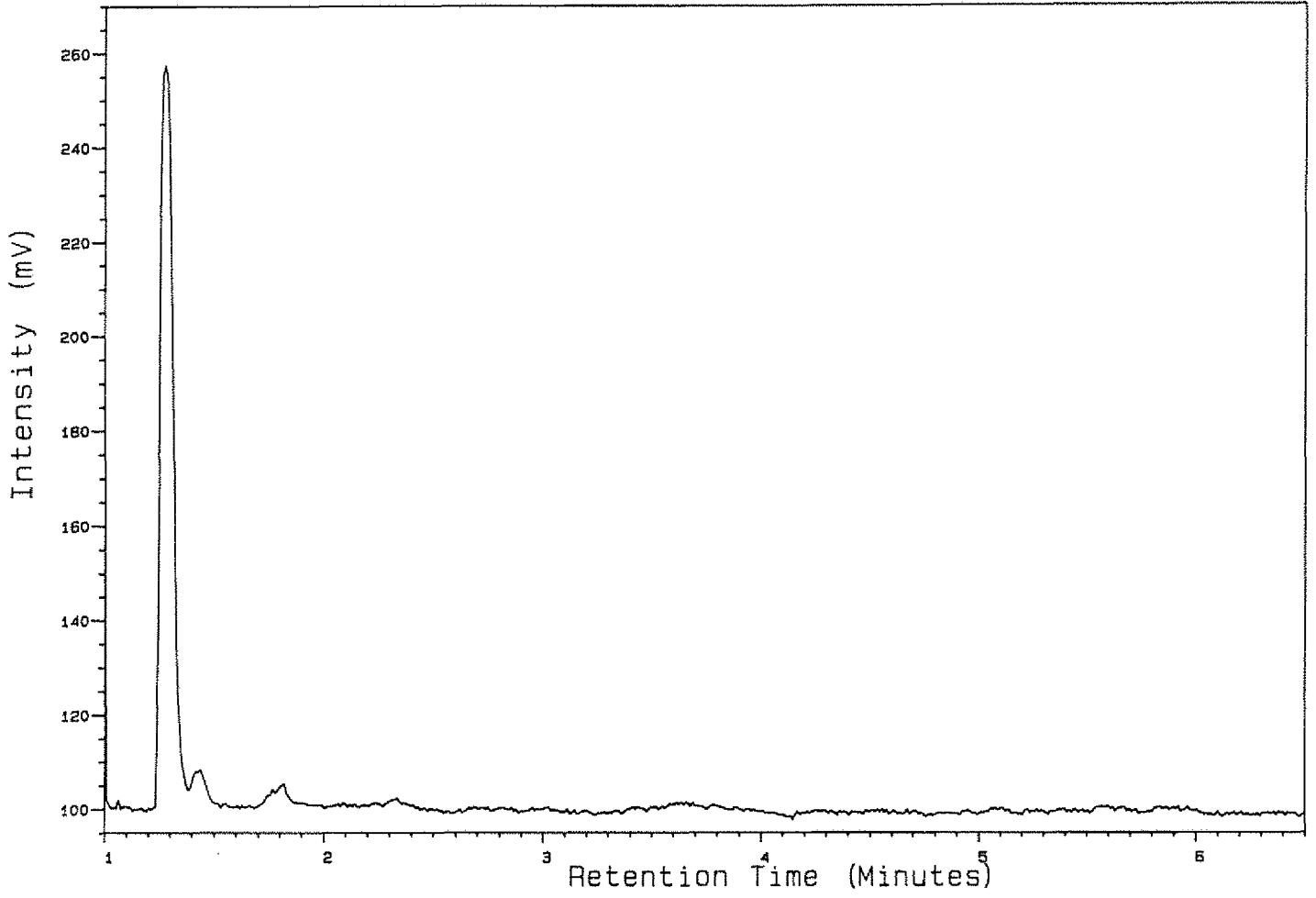
Analysis 21GAS2

2, 6, 1

34/10-21 3351.60





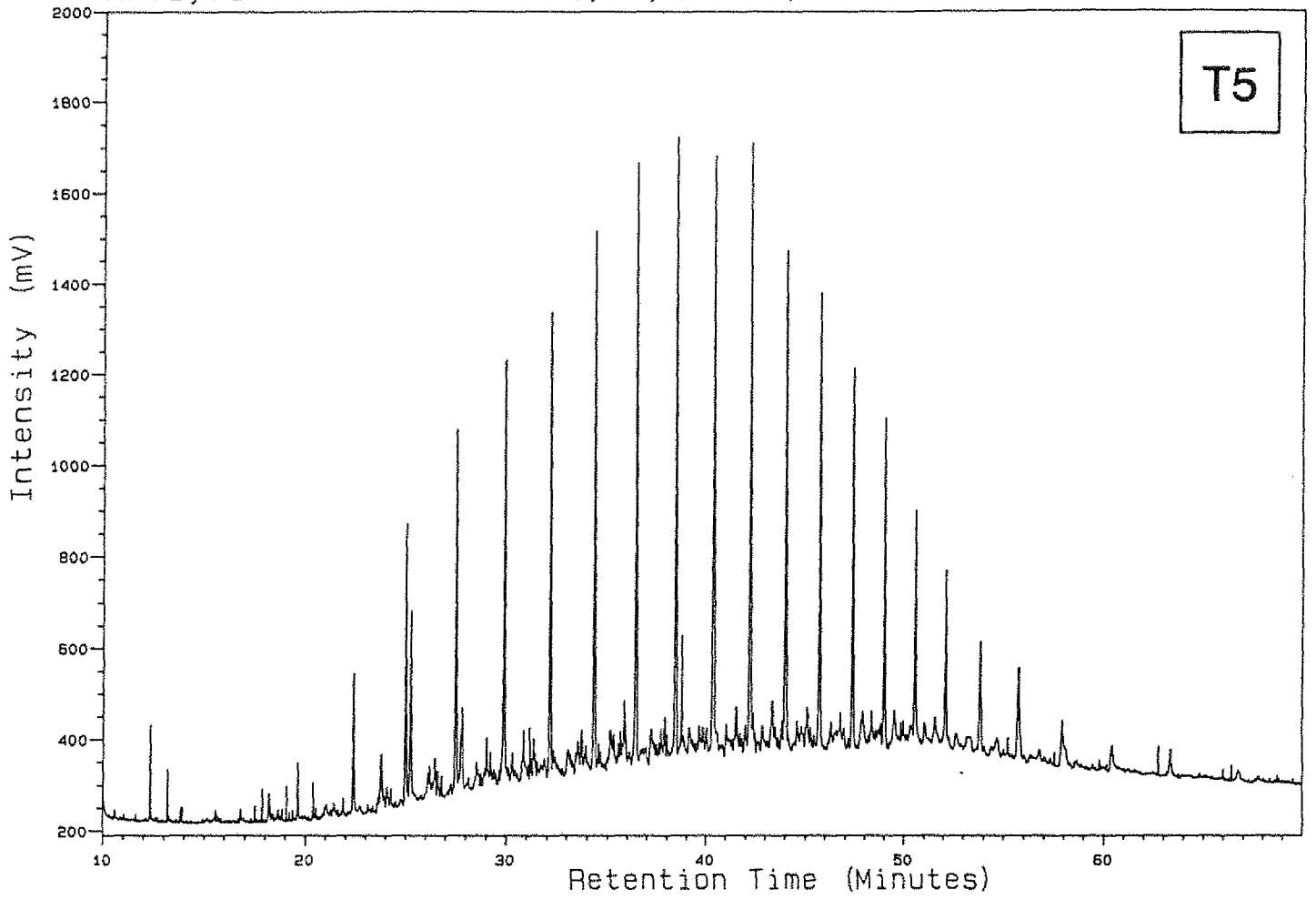


**GC-FID kromatogrammer
av kjerneekstrakter**

Analysis KJERSTI1

1, 19, 1

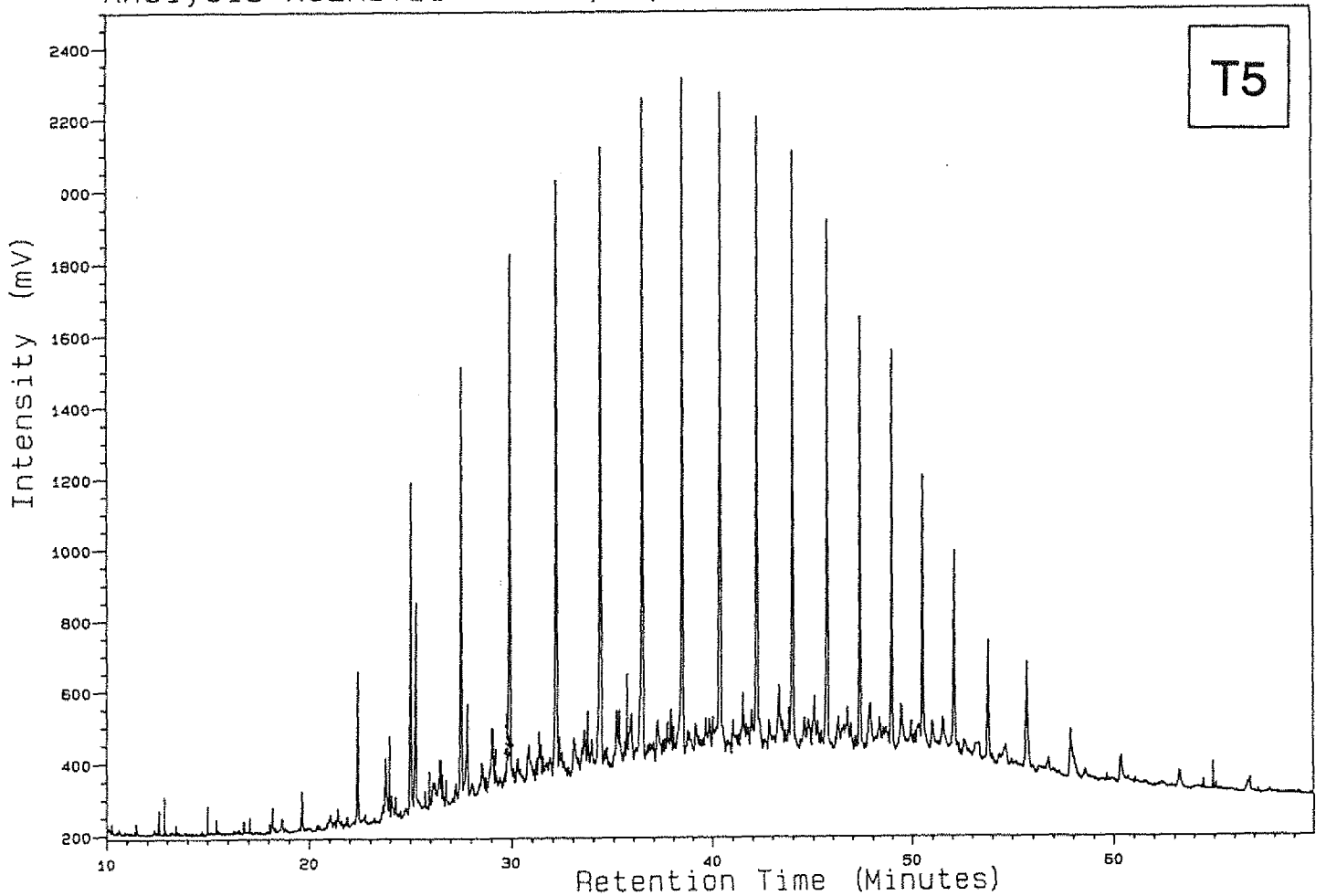
34/10-21 3289.00 TXT



Analysis KJERSTI1

1, 20, 1

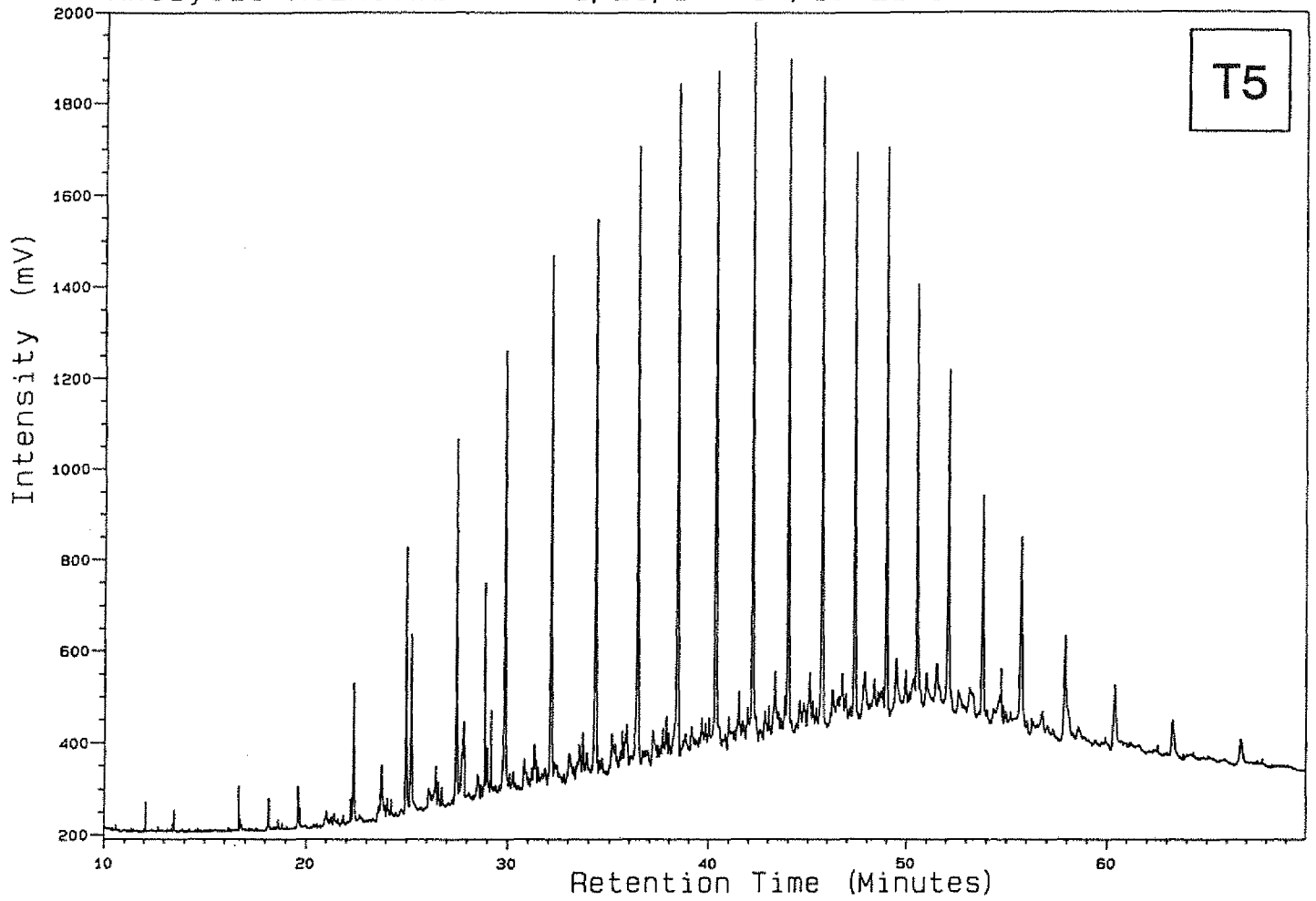
34/10-21 3292.50 TXT



Analysis KJERSTI1

1, 26, 1

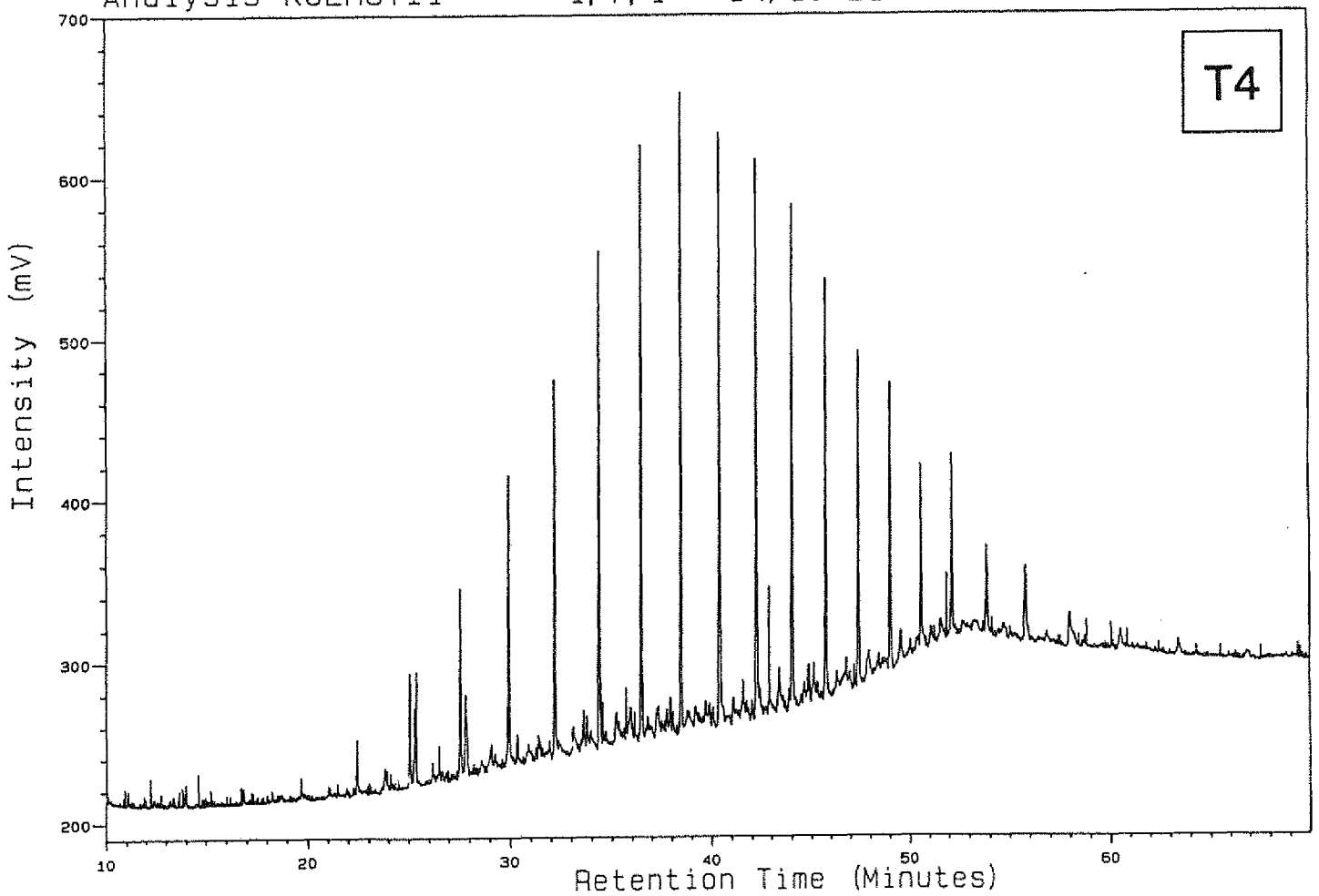
34/10-21 3297.40 TXT

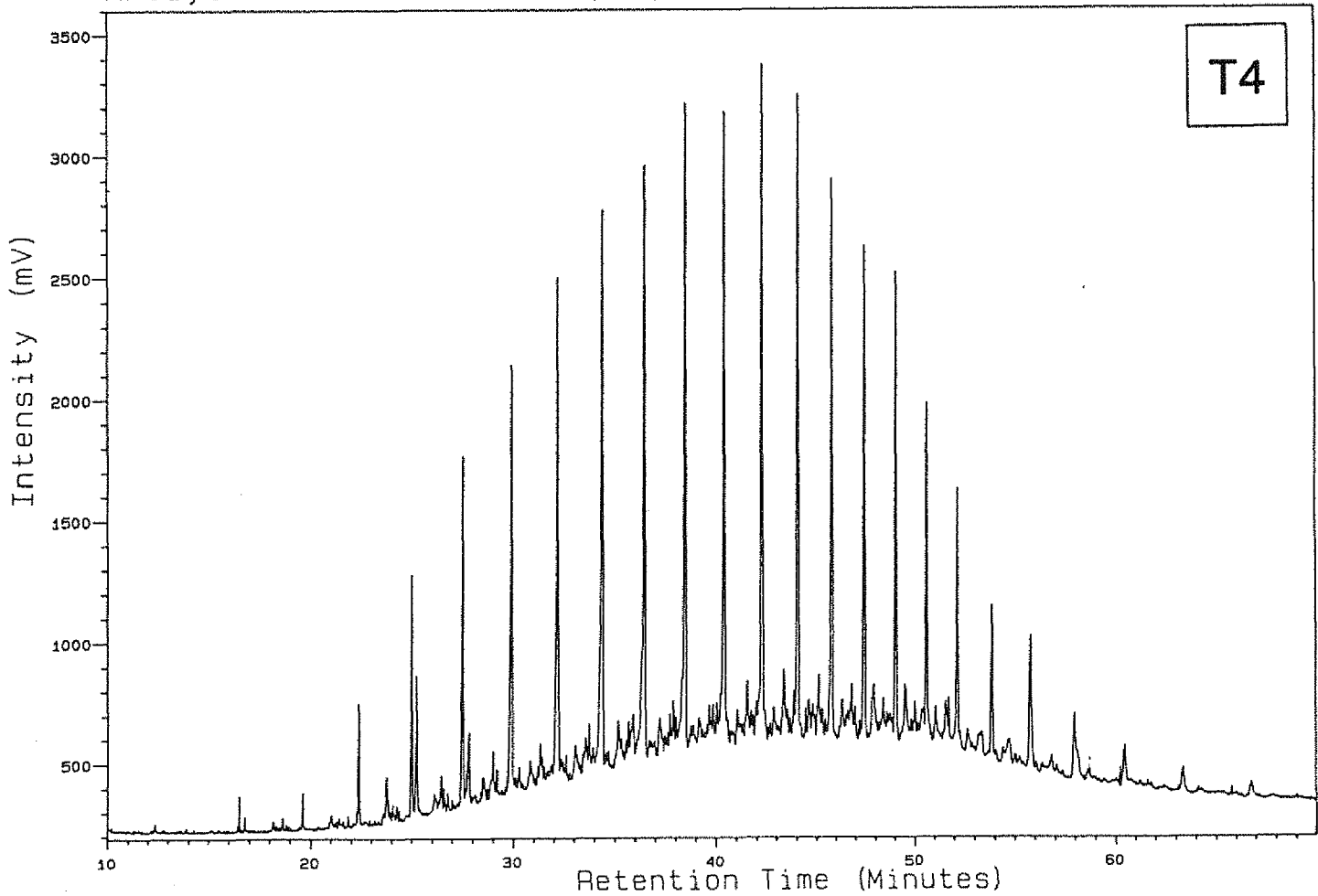
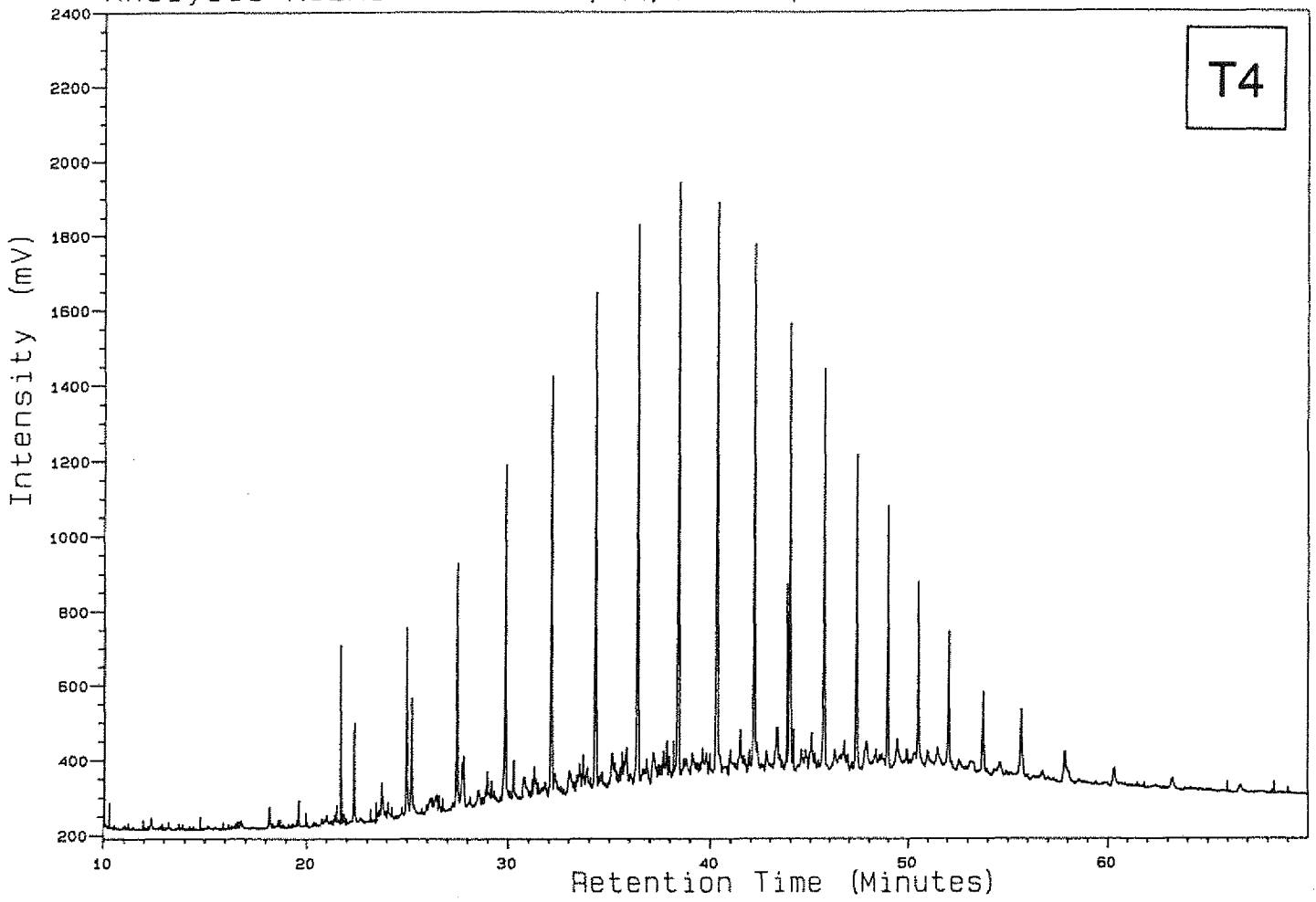


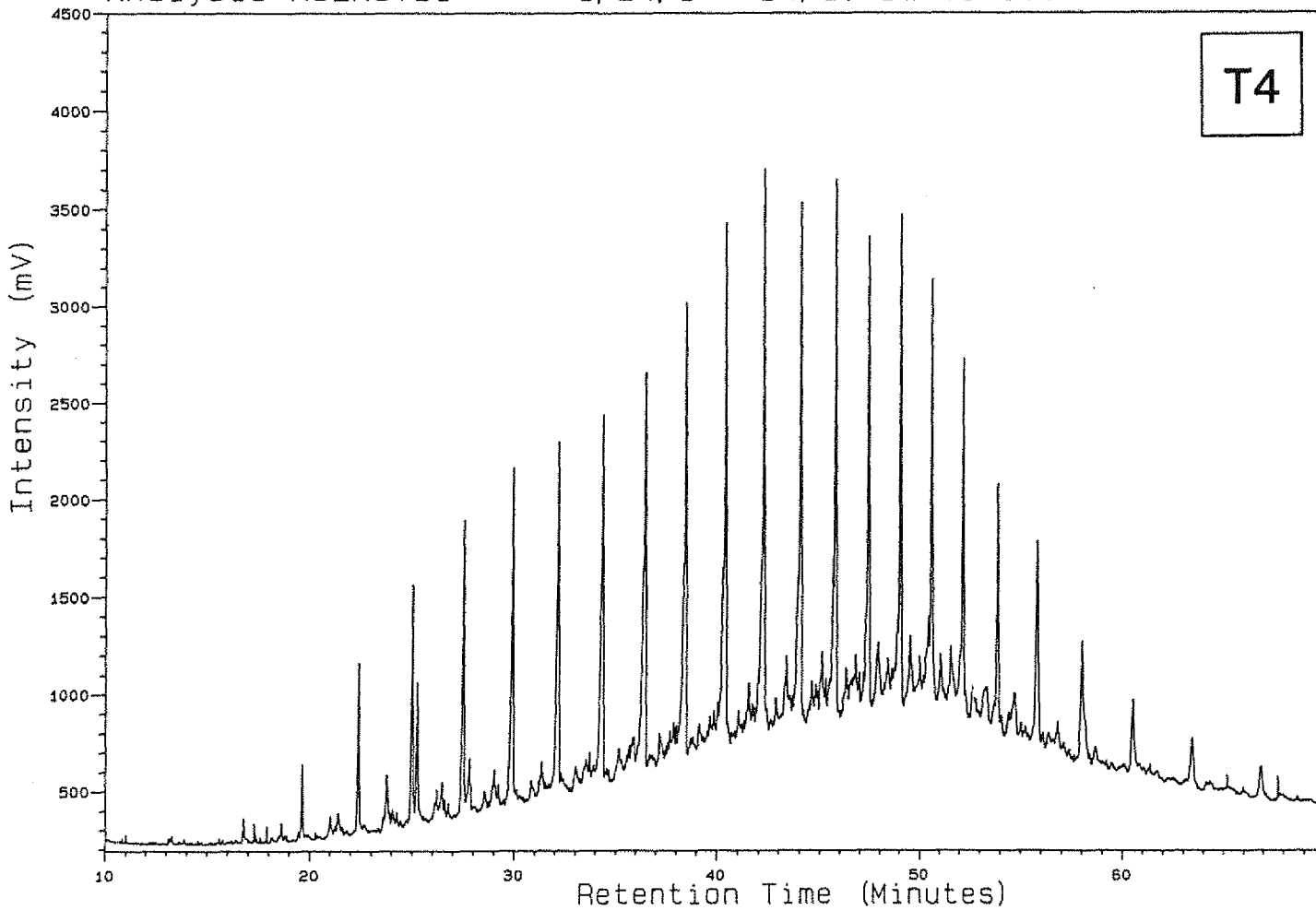
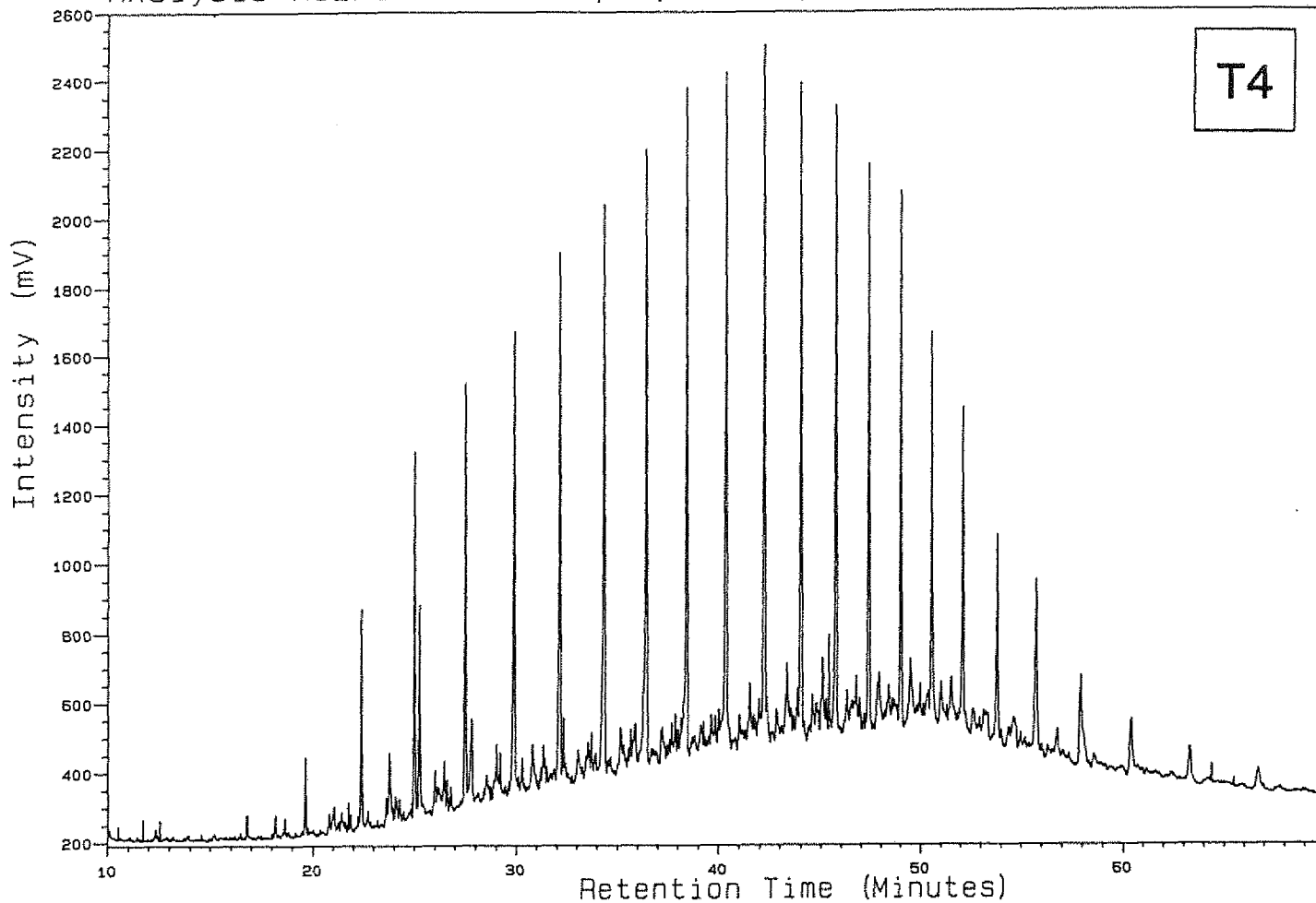
Analysis KJERSTI1

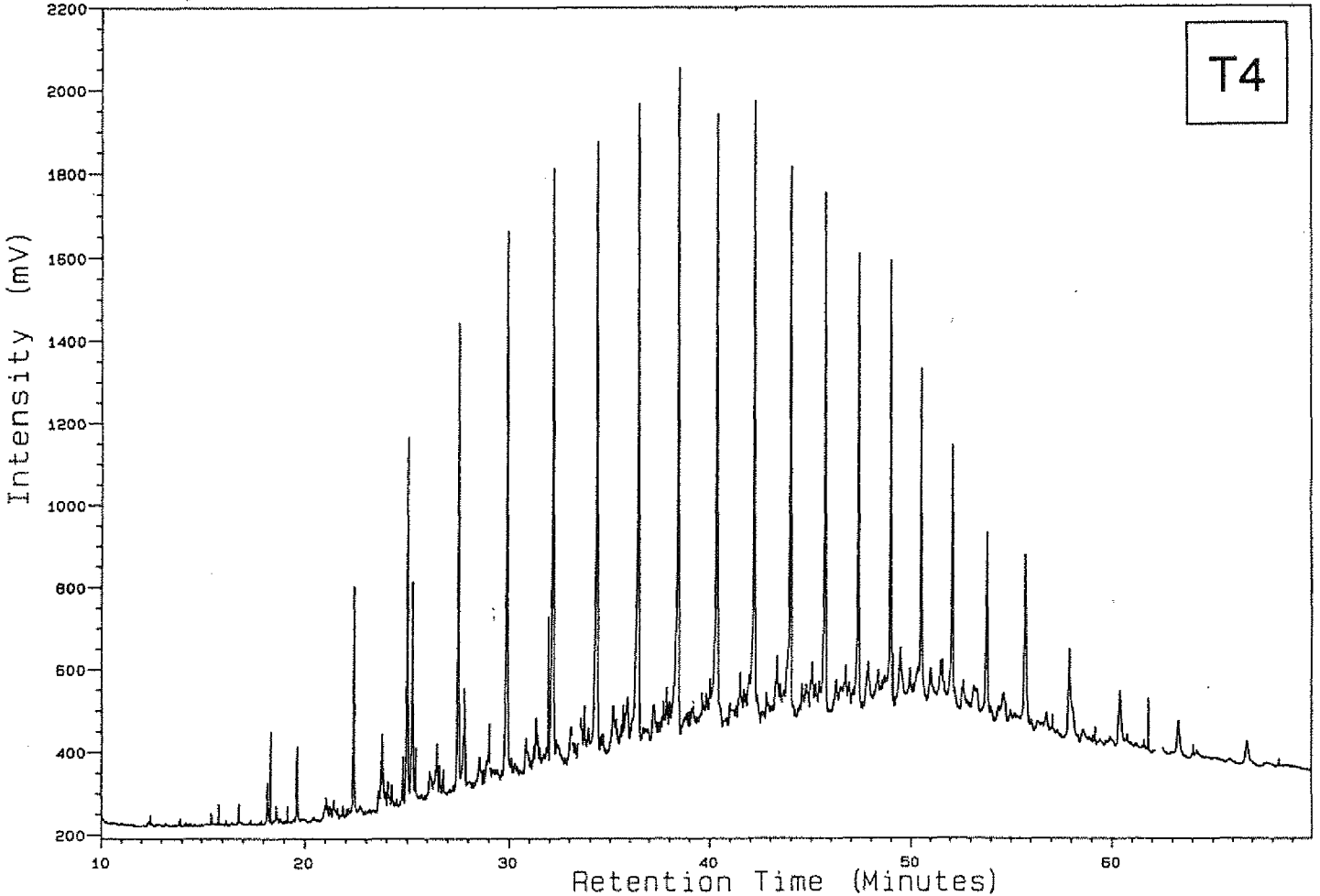
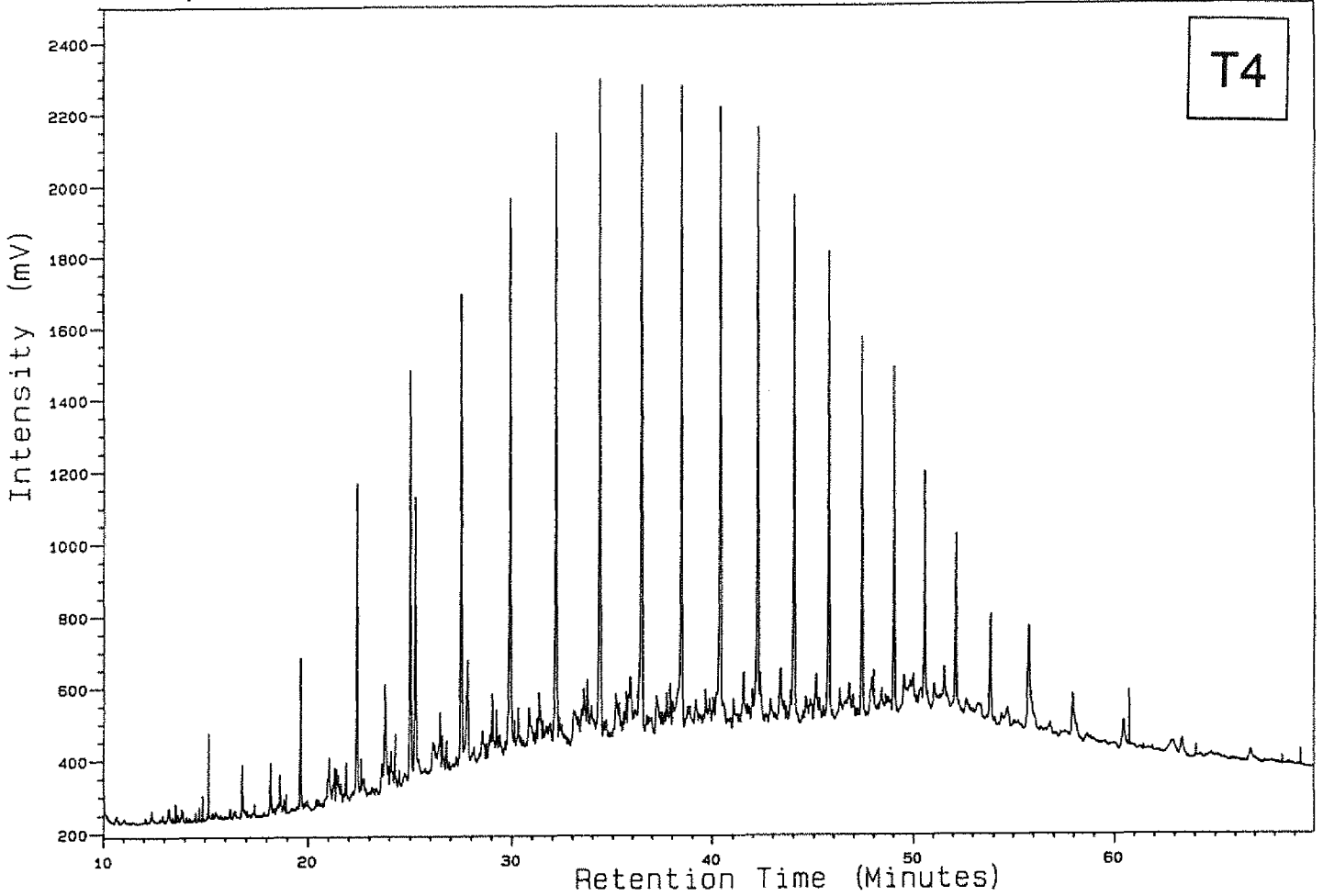
1, 7, 1

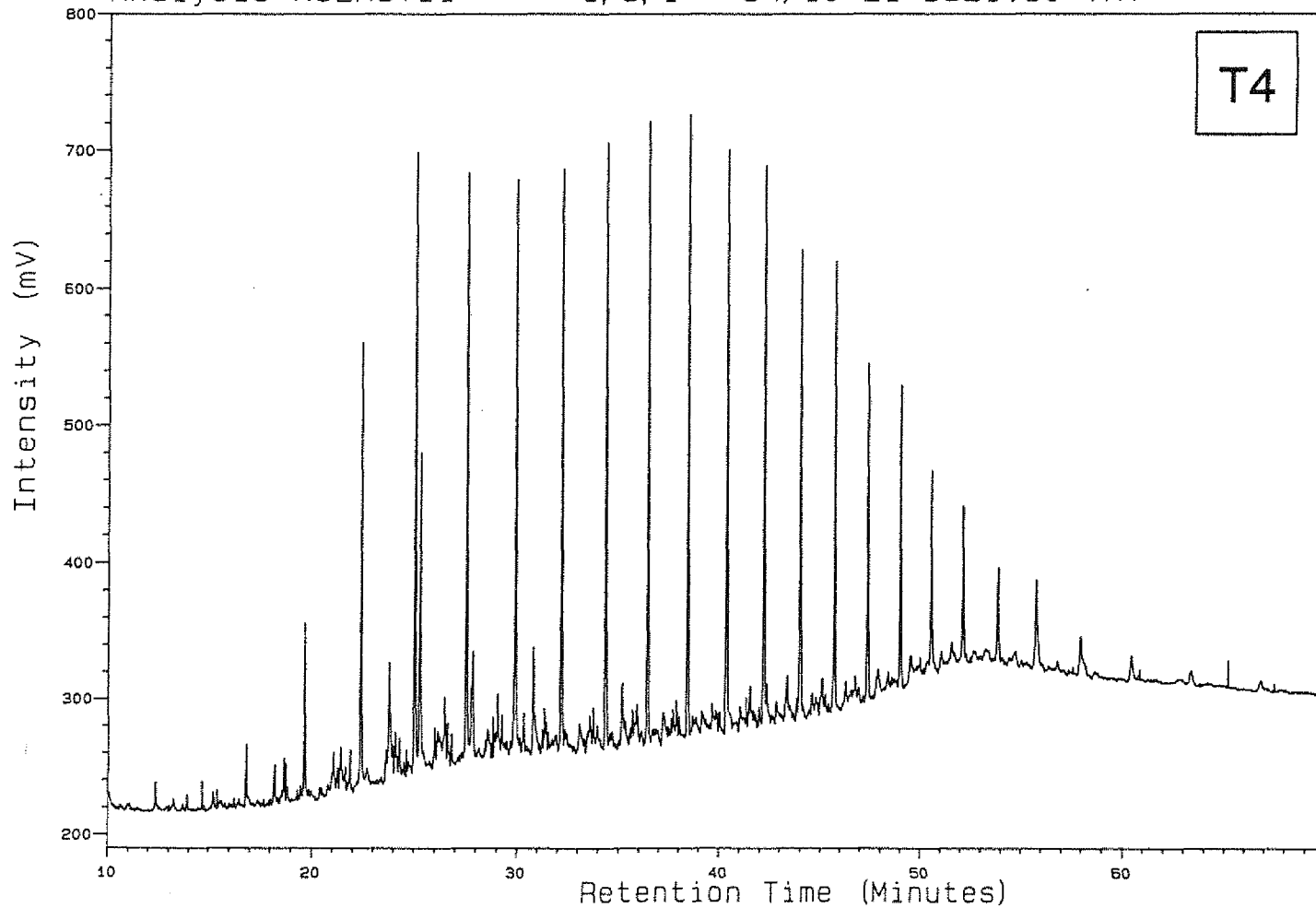
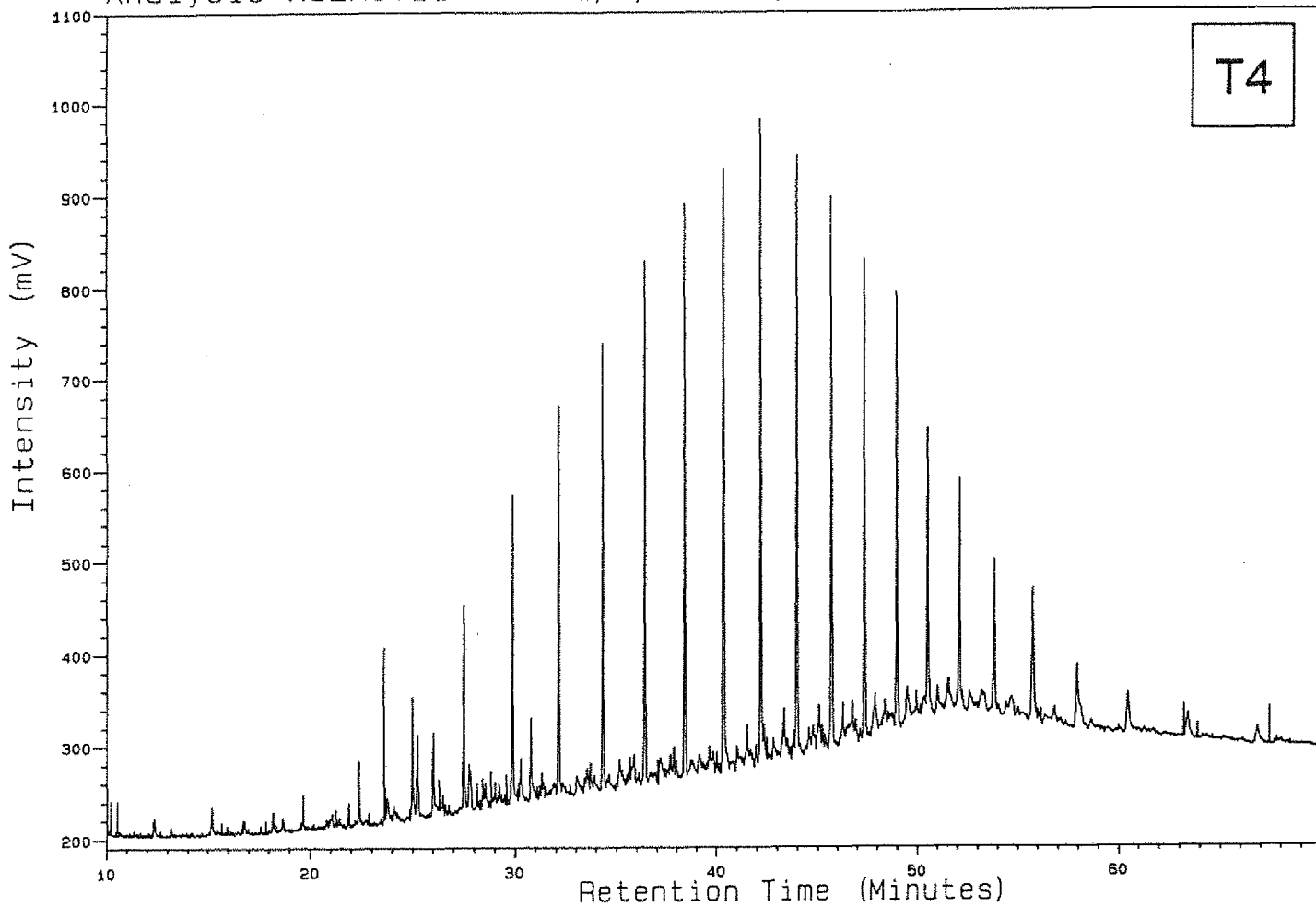
34/10-21 3300.50 TXT







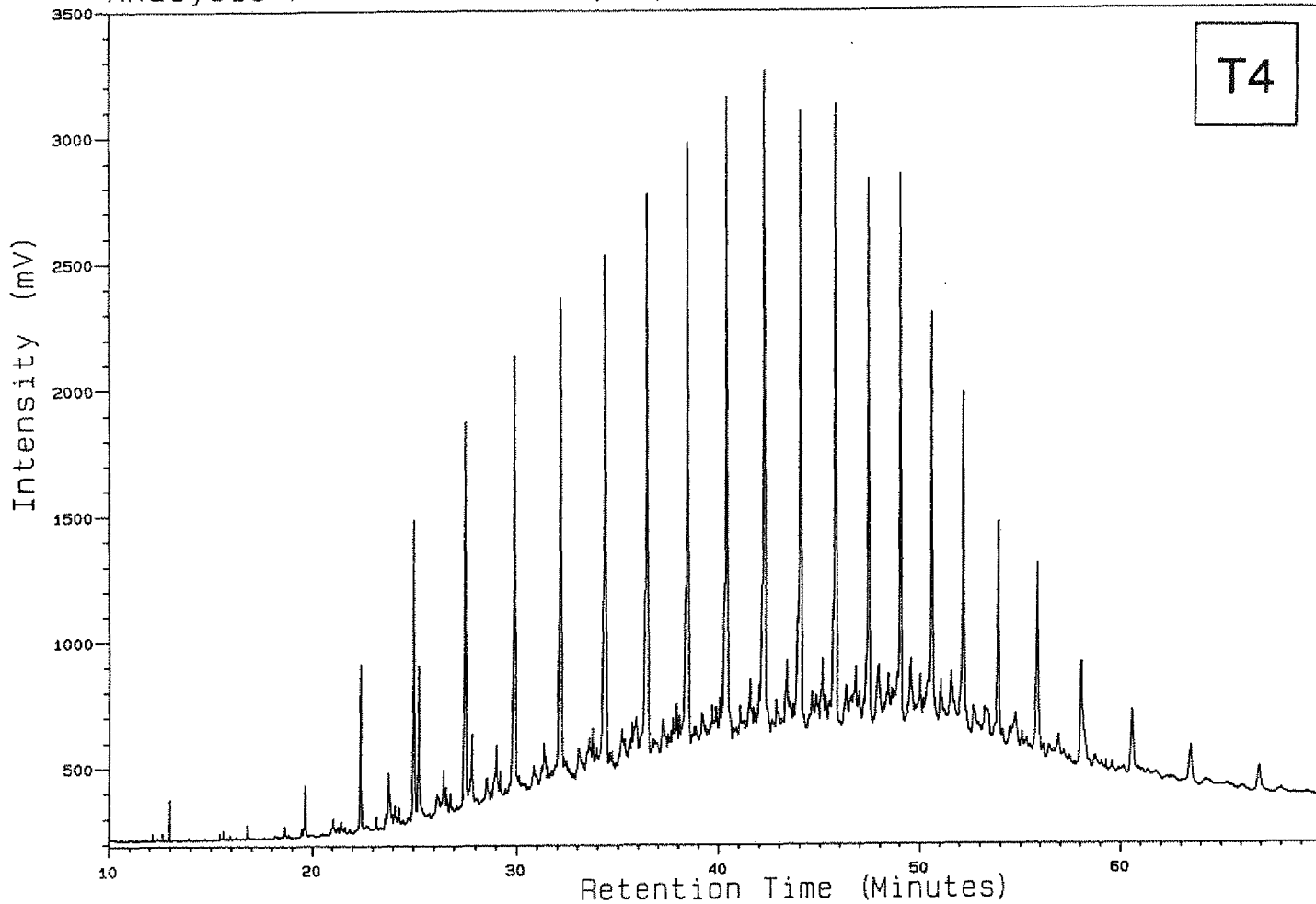




Analysis KJERSTI1

1, 10, 1

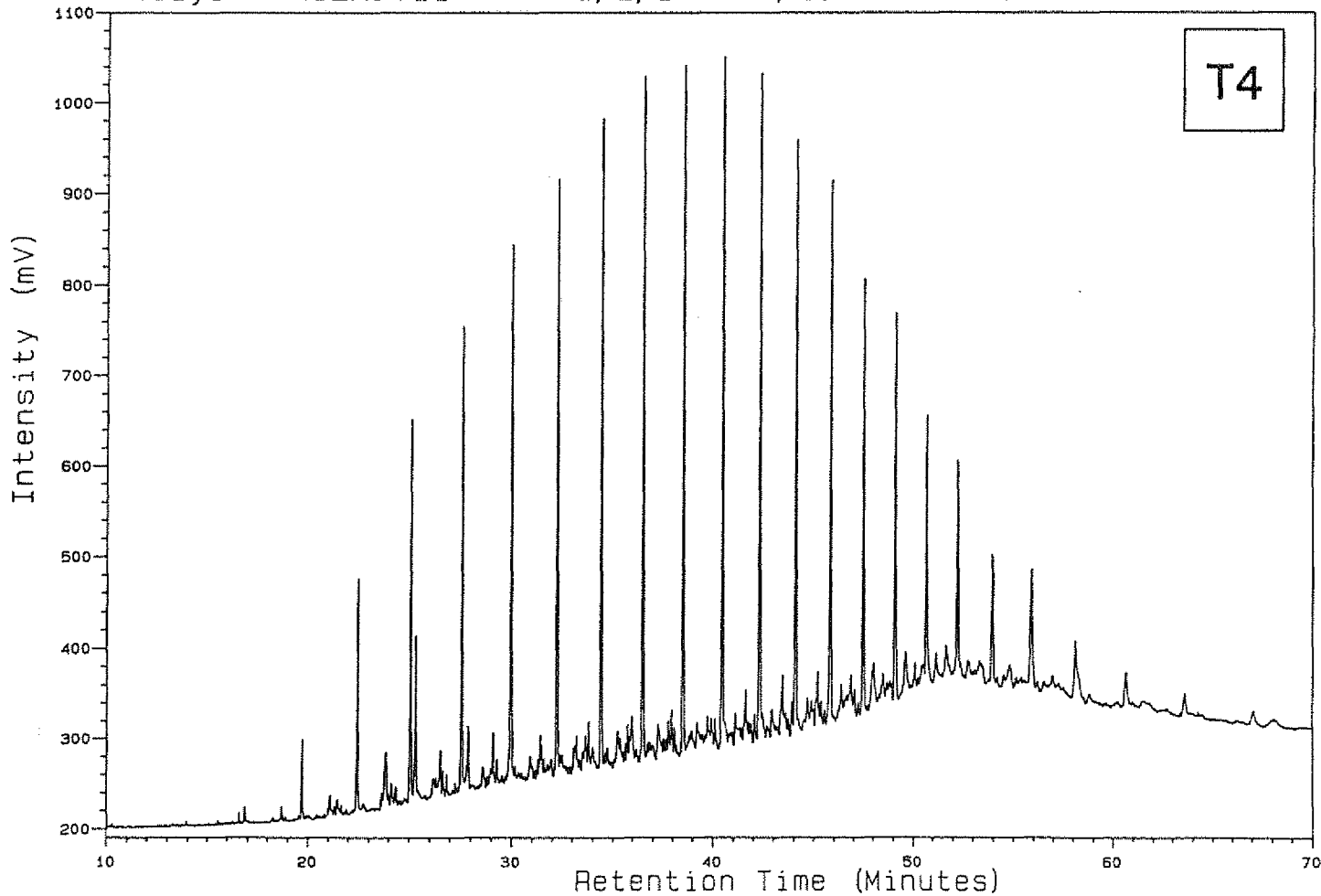
34/10-21 3322.40 TXT

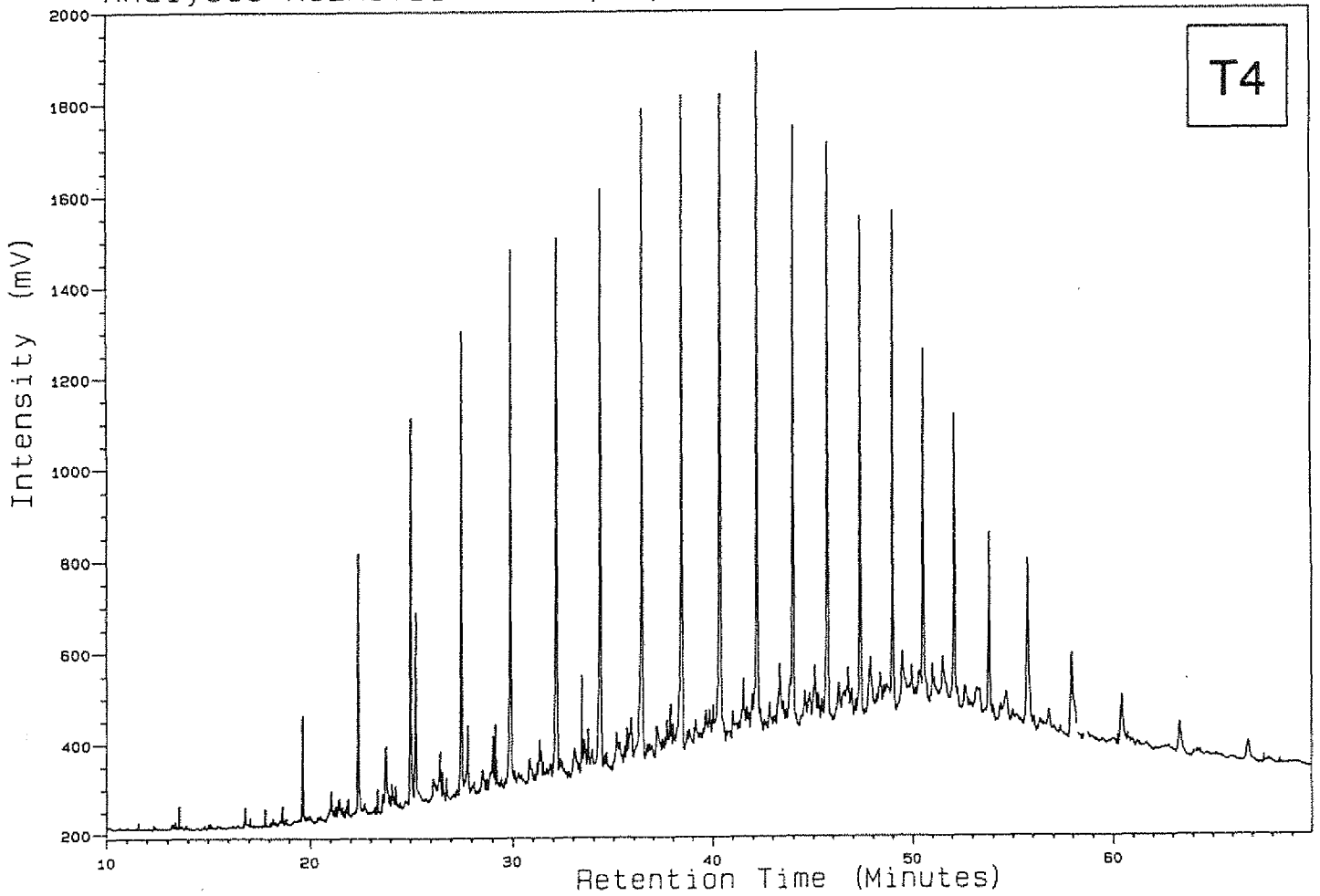
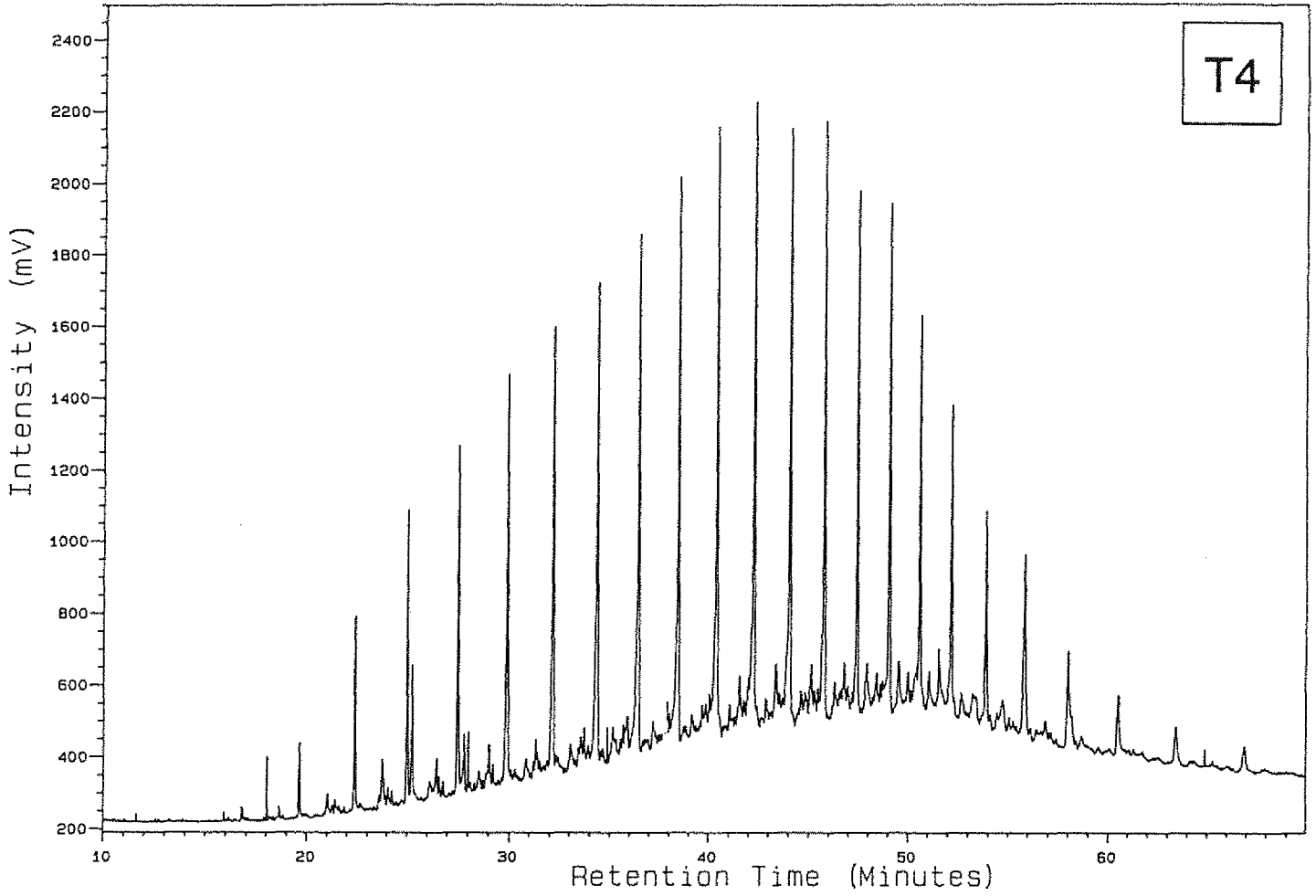


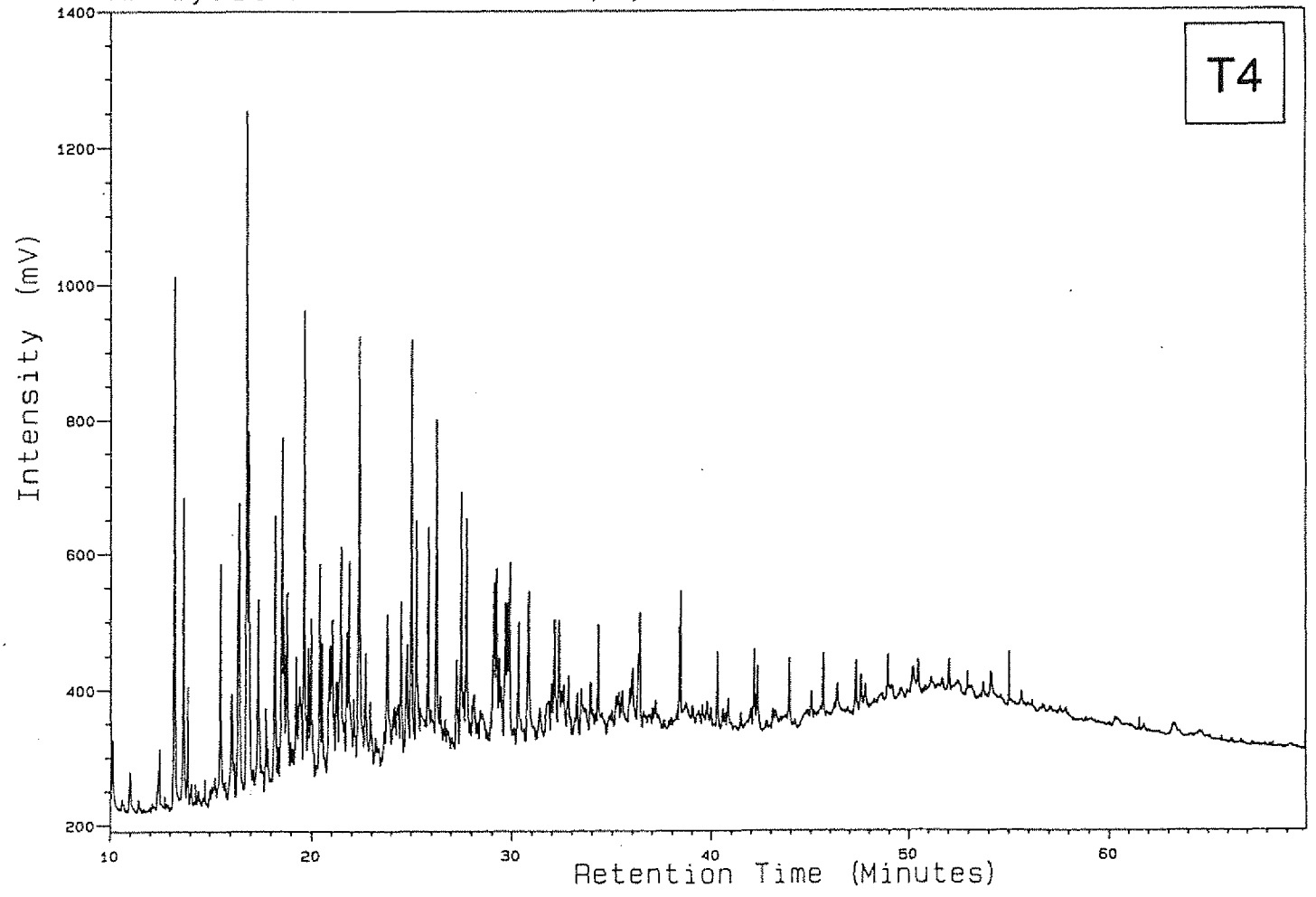
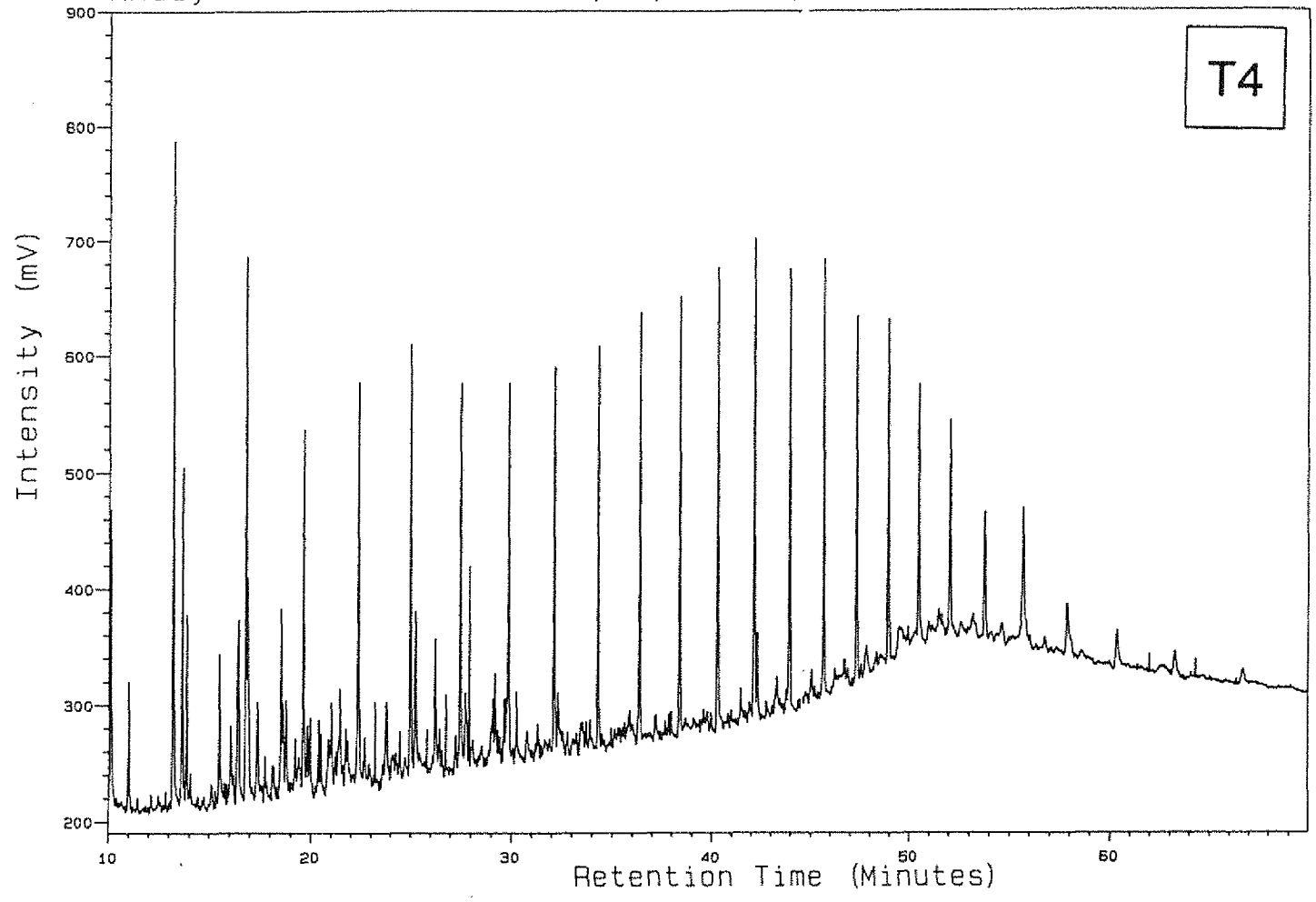
Analysis KJERSTI1

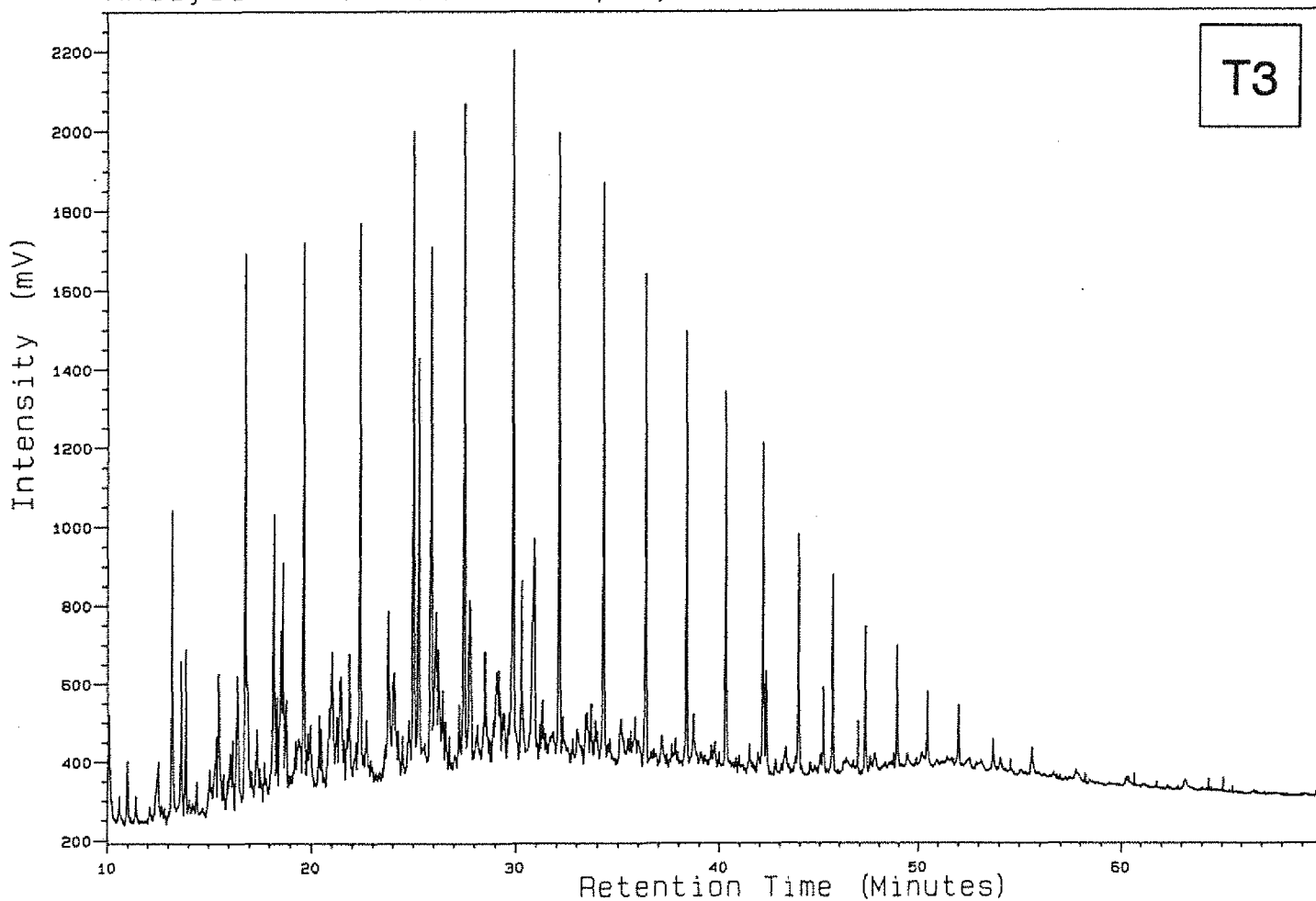
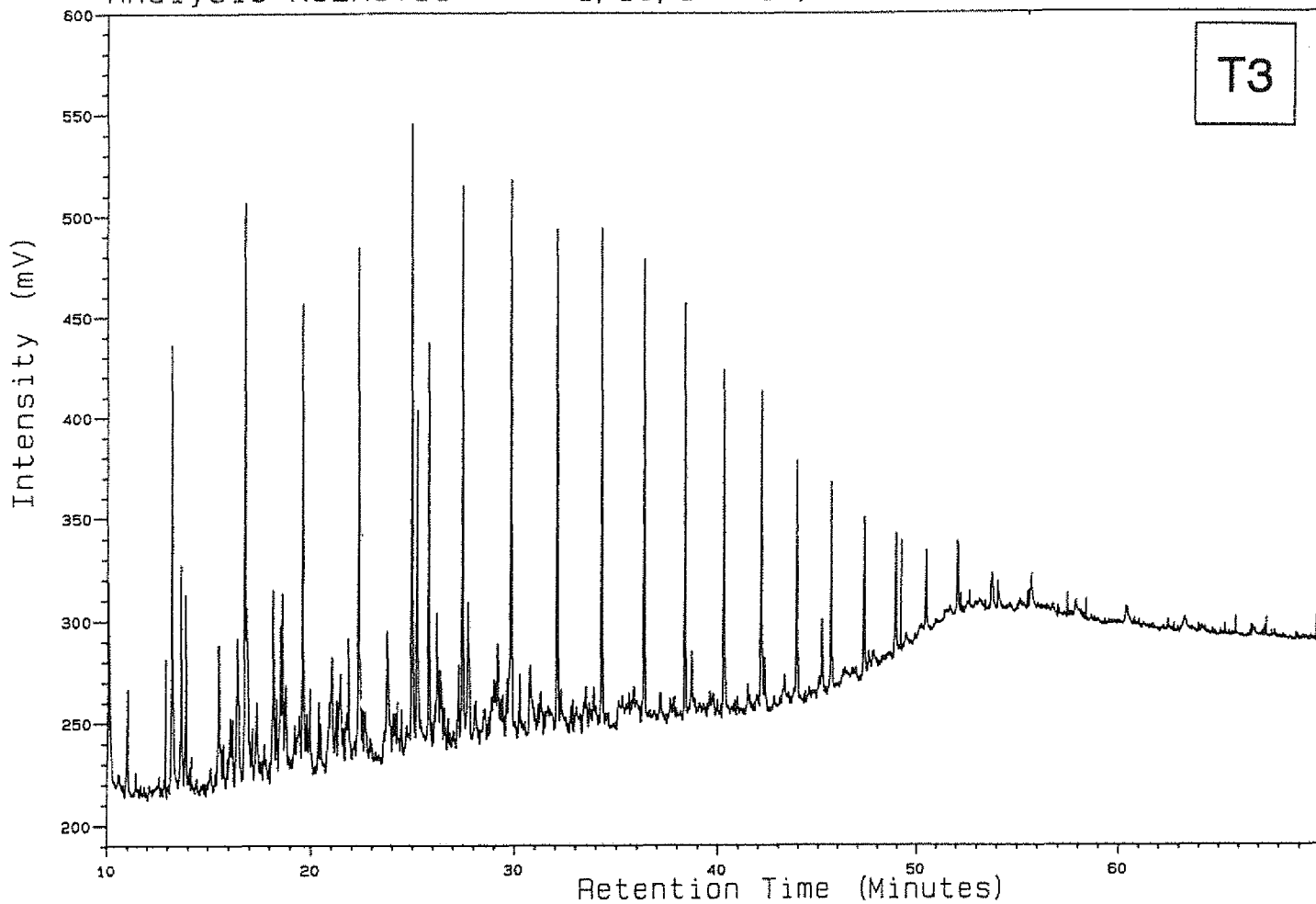
1, 2, 1

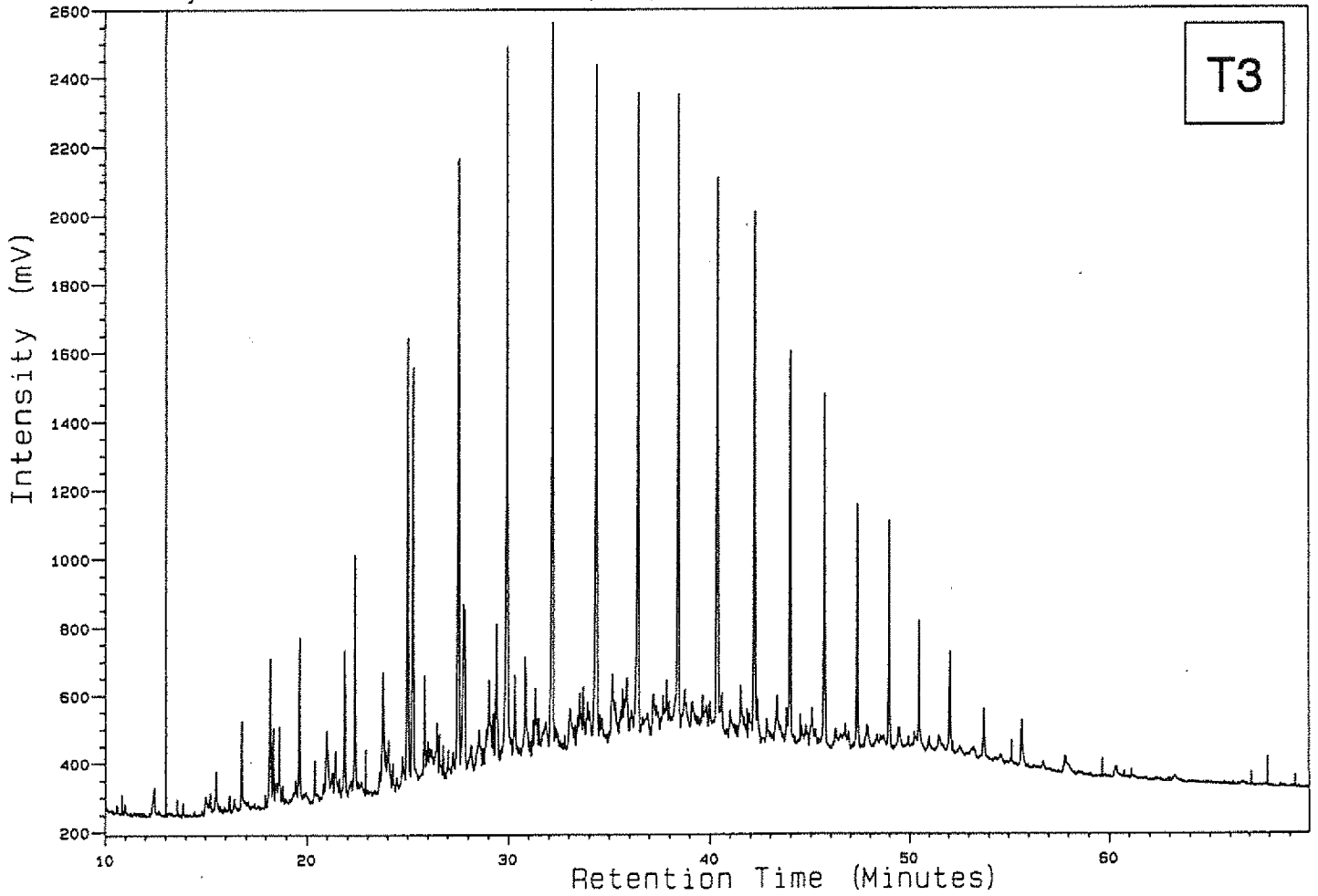
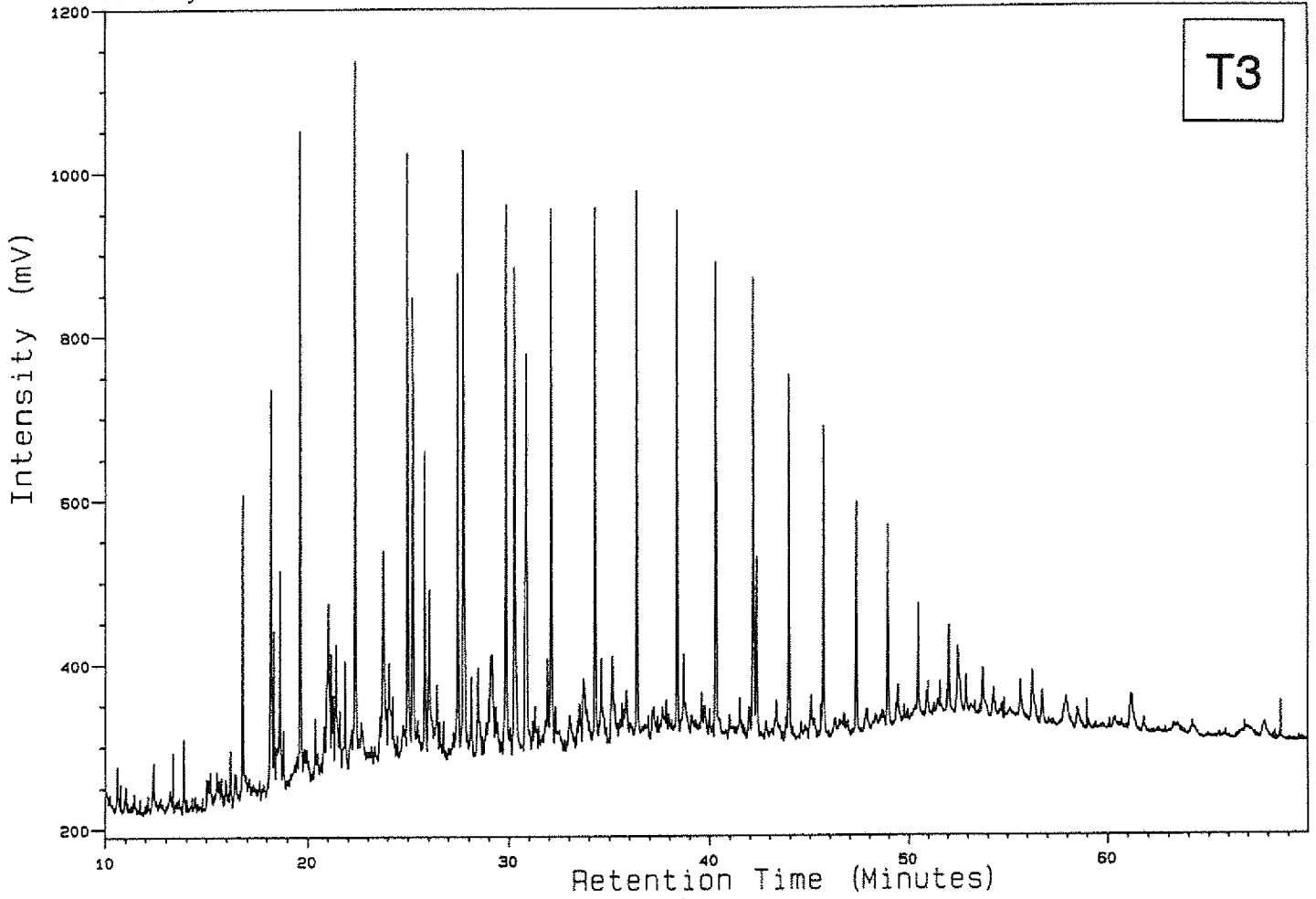
34/10-21 3323.40 TXT

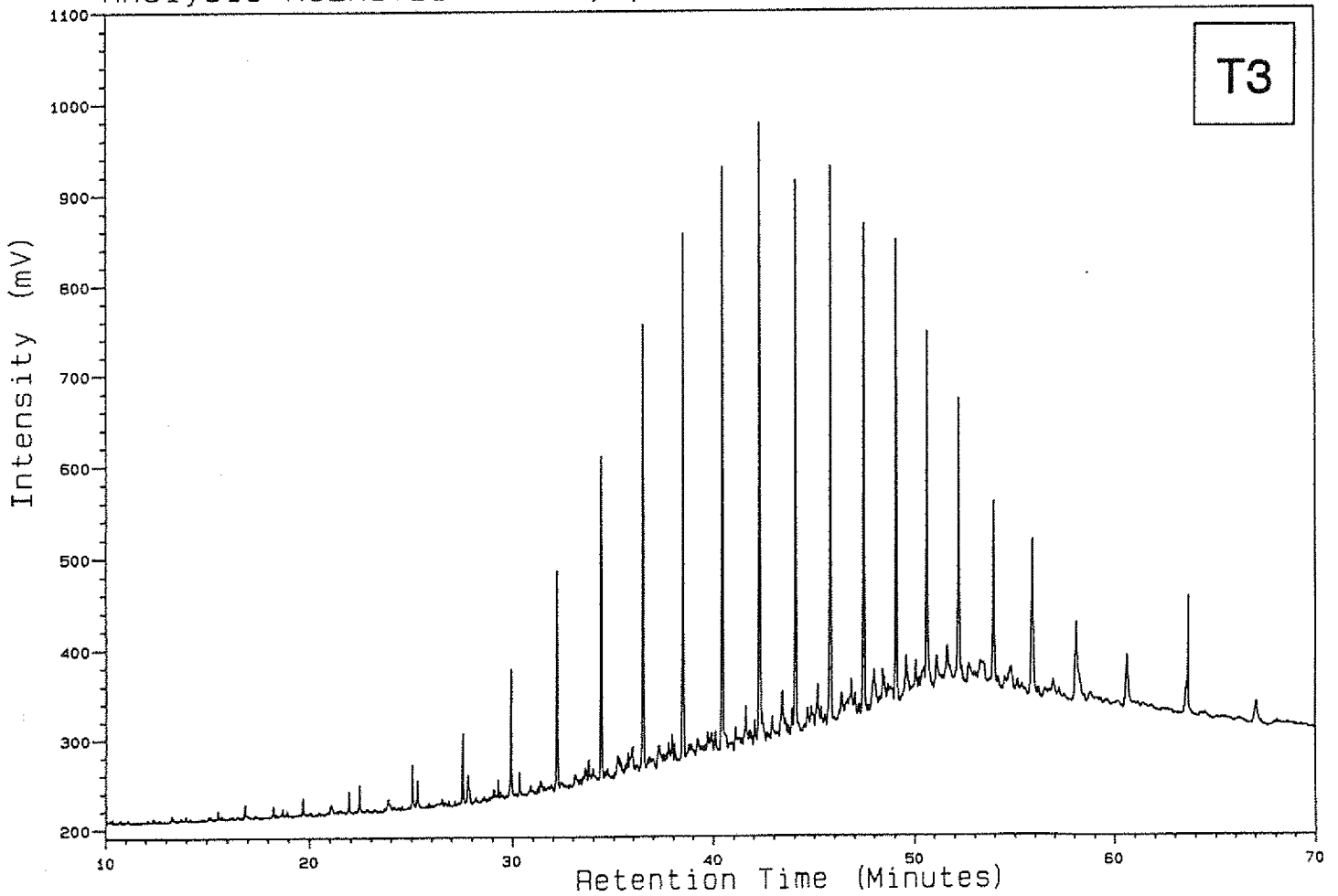
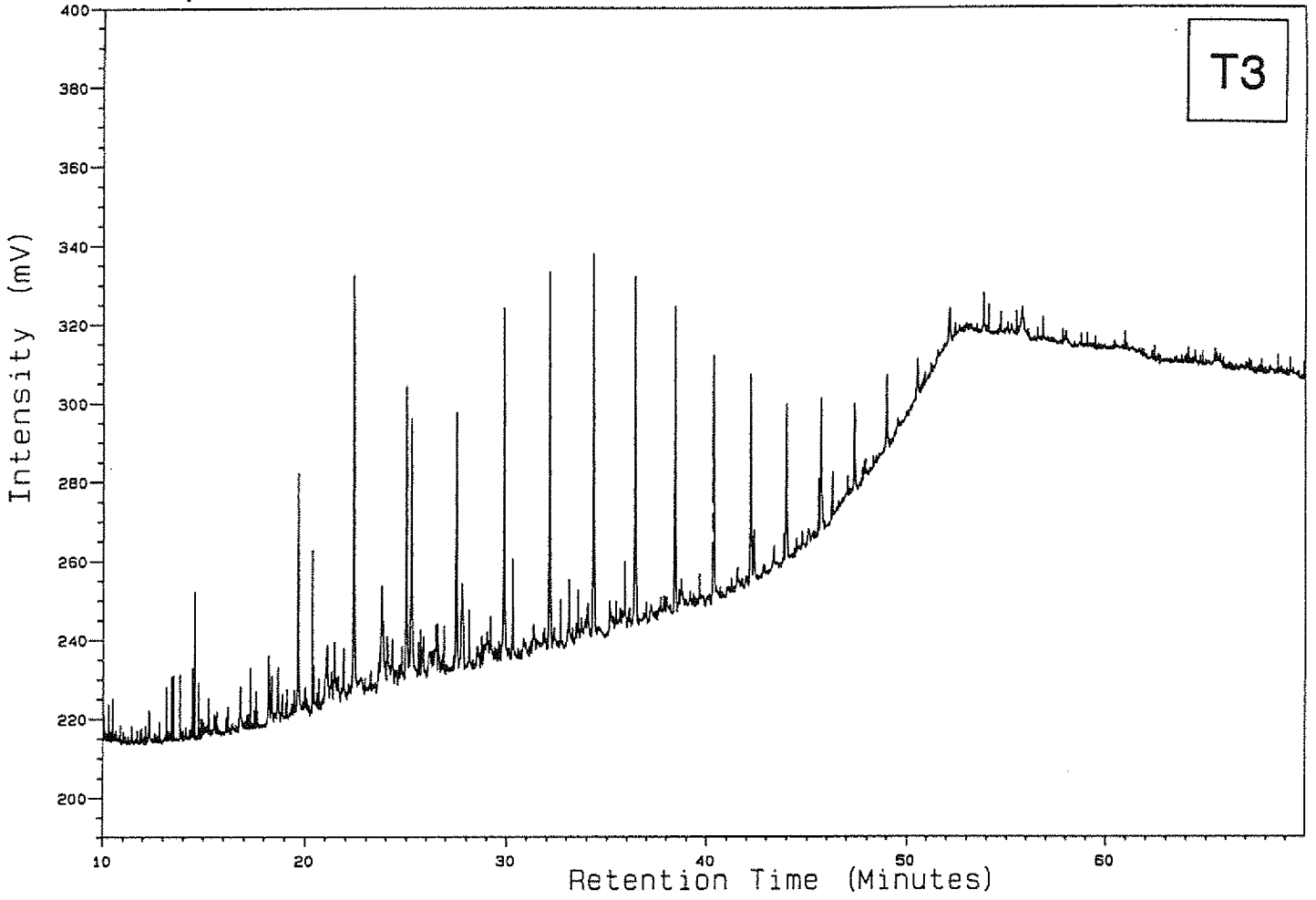


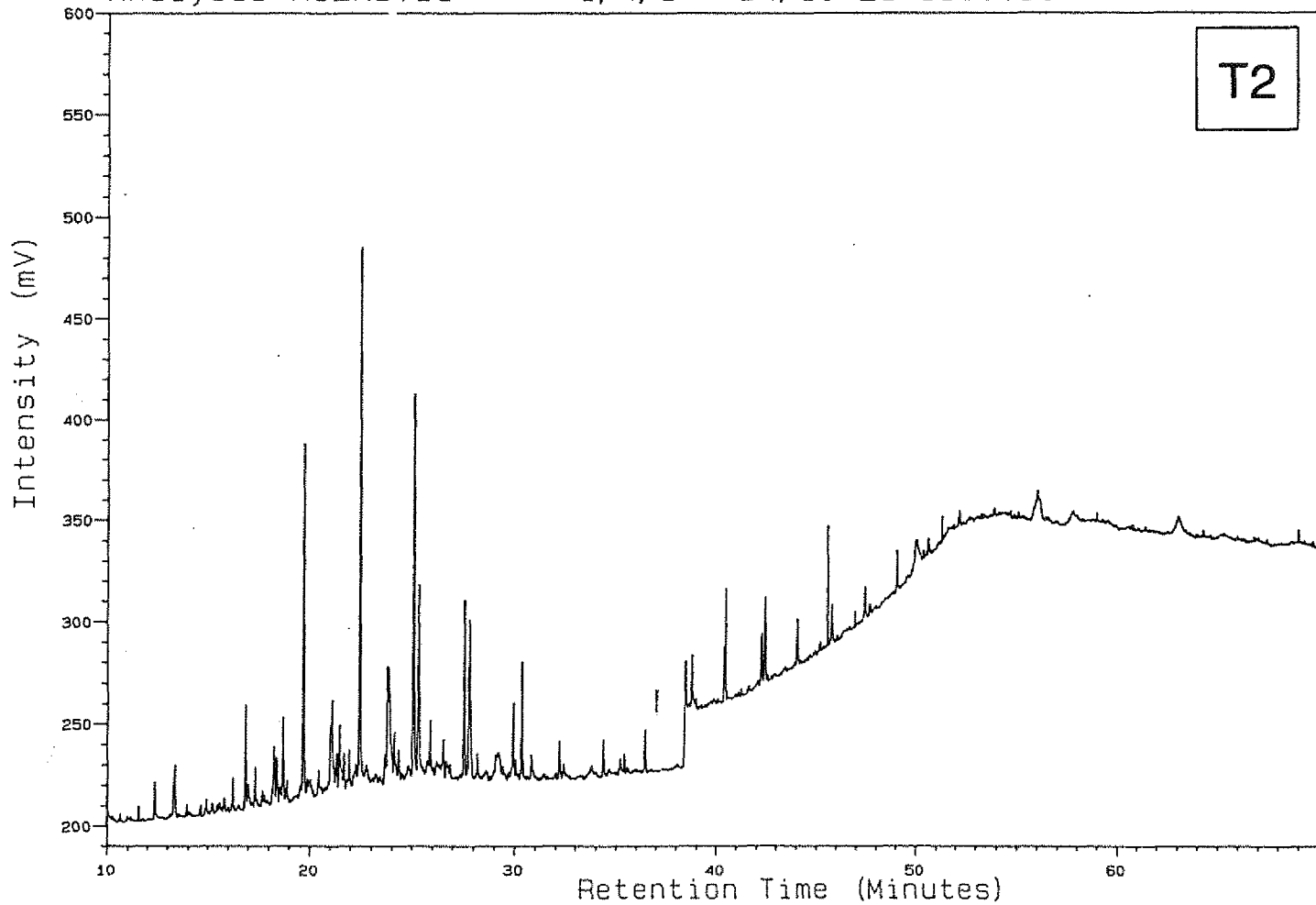
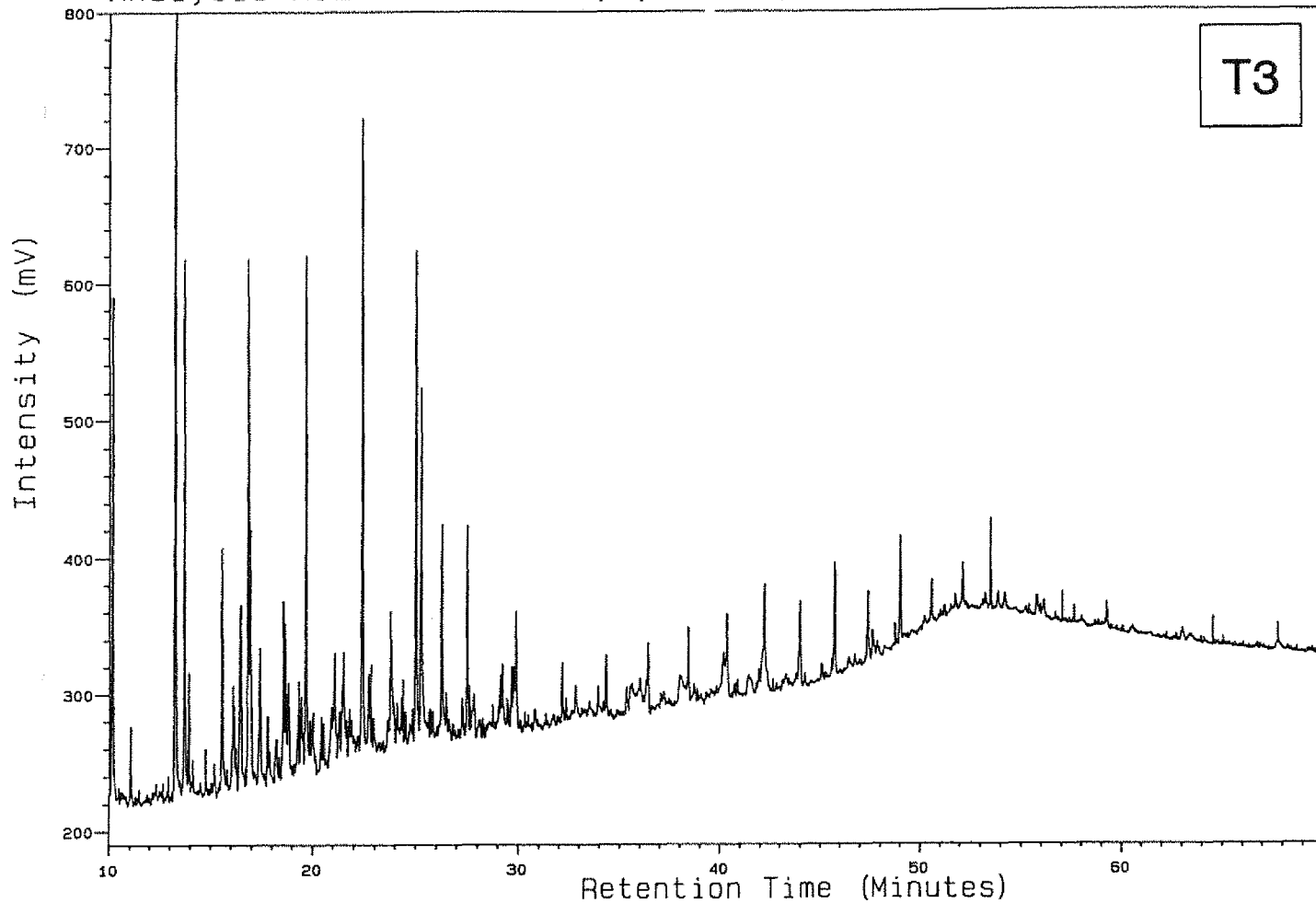


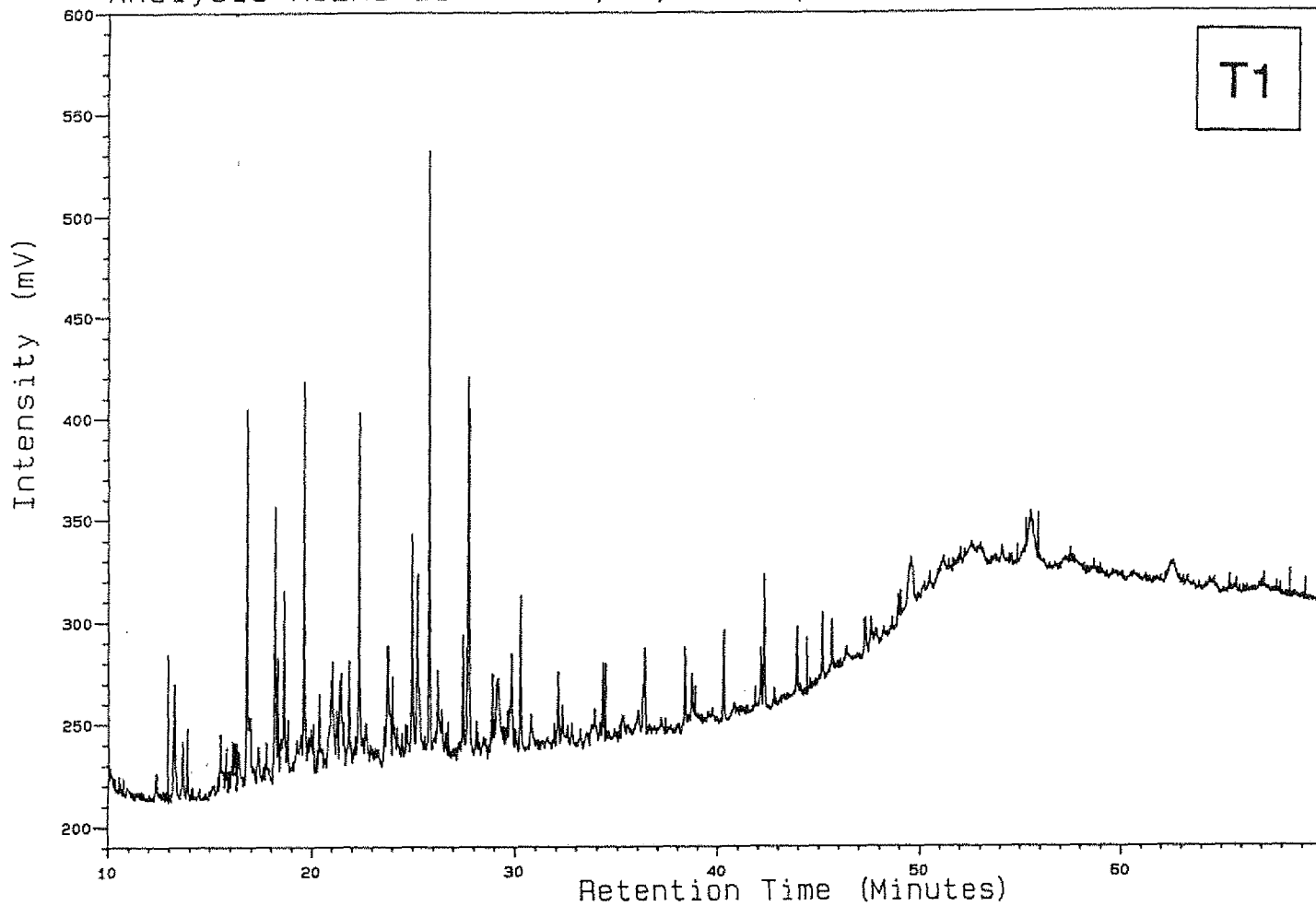












GC-MS ionekromatogrammer av
inneslutningsekstrakter (INC),
kjerneekstrakter (TXT) og drillstemtester
(DST)

Identifikasjon av biomarkører

Mass Fragmentograms representing Terpanes

(M/Z 163, 177, 191, 205, 370, 384, 398, 412 and 426)

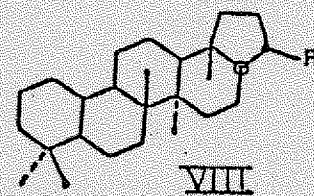
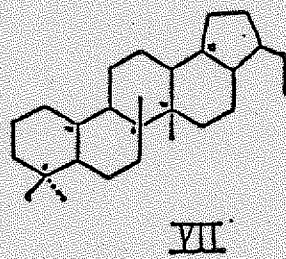
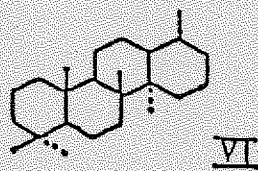
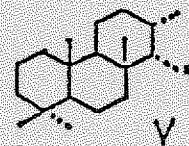
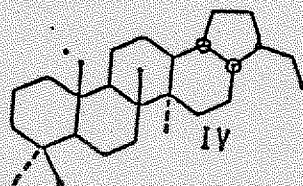
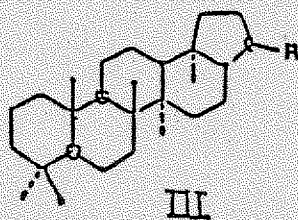
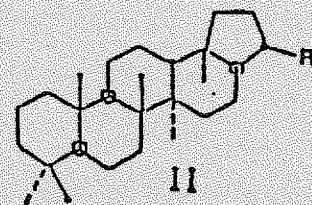
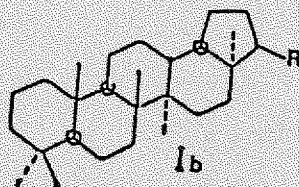
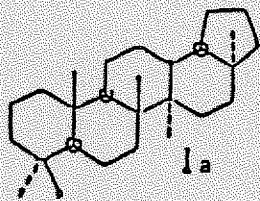
Peak Identification

(α and β refer to hydrogen atoms at C-17 and C-21 respectively unless indicated otherwise)

A.	18 α trisnorneohopane (Ts)	$C_{27}H_{44}$	(Ia)
B.	17 α trisnorhopane (Tm)	$C_{27}H_{46}$	(II, R=H)
Z.	Bisnorhopane	$C_{28}H_{48}$	(IV)
Z ₁	Demethylated hopane	$C_{29}H_{50}$	(VIII, R=C ₂ H ₅)
C.	$\alpha\beta$ norhopane	$C_{29}H_{50}$	(II, R=C ₂ H ₅)
C ₁	Neohopane	$C_{29}H_{50}$	(Ib, R=C ₂ H ₅)
D.	$\beta\alpha$ norhopane <i>mormorethane</i>	$C_{29}H_{50}$	(III, R=C ₂ H ₅)
E.	$\alpha\beta$ hopane	$C_{30}H_{52}$	(II, R=i-C ₃ H ₇)
F.	$\beta\alpha$ hopane <i>mcurethane</i>	$C_{30}H_{52}$	(III, R=i-C ₃ H ₇)
G.	22S $\alpha\beta$ homohopane	$C_{31}H_{54}$	(II, R=i-C ₄ H ₉)
H.	22R $\alpha\beta$ homohopane	$C_{31}H_{54}$	(II, R=i-C ₄ H ₉)
I.	$\beta\alpha$ homohopane	$C_{31}H_{54}$	(III, R=i-C ₄ H ₉)
J.	22S $\alpha\beta$ bishomohopane	$C_{32}H_{56}$	(II, R=i-C ₅ H ₁₁)
	22R $\alpha\beta$ bishomohopane	$C_{32}H_{56}$	(II, R=i-C ₅ H ₁₁)
K.	22S $\alpha\beta$ trishomohopane	$C_{33}H_{58}$	(II, R=i-C ₆ H ₁₃)
	22R $\alpha\beta$ trishomohopane	$C_{33}H_{58}$	(II, R=i-C ₆ H ₁₃)
L.	22S $\alpha\beta$ tetrakishomohopane	$C_{34}H_{60}$	(II, R=i-C ₇ H ₁₅)
	22R $\alpha\beta$ tetrakishomohopane	$C_{34}H_{60}$	(II, R=i-C ₇ H ₁₅)
M.	22S $\alpha\beta$ pentakishomohopane	$C_{35}H_{62}$	(II, R=i-C ₈ H ₁₇)
	22R $\alpha\beta$ pentakishomohopane	$C_{35}H_{62}$	(II, R=i-C ₈ H ₁₇)
P.	Tricyclic terpene	$C_{23}H_{42}$	(V, R=i-C ₄ H ₉)
Q.	Tricyclic terpene	$C_{24}H_{44}$	(V, R=i-C ₅ H ₁₁)
R.	Tricyclic terpene (17R, 17S)	$C_{25}H_{46}$	(V, R=i-C ₆ H ₁₃)
S.	Tetracyclic terpene	$C_{24}H_{42}$	(VI)
T.	Tricyclic terpene (17R, 17S)	$C_{26}H_{48}$	(V, R=i-C ₇ H ₁₅)
T ₁	Tricyclic terpene	$C_{26}H_{48}$	(V, R=i-C ₇ H ₁₅)
U.	Tricyclic terpene (17R, 17S)	$C_{28}H_{48}$	(V, R=i-C ₉ H ₁₉)
U ₁	Tricyclic terpene	$C_{28}H_{48}$	(V, R=i-C ₉ H ₁₉)
V.	Tricyclic terpene (17R, 17S)	$C_{29}H_{50}$	(V, R=i-C ₁₀ H ₂₁)
V ₁	Tricyclic terpene	$C_{29}H_{50}$	(V, R=i-C ₁₀ H ₂₁)
W.	Tricyclic terpene (17R, 17S)	$C_{30}H_{52}$	(V, R=i-C ₁₁ H ₂₃)

W ₁	Tricyclic terpane	C ₃₀ H ₅₂	(V, R=i-C ₁₁ H ₂₃)
N.	Tricyclic terpane	C ₂₁ H ₃₈	(V, R=C ₂ H ₅)
O.	Tricyclic terpane	C ₂₂ H ₄₀	(V, R=C ₃ H ₇)
Y.	25,28,30-trisnorhopane/ moretane	C ₂₇ H ₄₆	(VII)
X.	Unknown triterpane <i>di-hopane</i> <i>"compound X"</i>	C ₃₀ H ₅₂	

STRUCTURES REPRESENTING TERPANES

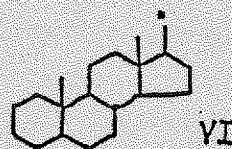
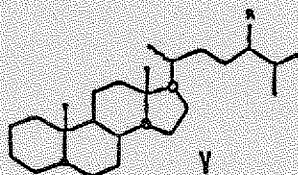
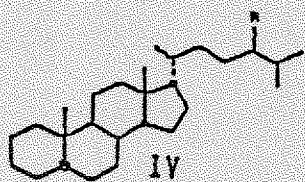
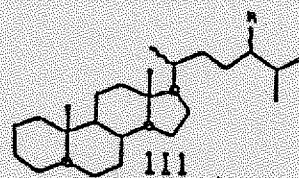
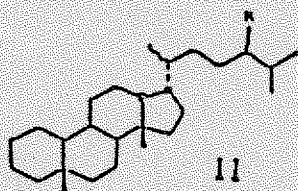
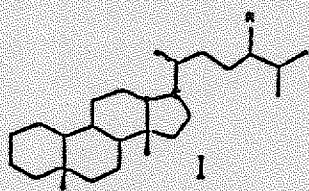


Mass Fragmentograms representing Steranes
(M/Z 149, 189, 217, 218, 259, 372, 386, 400 and 414)

Peak Identifications: α and β refer to hydrogen atoms at C-5, C-14 and C-17 in regular steranes and at C-13 and C-17 in diasteranes).

a.	20S $\beta\alpha$ diacholestane	$C_{27}H_{48}$	(I, R=H)
b.	20R $\beta\alpha$ diacholestane	$C_{27}H_{48}$	(I, R=H)
c.	20S $\alpha\beta$ diacholestane	$C_{27}H_{48}$	(II, R=H)
d.	20R $\alpha\beta$ diacholestane	$C_{27}H_{48}$	(II, R=H)
e.	20S $\beta\alpha$ 24-methyl-diacholestane	$C_{28}H_{50}$	(I, R=CH ₃)
f.	20R $\beta\alpha$ 24-methyl-diacholestane	$C_{28}H_{50}$	(I, R=CH ₃)
g.	20S $\alpha\beta$ 24-methyl-diacholestane	$C_{28}H_{50}$	(II, R=CH ₃)
	+ 20S $\alpha\alpha\alpha$ cholestane	$C_{27}H_{48}$	(III, R=H)
h.	20S $\beta\alpha$ 24-ethyl-diacholestane	$C_{29}H_{52}$	(II, R=C ₂ H ₅)
	+ 20R $\alpha\beta\beta$ cholestane	$C_{27}H_{48}$	(IV, R=H)
i.	20S $\alpha\beta\beta$ cholestane	$C_{27}H_{48}$	(IV, R=H)
	+ 20R $\alpha\beta$ 24-methyl-diacholestane	$C_{28}H_{50}$	(II, R=CH ₃)
j.	20R $\alpha\alpha\alpha$ cholestane	$C_{27}H_{48}$	(III, R=H)
k.	20R $\beta\alpha$ 24-ethyl-diacholestane	$C_{29}H_{52}$	(I, R=C ₂ H ₅)
l.	20R $\alpha\beta$ 24-ethyl-diacholestane	$C_{29}H_{52}$	(II, R=C ₂ H ₅)
m.	20S $\alpha\alpha\alpha$ 24-methyl-cholestane	$C_{28}H_{50}$	(III, R=CH ₃)
n.	20R $\alpha\beta\beta$ 24-methyl-cholestane	$C_{28}H_{50}$	(IV, R=CH ₃)
	+ 20R $\alpha\beta$ 24-ethyl-diacholestane	$C_{29}H_{52}$	(II, R=C ₂ H ₅)
o.	20S $\alpha\beta\beta$ 24-methyl-cholestane	$C_{28}H_{50}$	(IV, R=CH ₃)
p.	20R $\alpha\alpha\alpha$ 24-methyl-cholestane	$C_{28}H_{50}$	(III, R=CH ₃)
q.	20S $\alpha\alpha\alpha$ 24-ethyl-cholestane	$C_{29}H_{52}$	(III, R=C ₂ H ₅)
r.	20R $\alpha\beta\beta$ 24-ethyl-cholestane	$C_{29}H_{52}$	(IV, R=C ₂ H ₅)
s.	20S $\alpha\beta\beta$ 24-ethyl-cholestane	$C_{29}H_{52}$	(IV, R=C ₂ H ₅)
t.	20R $\alpha\alpha\alpha$ 24-ethyl-cholestane	$C_{29}H_{52}$	(III, R=C ₂ H ₅)
u.	5 α sterane	$C_{21}H_{36}$	(VI, R=C ₂ H ₅)
v.	5 α sterane	$C_{22}H_{38}$	(VI, R=C ₃ H ₇)

STRUCTURES REPRESENTING STERANES

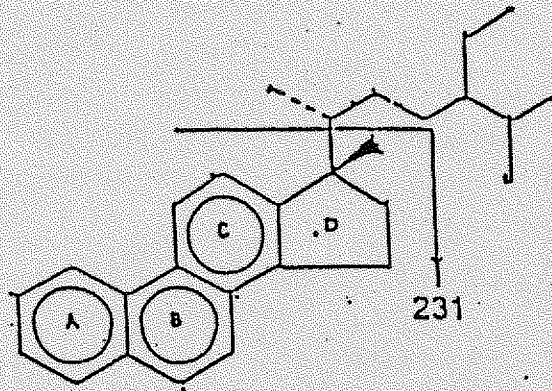


**Mass Fragmentograms representing Triaromatic Steranes
(M/Z 231)**

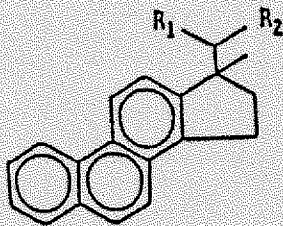
Description of ABC-ring triaromatic steroid hydrocarbons

Peak	Substituents		Abbreviation of Compound
	R ₁	R ₂	
a1	CH ₃	H	C ₂₀ TA
b1	CH ₃	CH ₃	C ₂₁ TA
c1	S(CH ₃)	C ₆ H _{1,3}	SC ₂₆ TA
d1	R(CH ₃)	C ₆ H ₁₃	RC ₂₆ TA
	S(CH ₃)	C ₇ H ₁₅	SC ₂₇ TA
e1	S(CH ₃)	C ₈ H ₁₇	SC ₂₈ TA
f1	S(CH ₃)	C ₇ H ₁₅	RC ₂₇ TA
g1	R(CH ₃)	C ₈ H ₁₇	RC ₂₈ TA

STRUCTURES REPRESENTING TRIAROMATIC STERANES



II

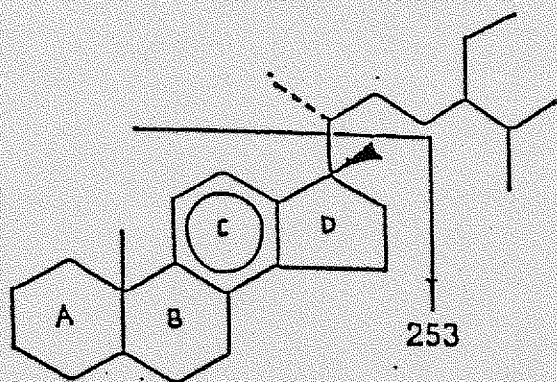


**Mass Fragmentograms representing Monoaromatic Steranes
(M/Z 253)**

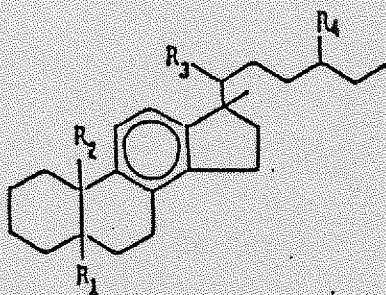
Description of C-ring monoaromatic steroid hydrocarbons

Peak	Substituents				Abbreviation of Compound
	R ₁	R ₂	R ₃	R ₄	
A1					C ₂₁ M
B1					C ₂₂ MA
C1	β(H)	CH ₃	S(CH ₃)	H	βSC ₂₇ MA
	β(H)	CH ₃	R(CH ₃)	H	βRC ₂₇ MA
D1	CH ₃	H	R(CH ₃)	H	RC ₂₇ DMA
	α(H)	CH ₃	S(CH ₃)	H	αSC ₂₇ MA
E1	β(H)	CH ₃	S(CH ₃)	CH ₃	βSC ₂₈ MA
	CH ₃	H	S(CH ₃)	CH ₃	SC ₂₈ DMA
F1	α(H)	CH ₃	R(CH ₃)	H	αRC ₂₇ MA
	α(H)	CH ₃	S(CH ₃)	CH ₃	αSC ₂₈ MA
	β(H)	CH ₃	R(CH ₃)	CH ₃	βRC ₂₈ MA
G1	CH ₃	H	R(CH ₃)	CH ₃	RC ₂₈ DMA
	β(H)	CH ₃	S(CH ₃)	C ₂ H ₅	βSC ₂₉ MA
	CH ₃	H	S(CH ₃)	C ₂ H ₅	SC ₂₉ DMA
	α(H)	CH ₃	R(CH ₃)	CH ₃	αRC ₂₈ MA
H1	β(H)	CH ₃	R(CH ₃)	C ₂ H ₅	βRC ₂₉ MA
	CH ₃	H	R(CH ₃)	C ₂ H ₅	RC ₂₉ DMA
I1	α(H)	CH ₃	R(CH ₃)	C ₂ H ₅	αRC ₂₉ MA

STRUCTURES REPRESENTING MONOAROMATIC STERANES

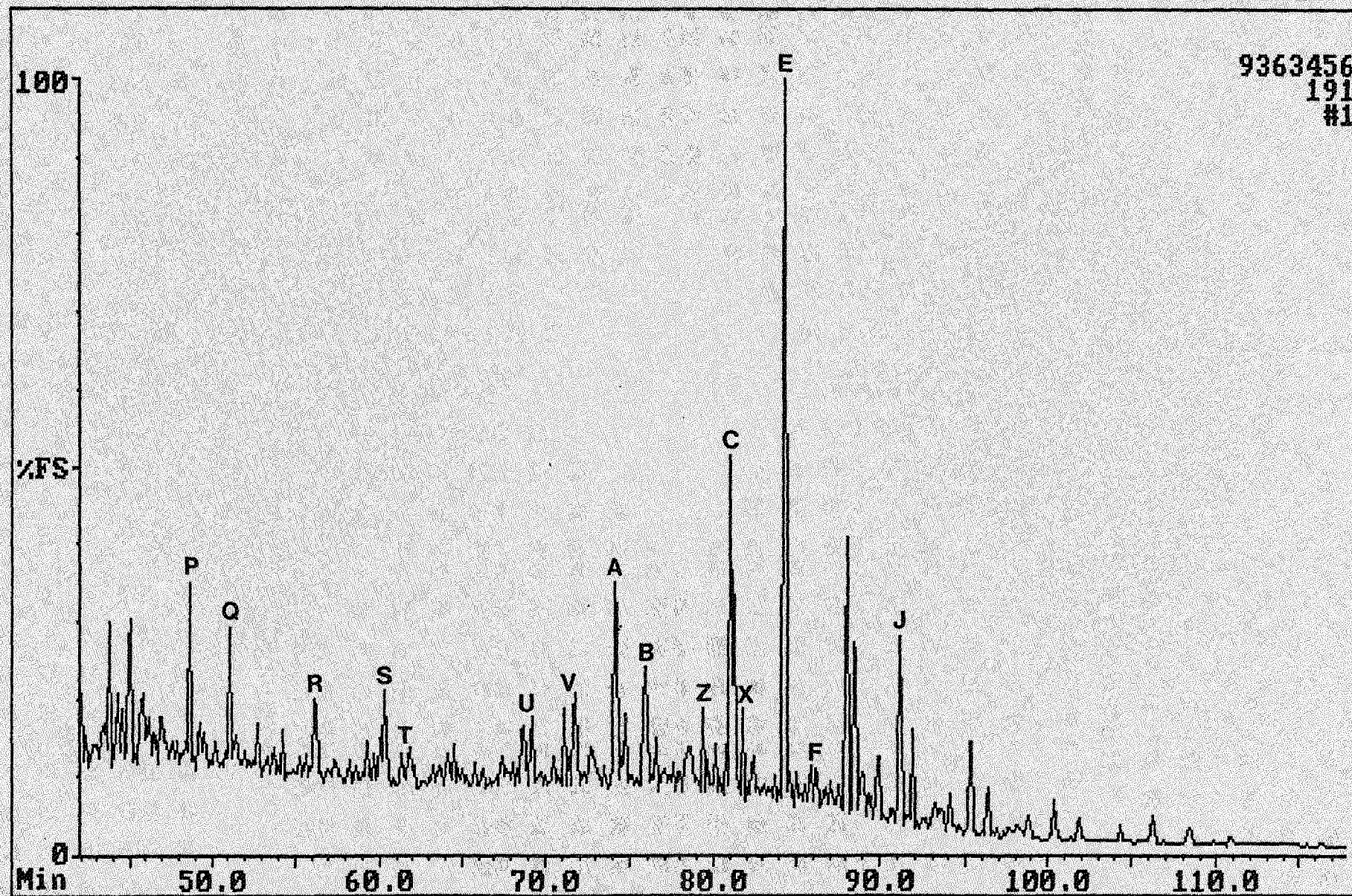


I



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

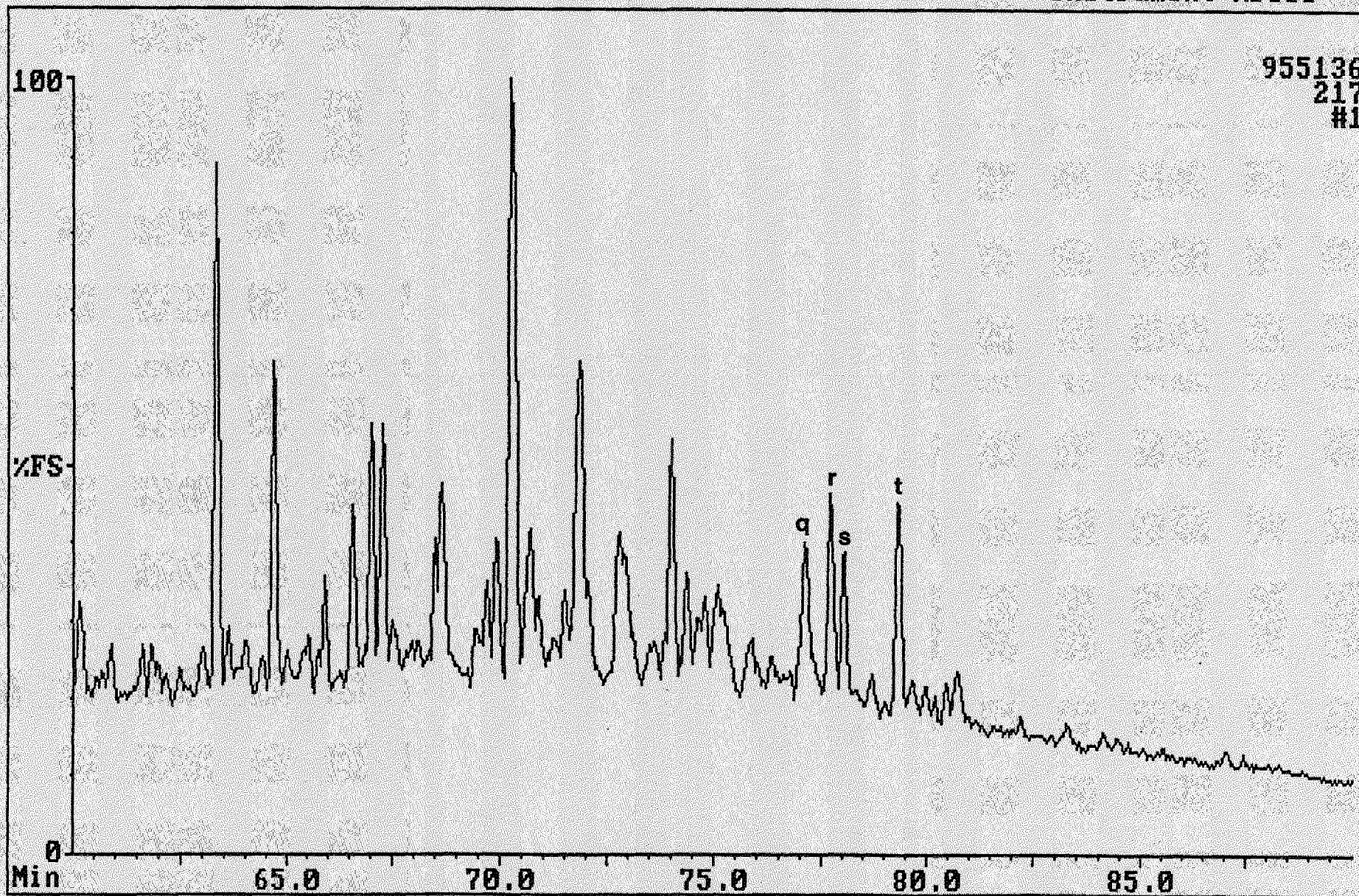
Instrument: MD800



9363456
191
#1

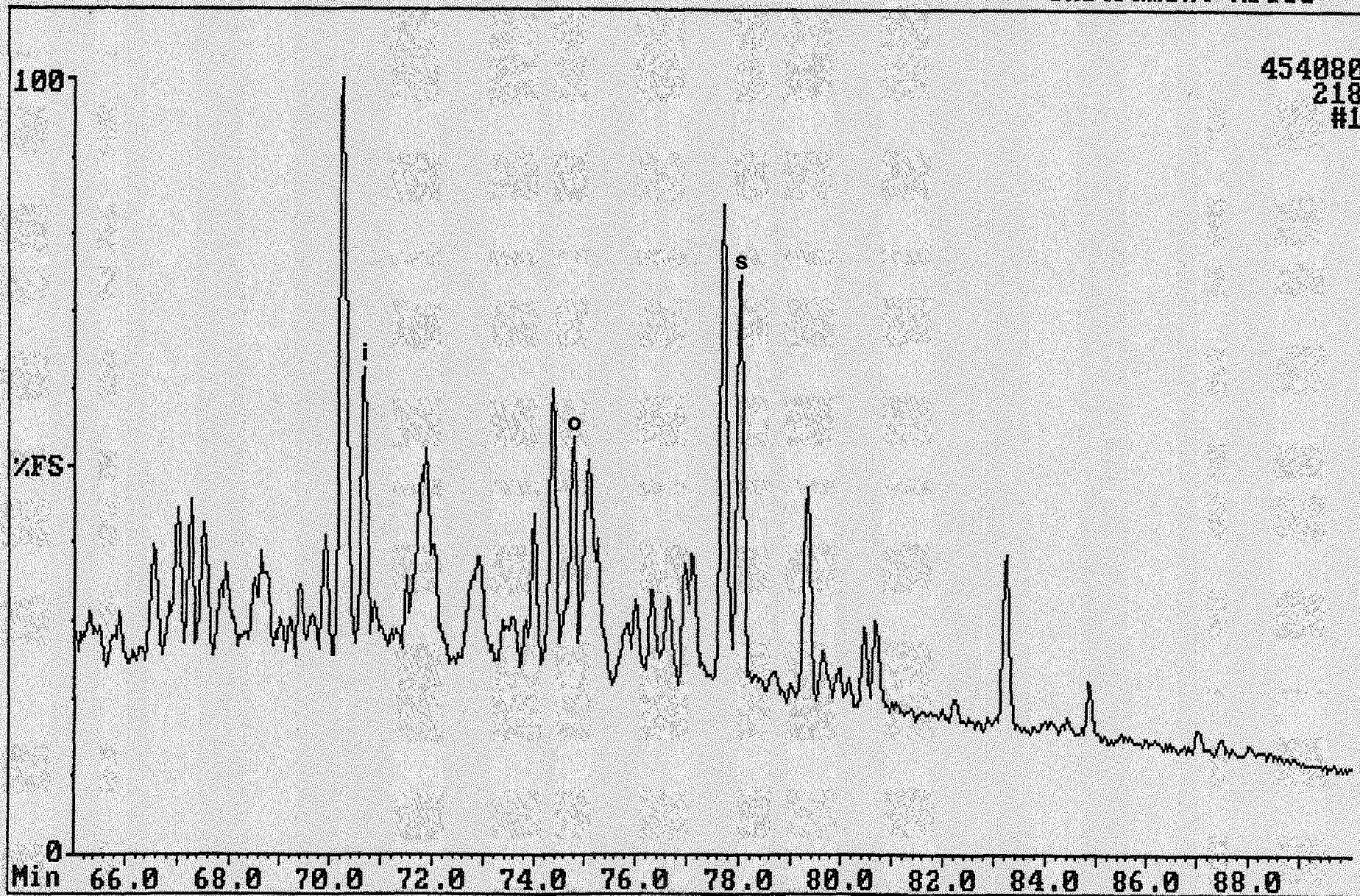
Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Instrument: MD800



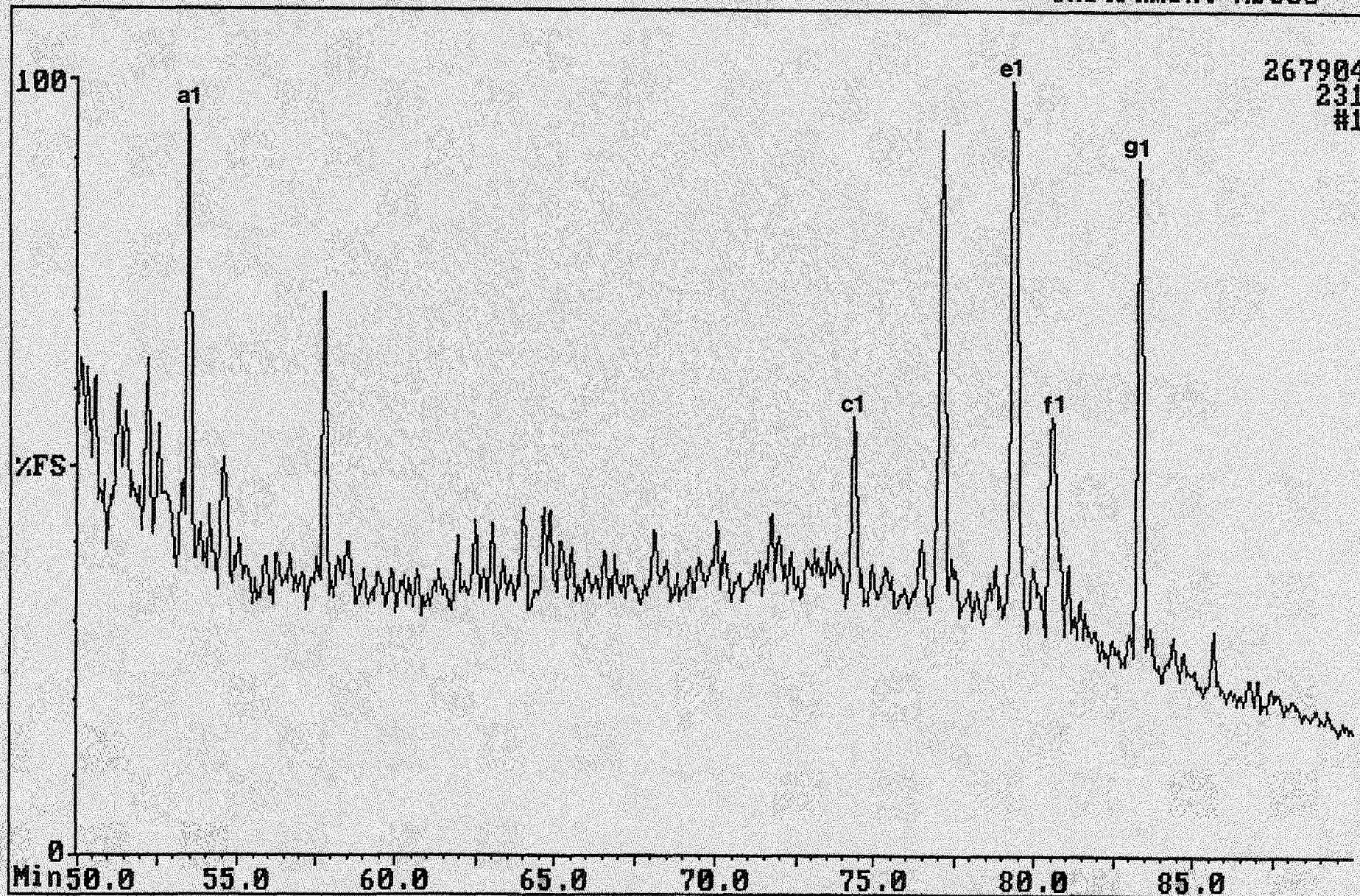
Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Instrument:MD800



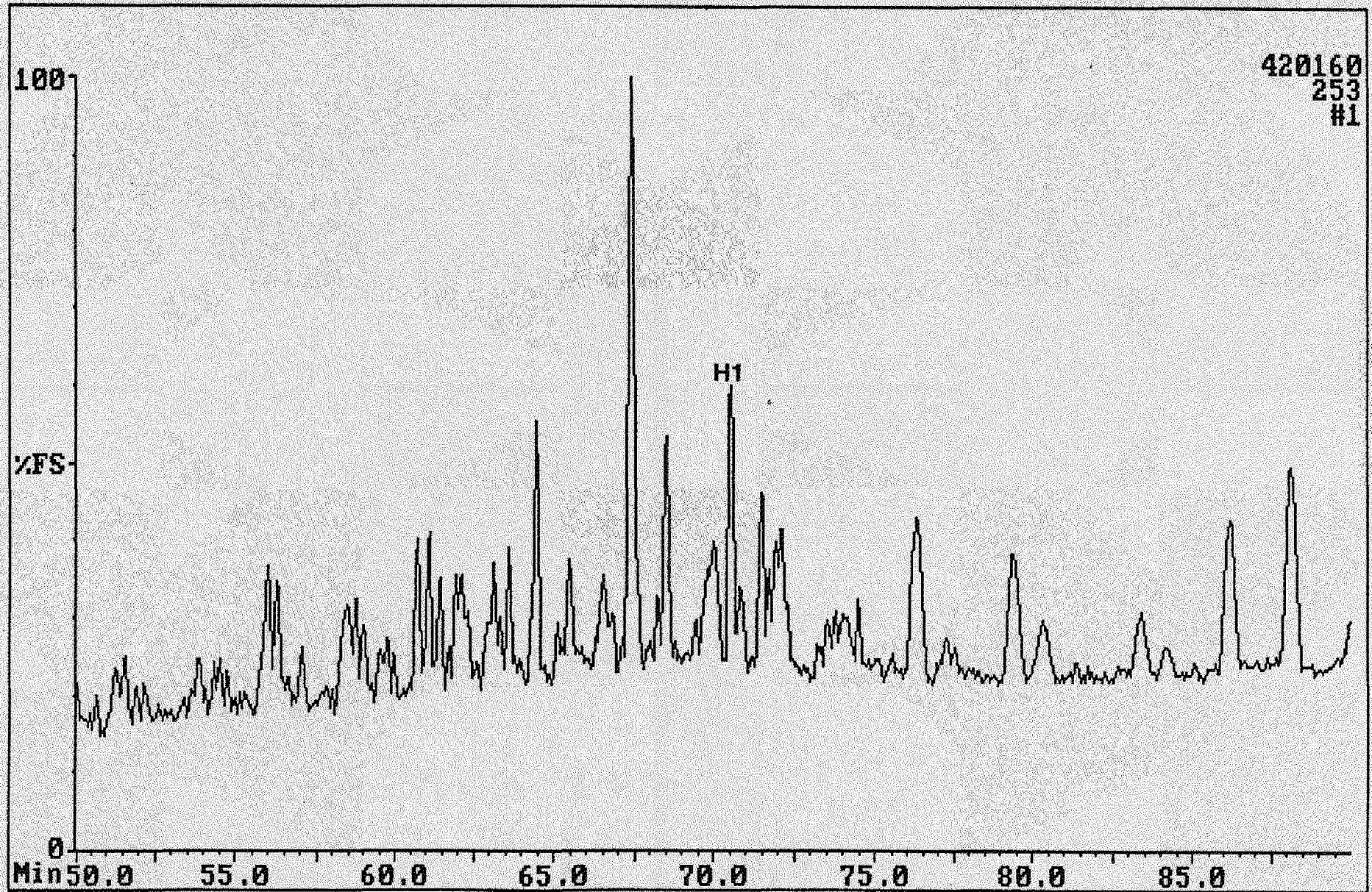
Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Instrument: MD800



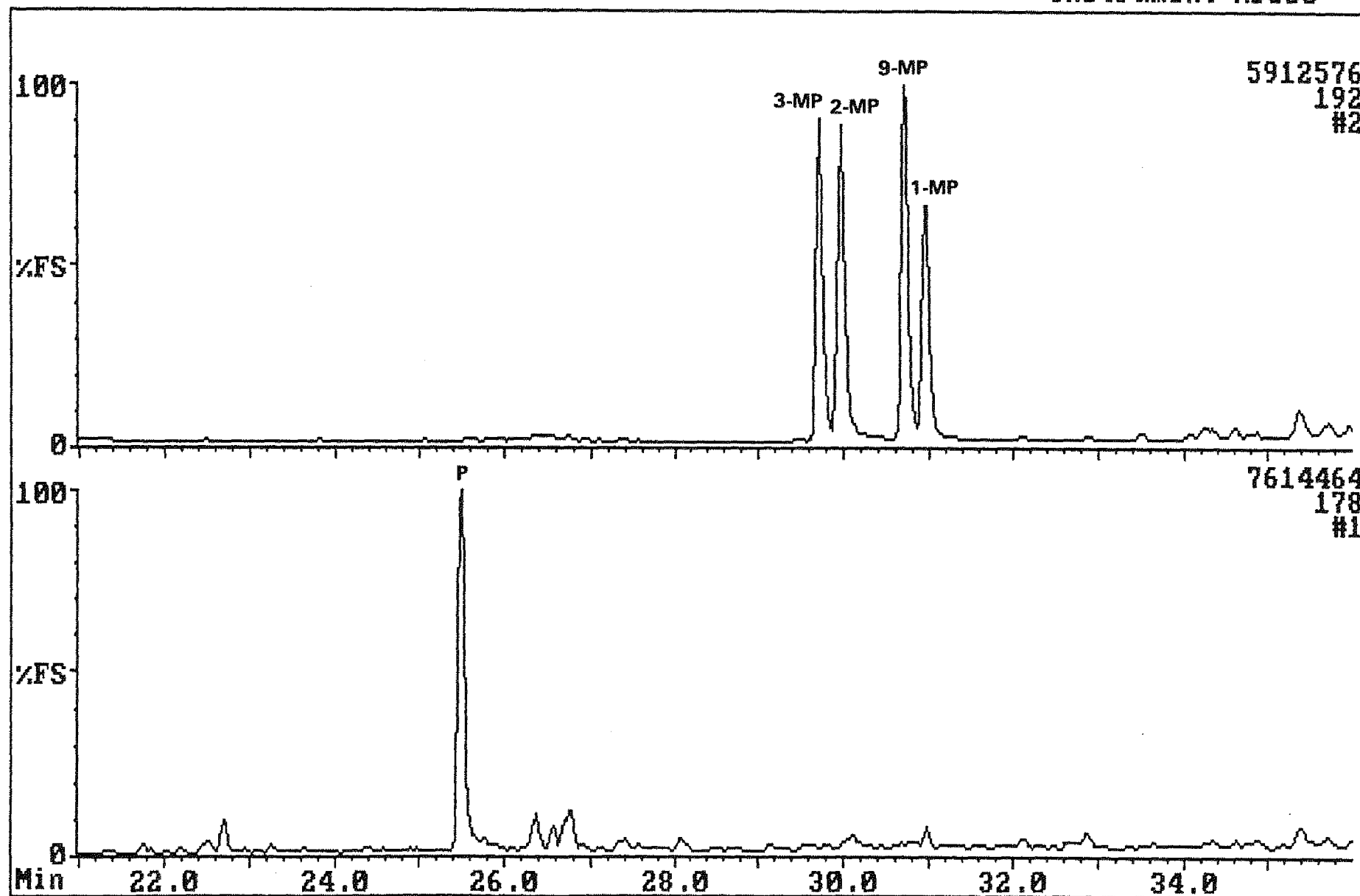
Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

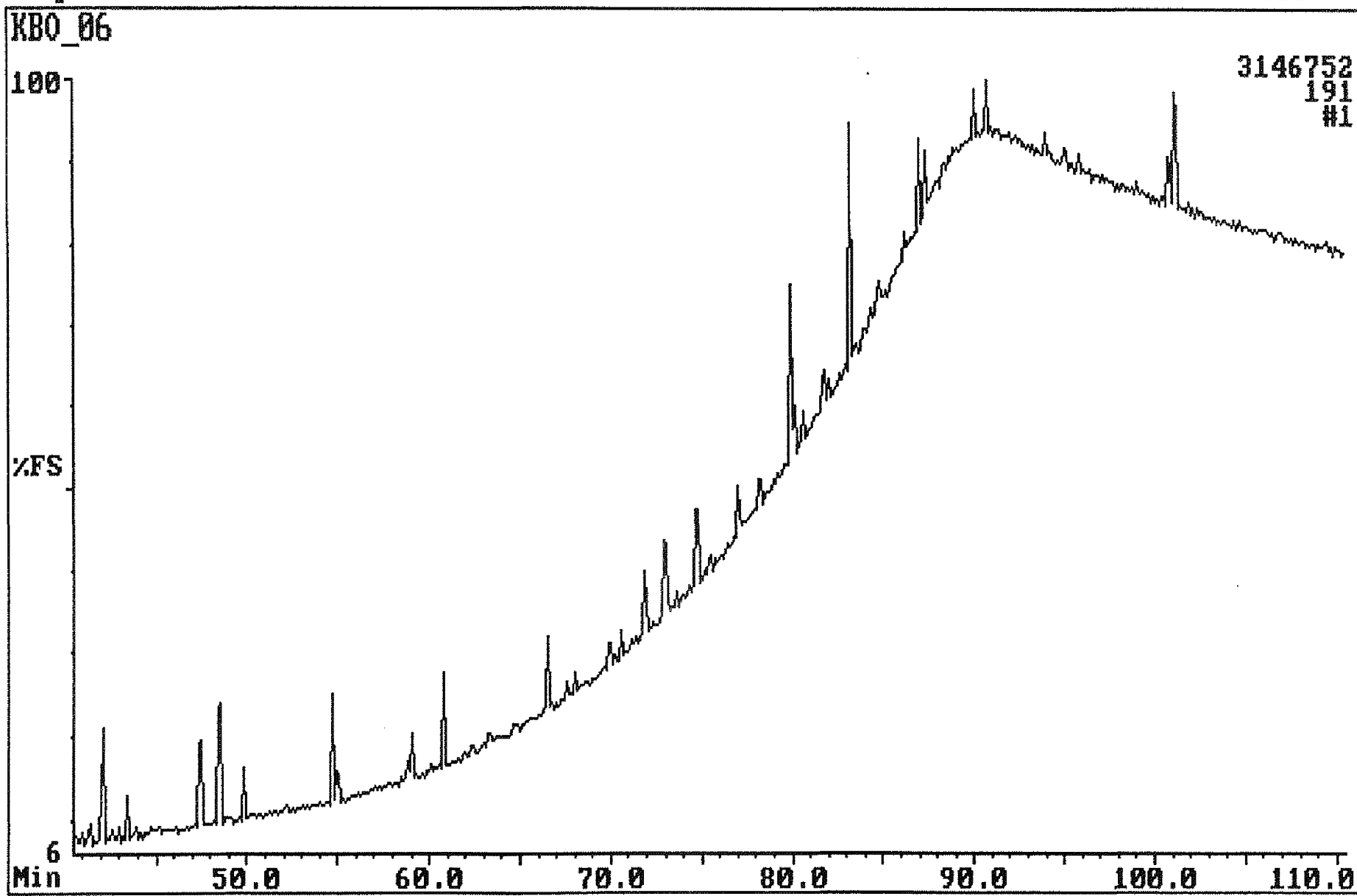
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample: 34/10-21 3297.40 INCL SIV

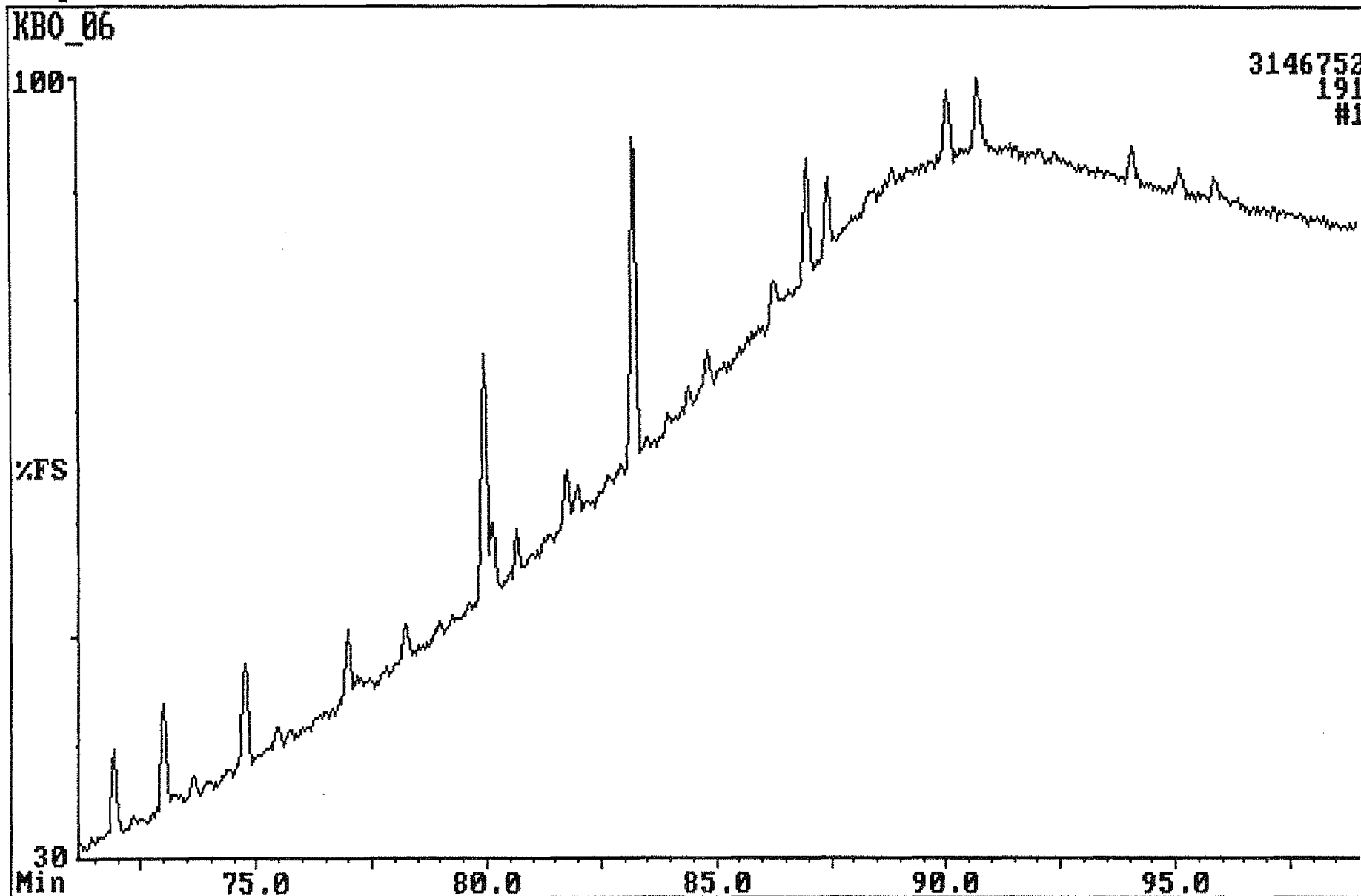
Instrument: MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 INCL SIV

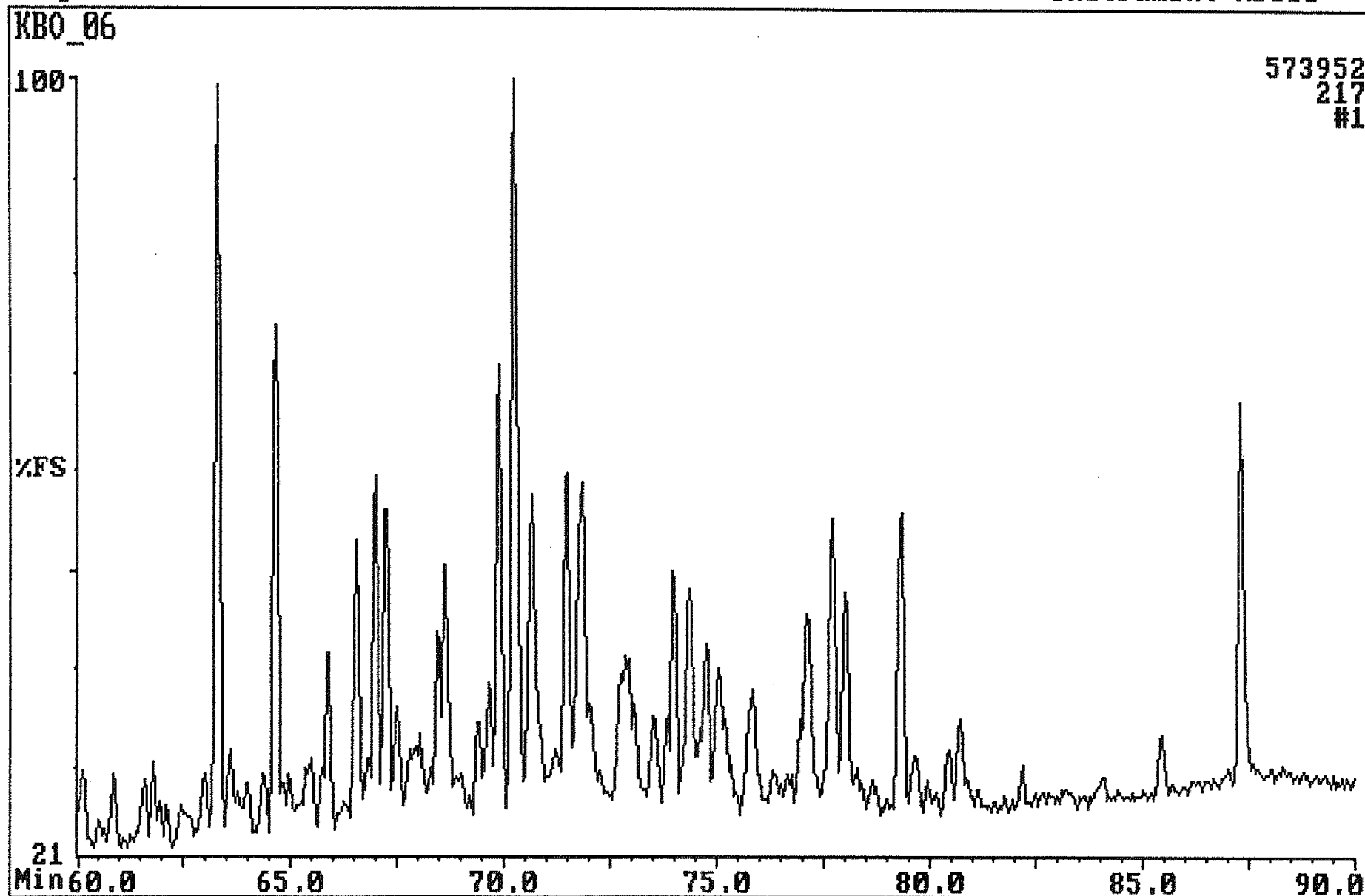
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 INCL SIV

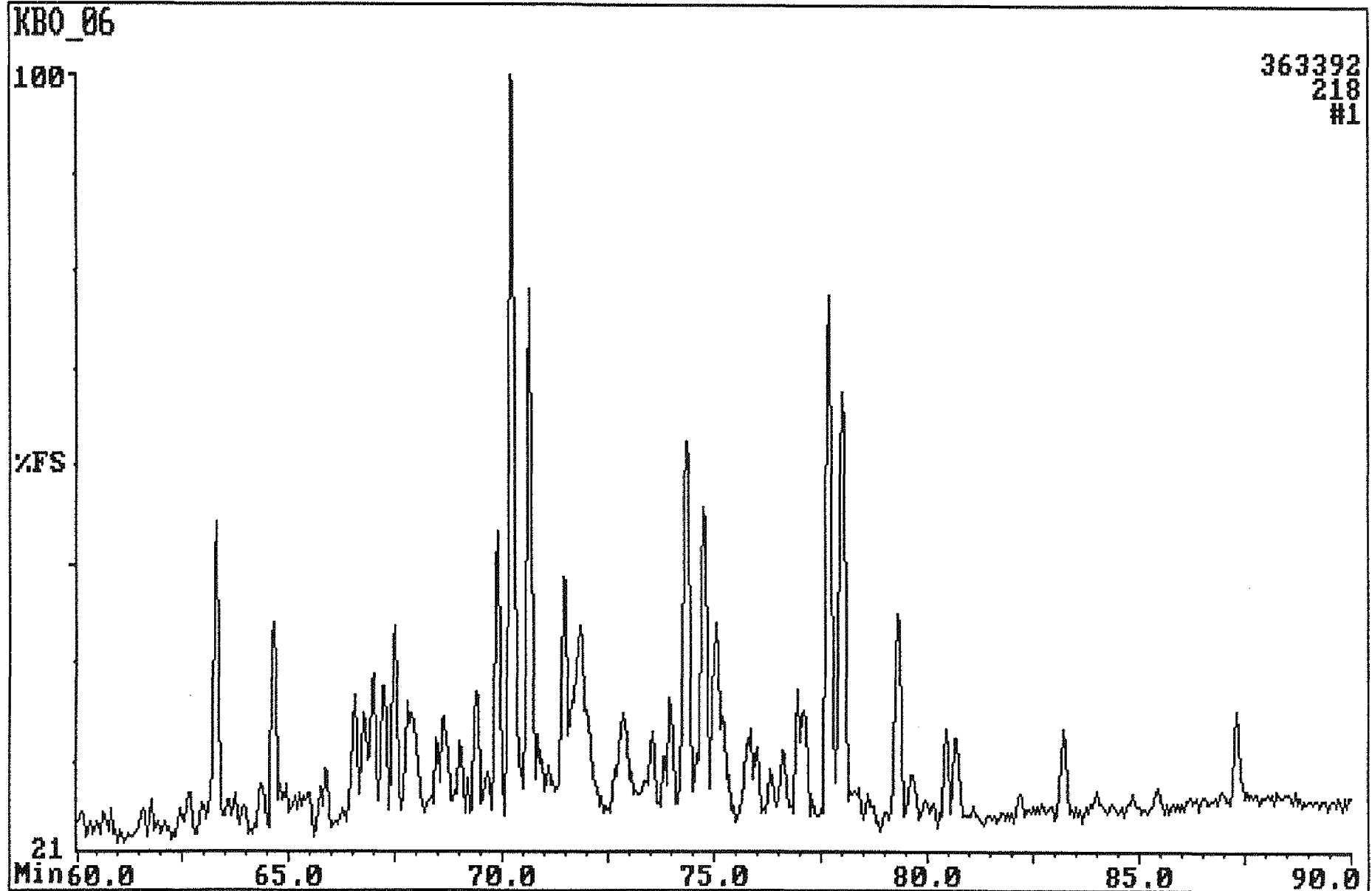
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 INCL SIV

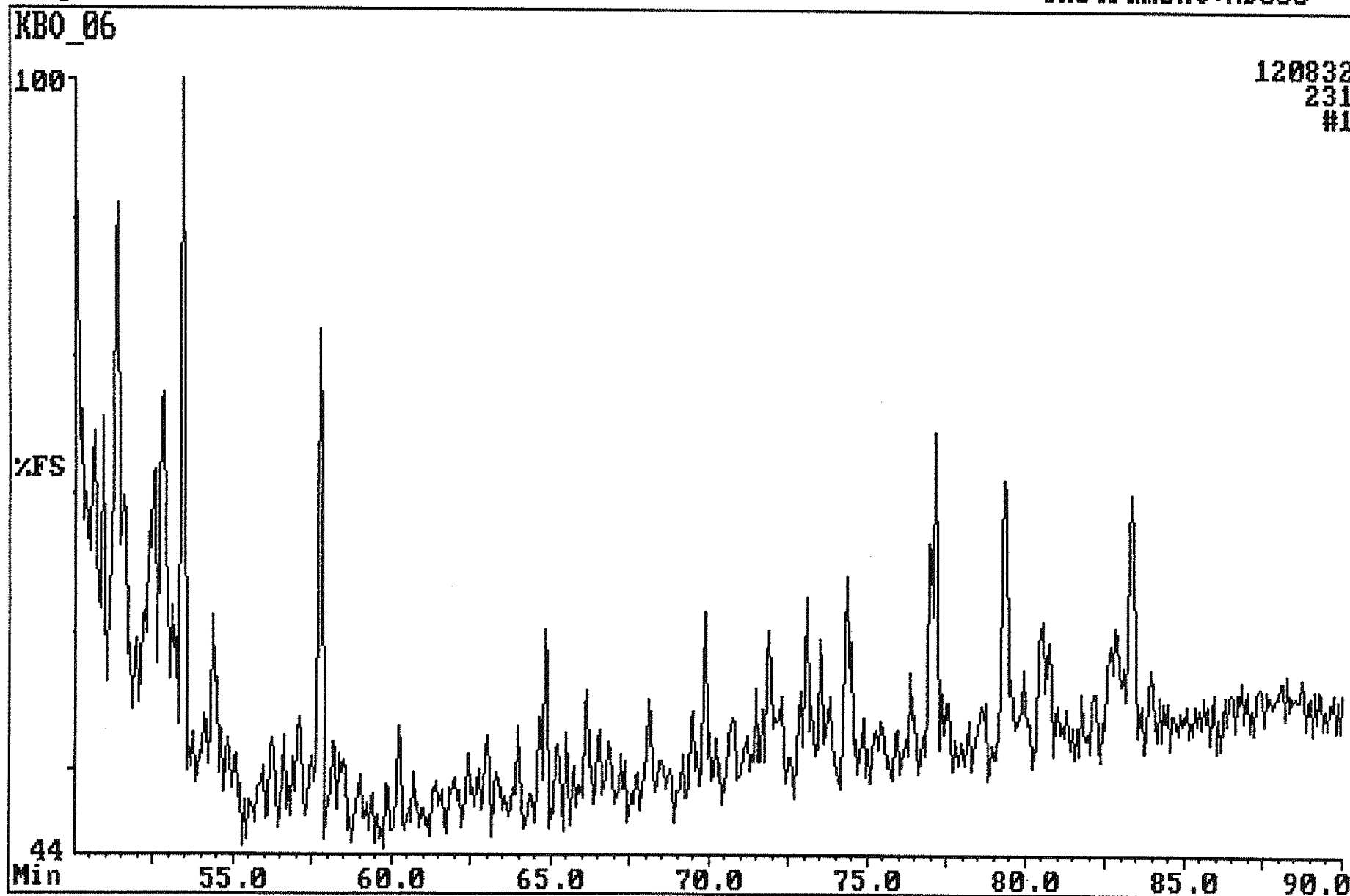
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 INCL SIV

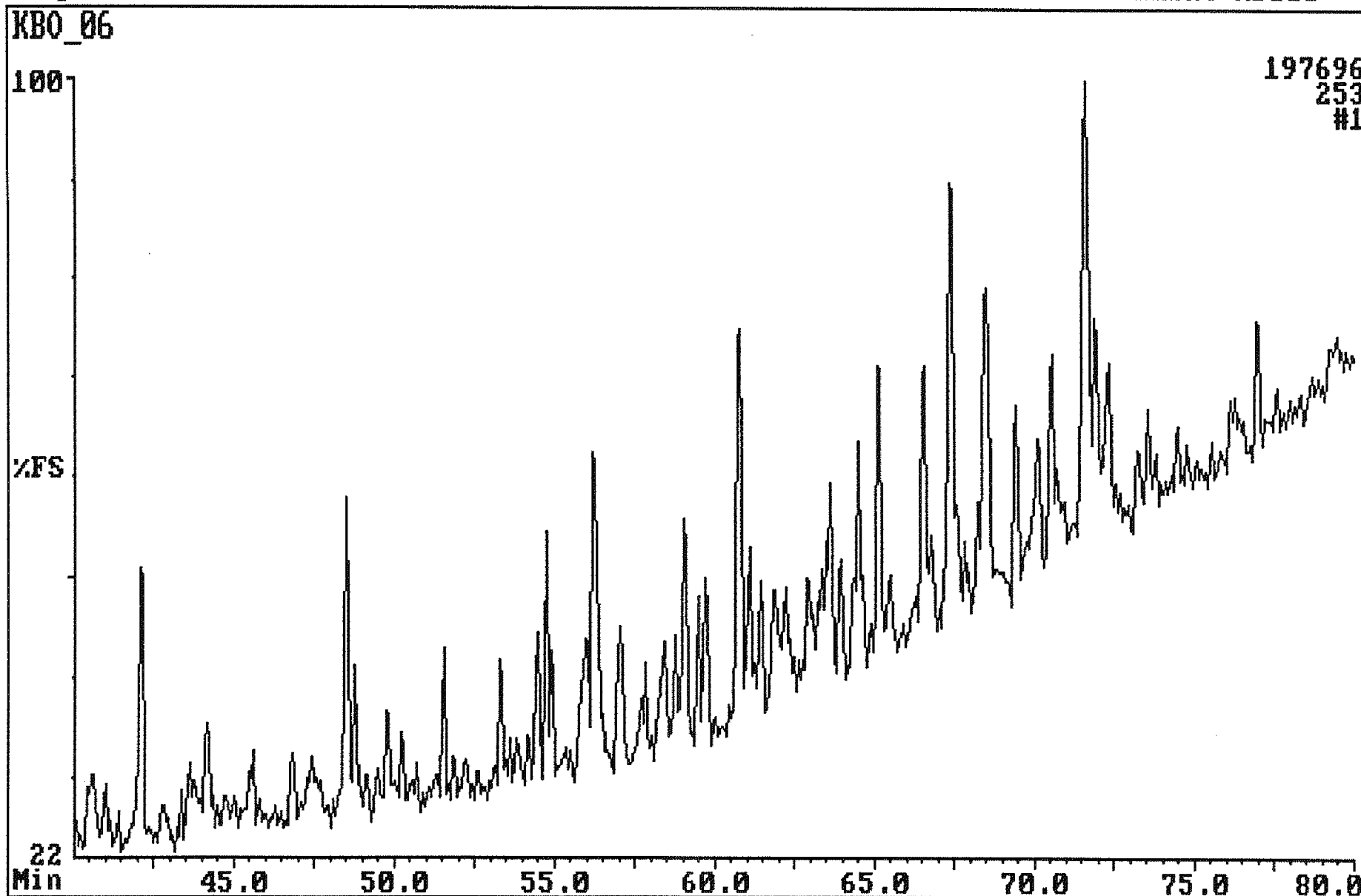
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 INCL SIV

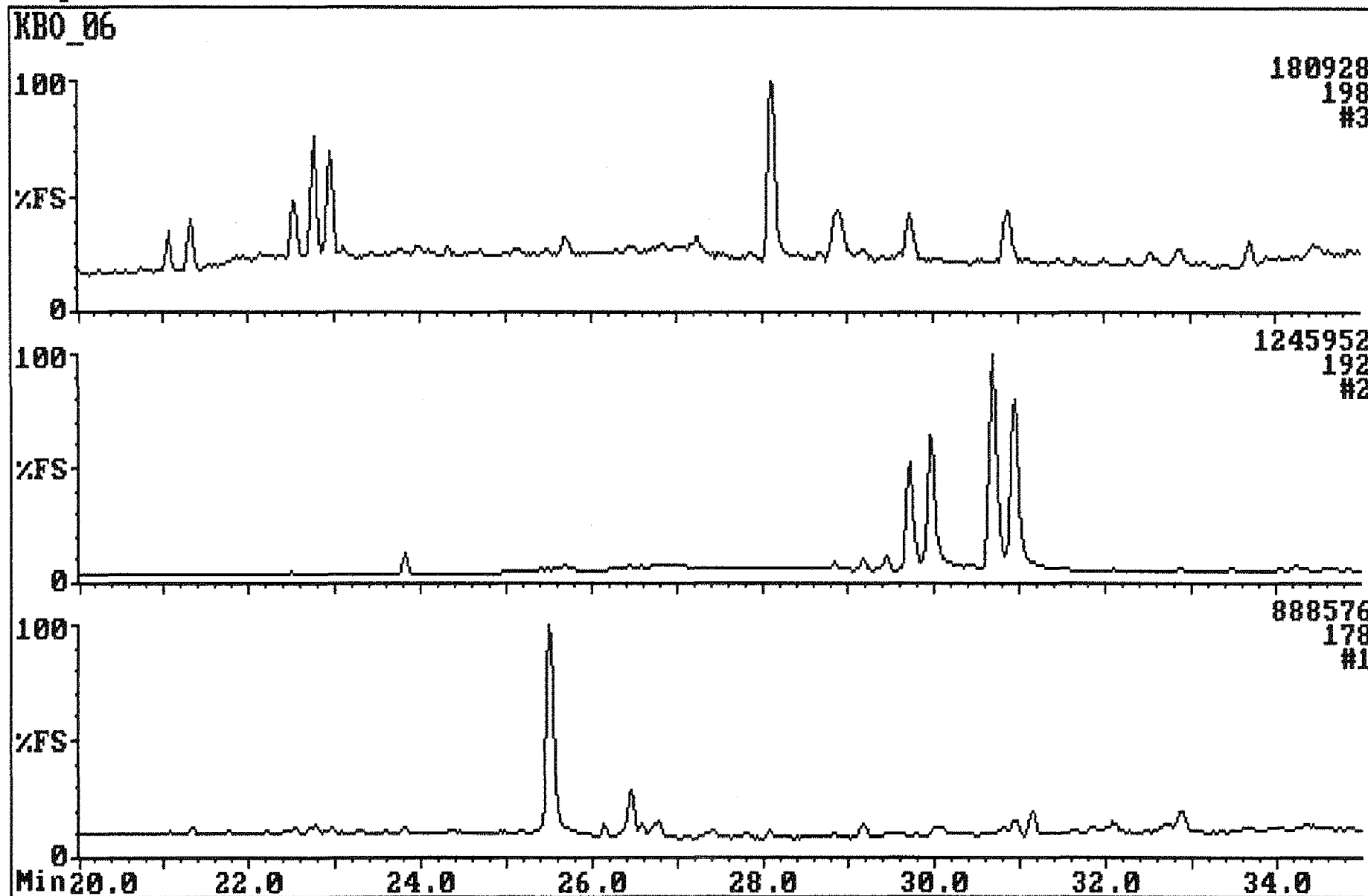
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 INCL SIV

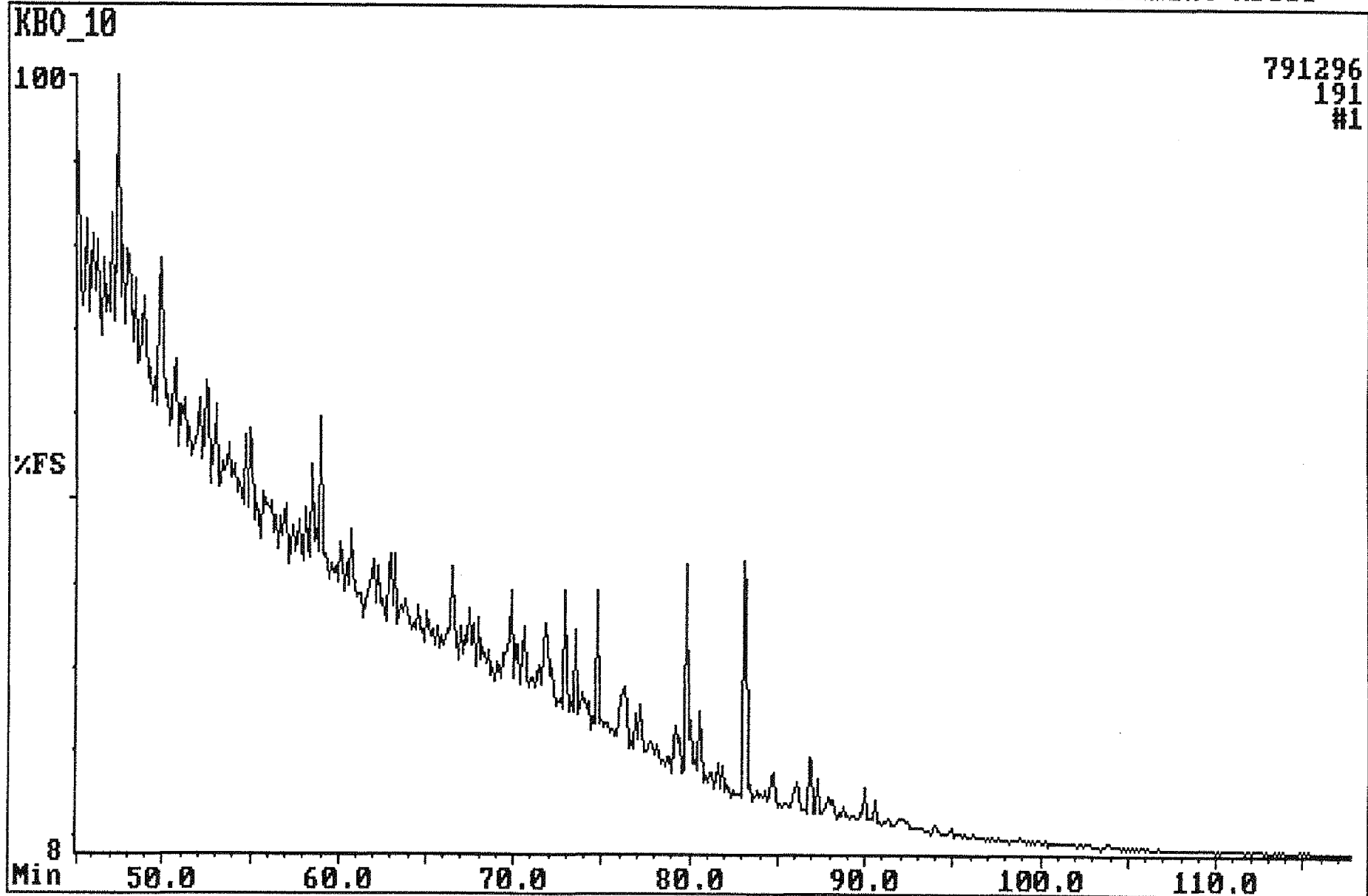
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample: 34/10-21 DST2 SIV

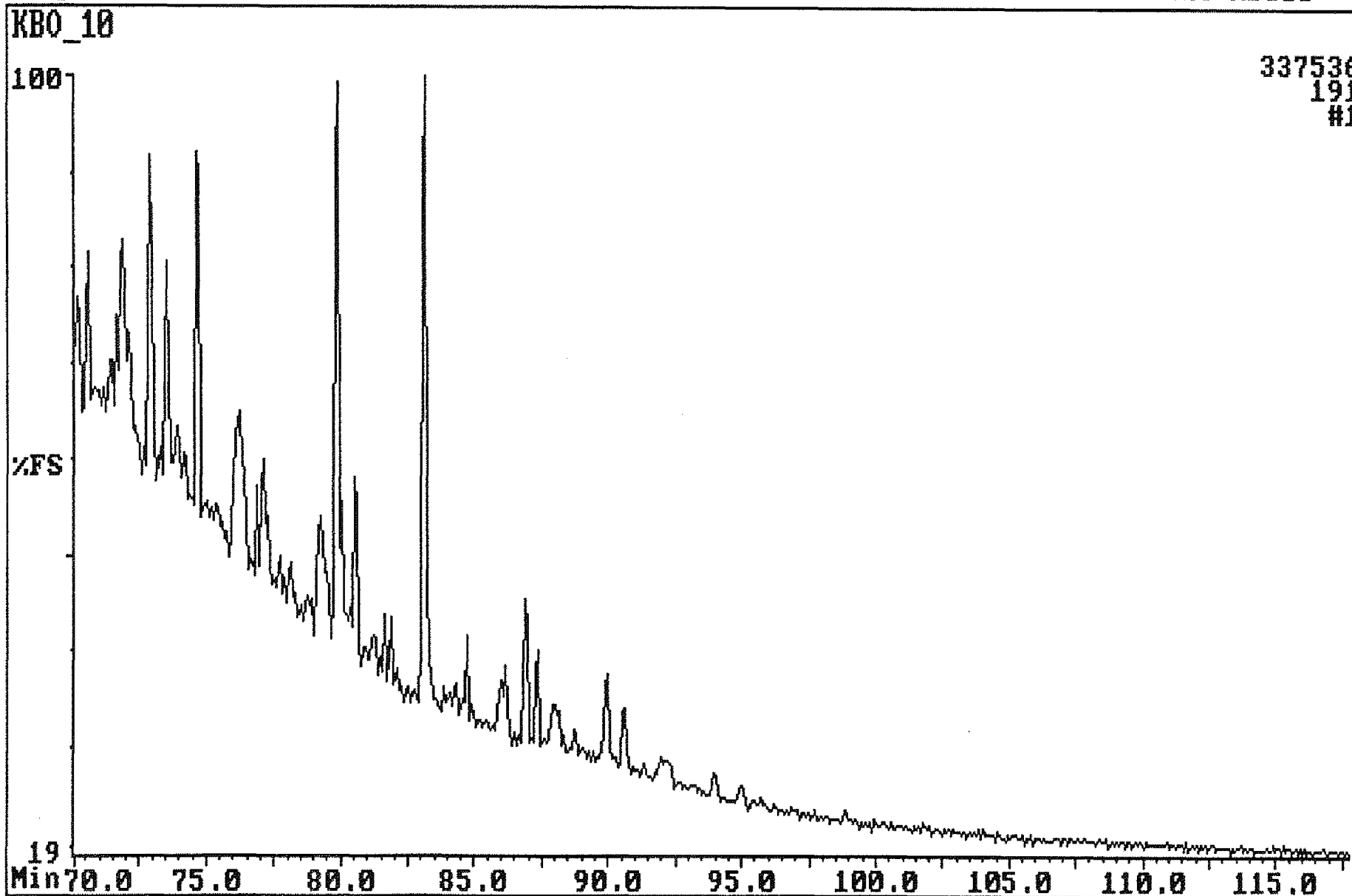
Instrument: MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 DST2 SIV

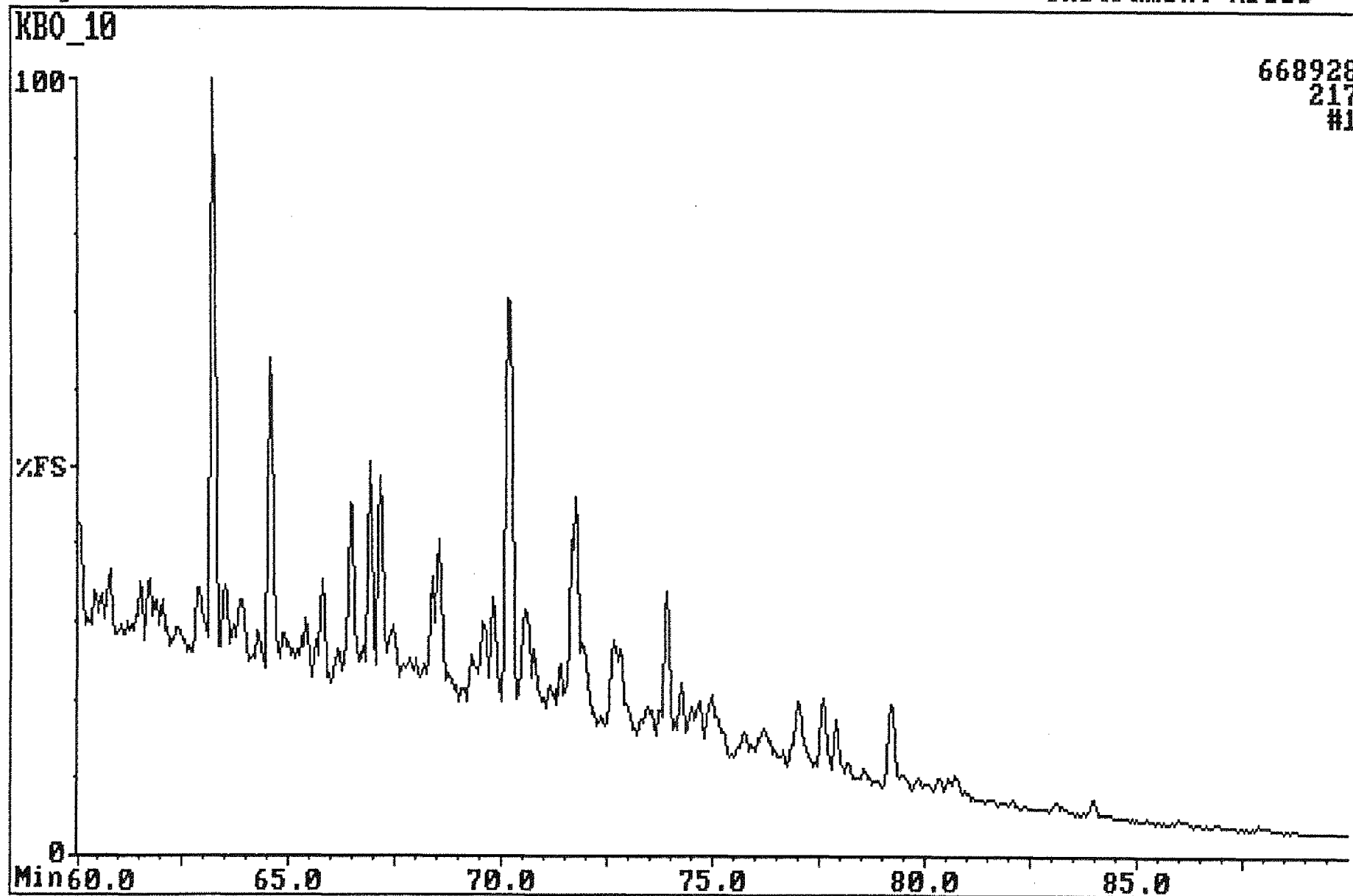
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample: 34/10-21 DST2 SIV

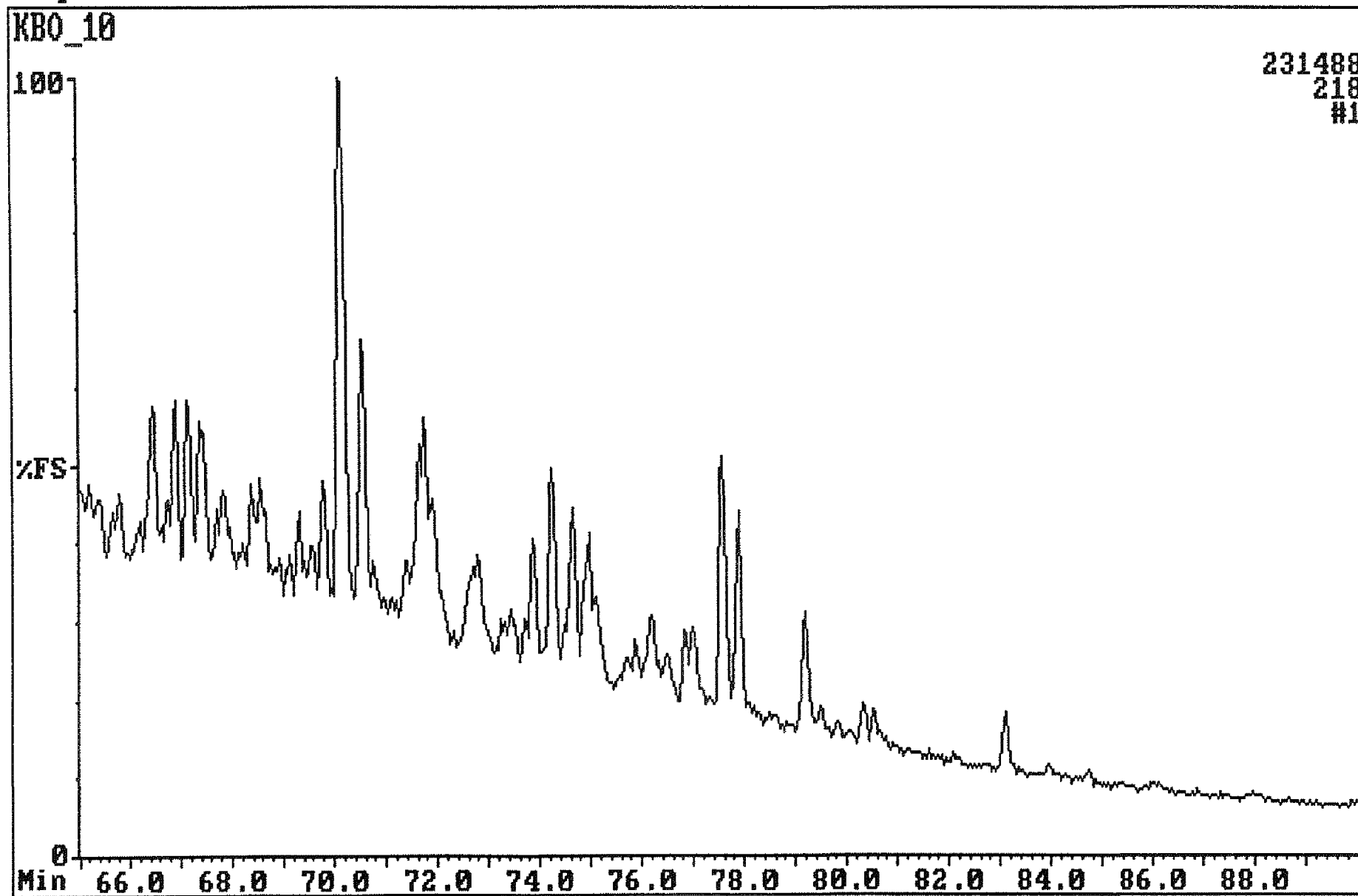
Instrument: MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 DST2 SIV

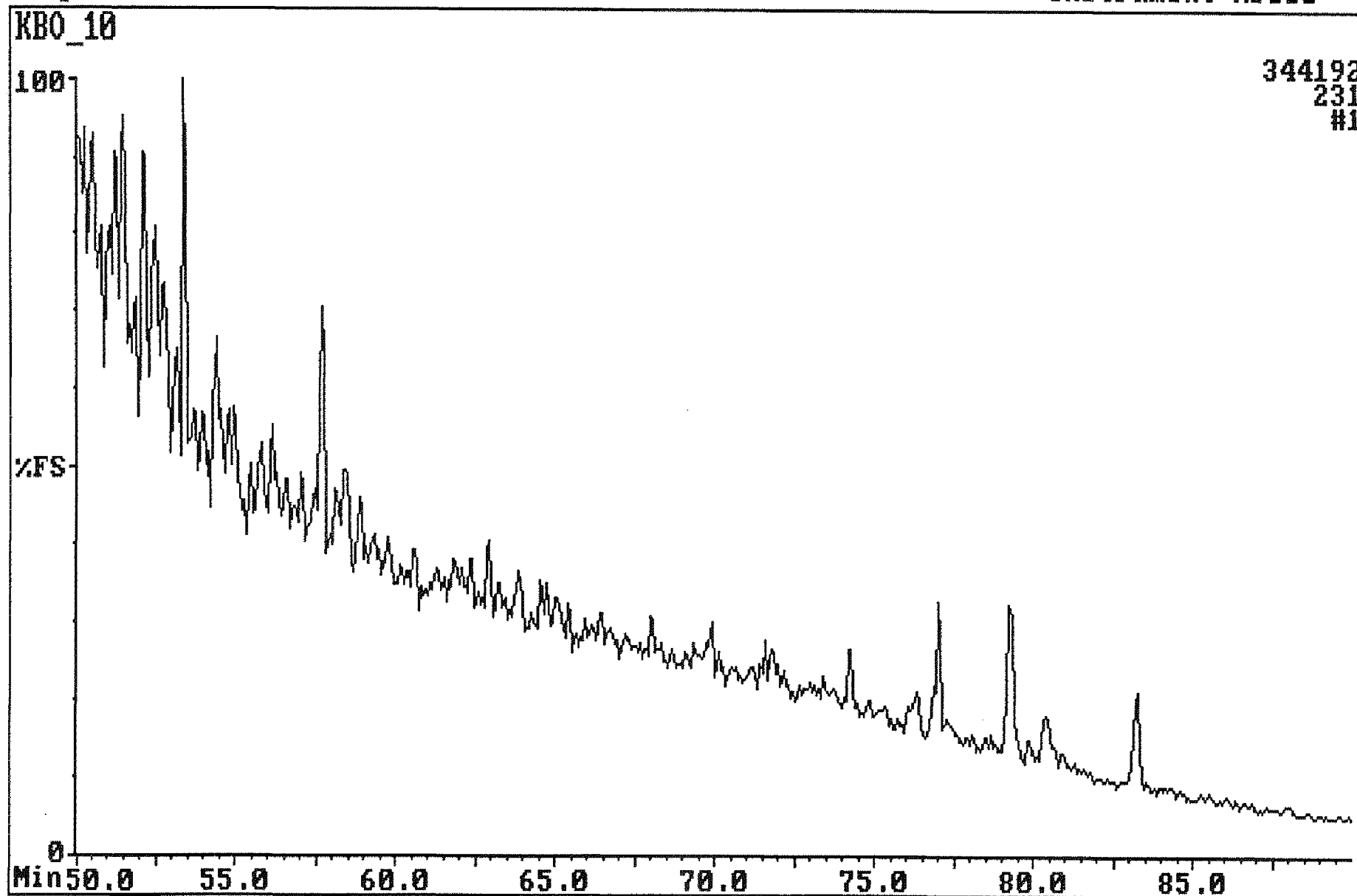
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 DST2 SIV

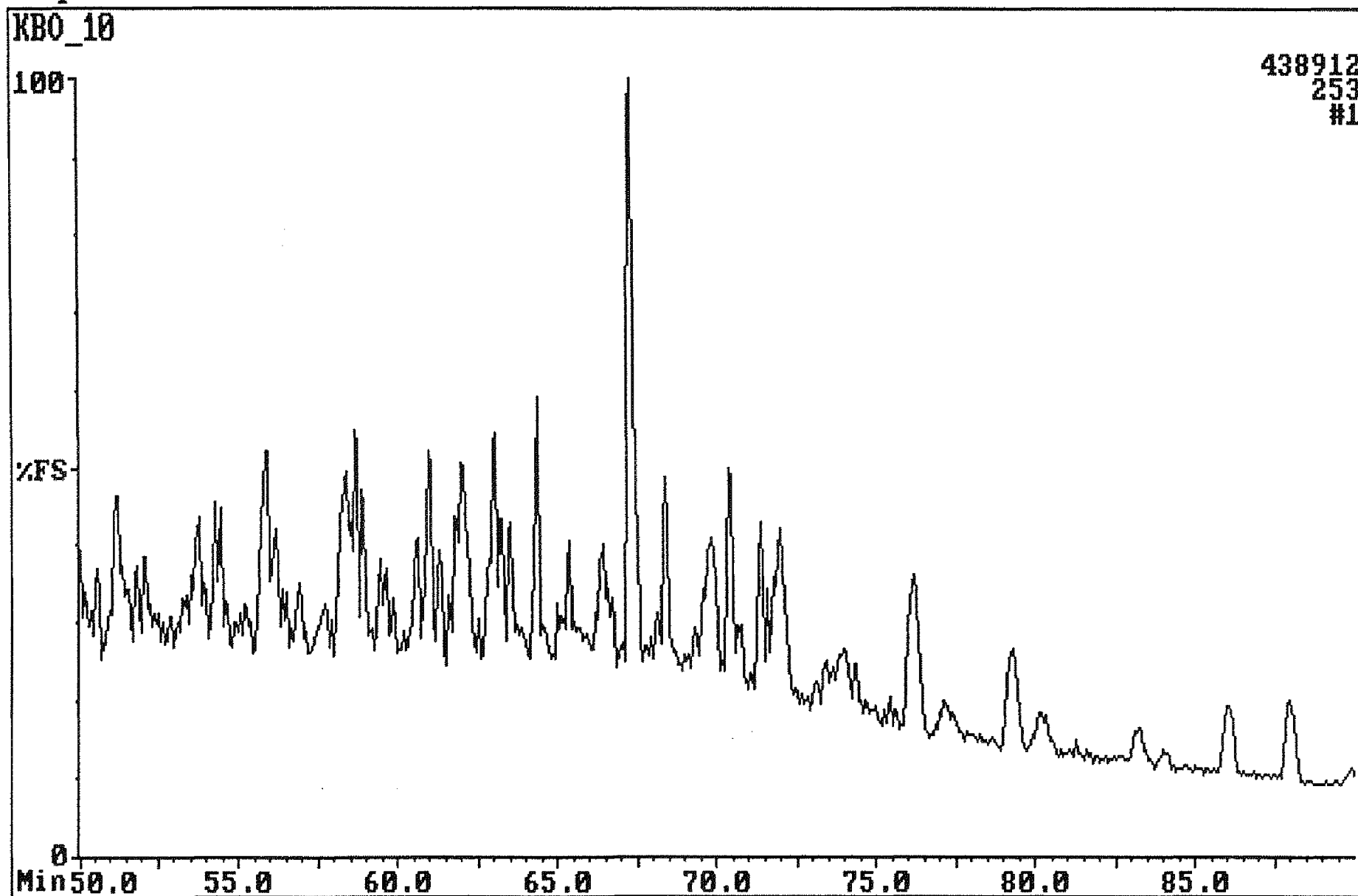
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 DST2 SIV

Instrument:MD800

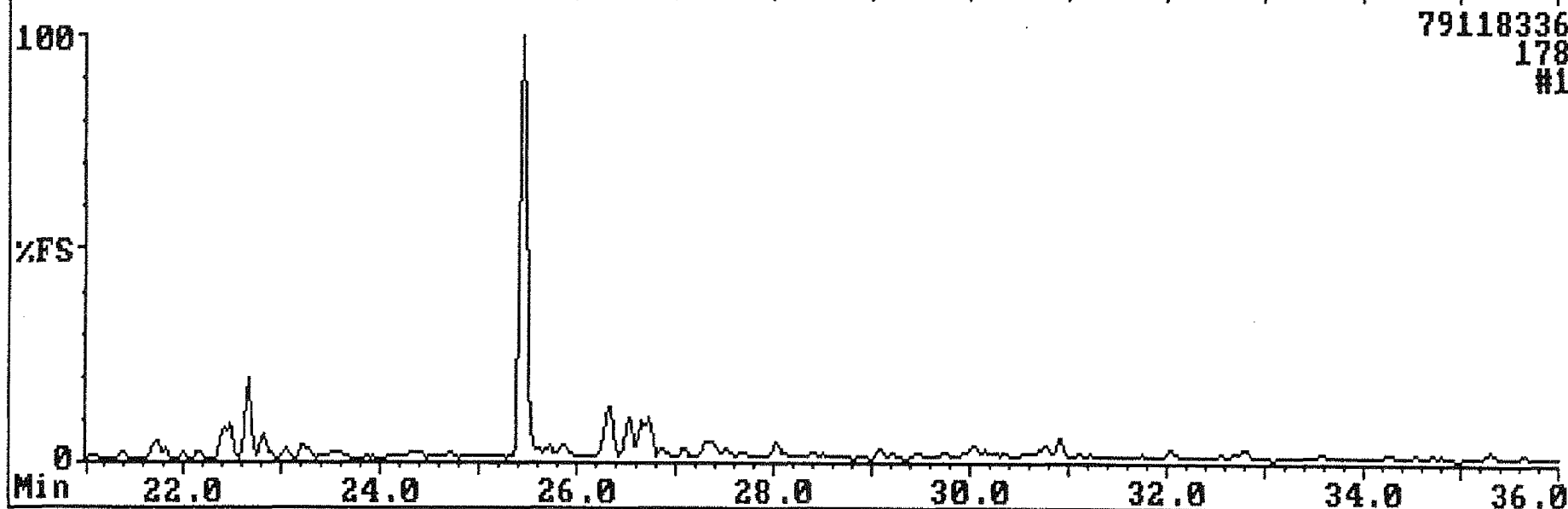
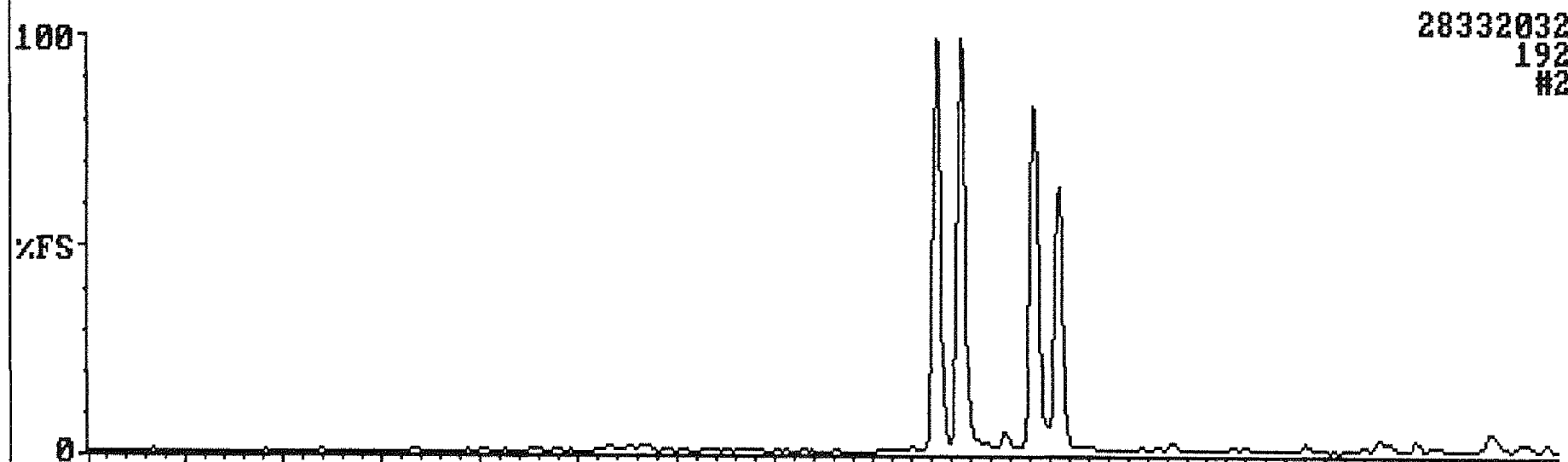


Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 DST2 SIV

Instrument:MD800

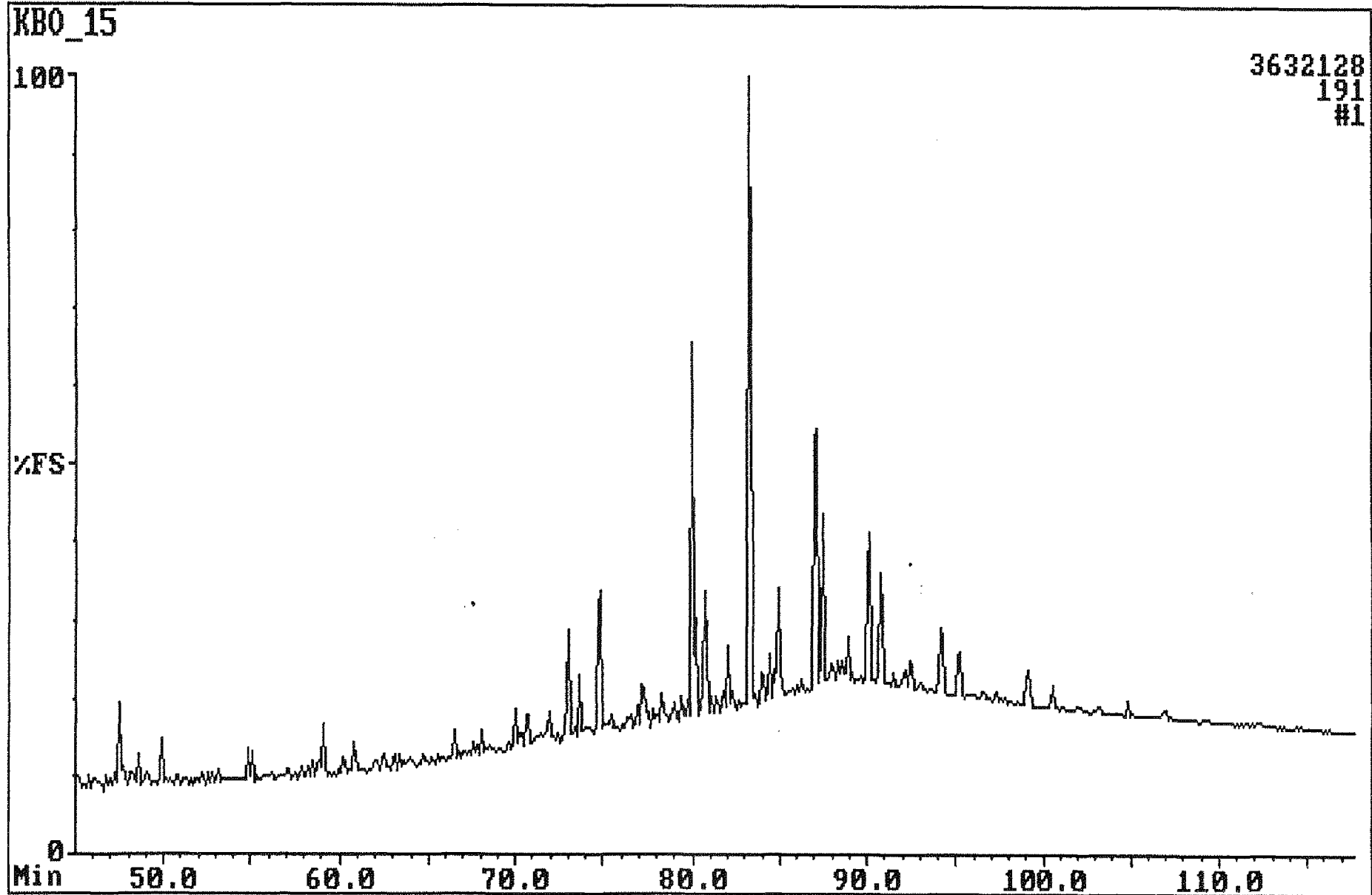
KBO_10



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 TXT SIV

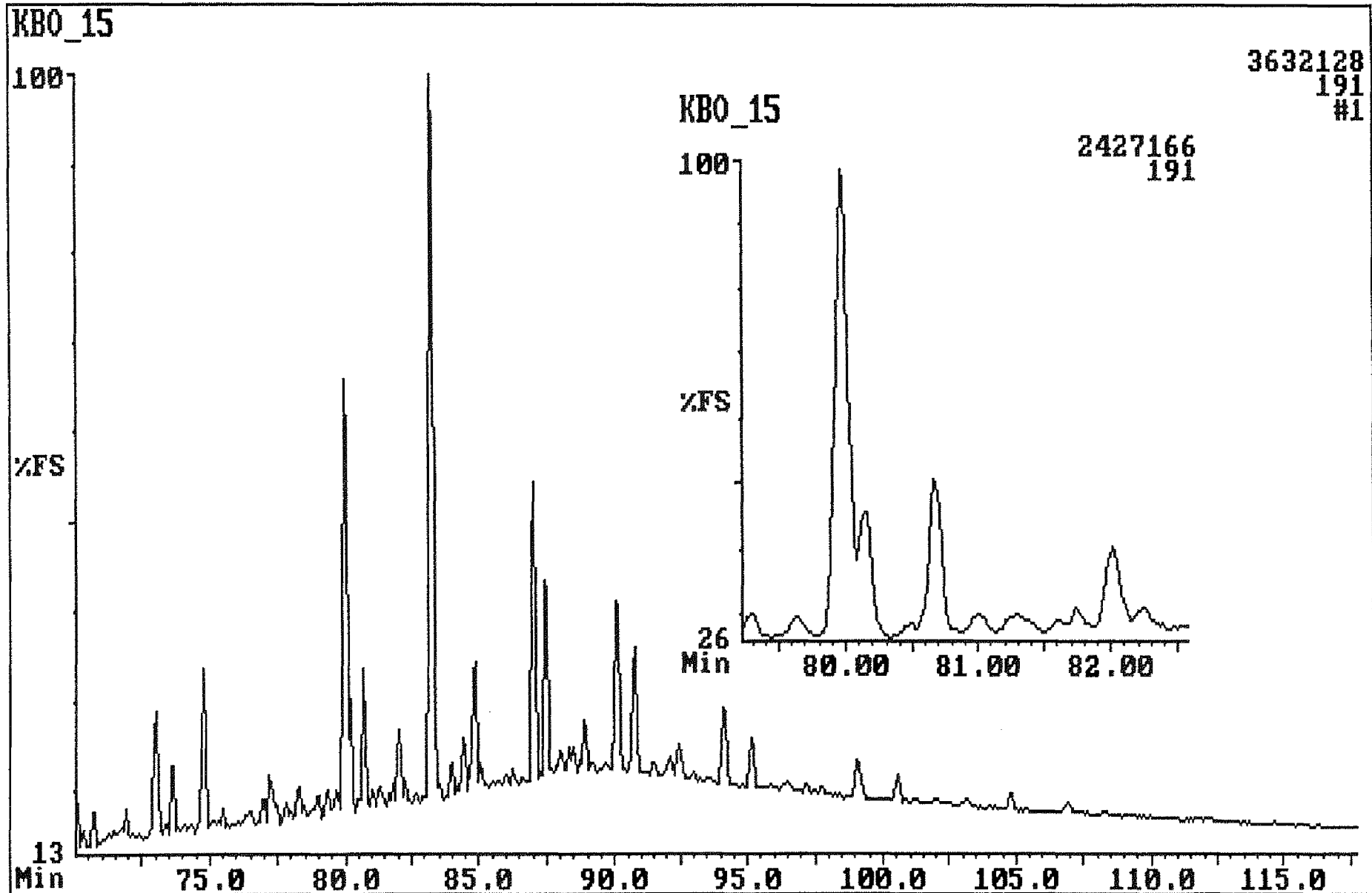
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 TXT SIV

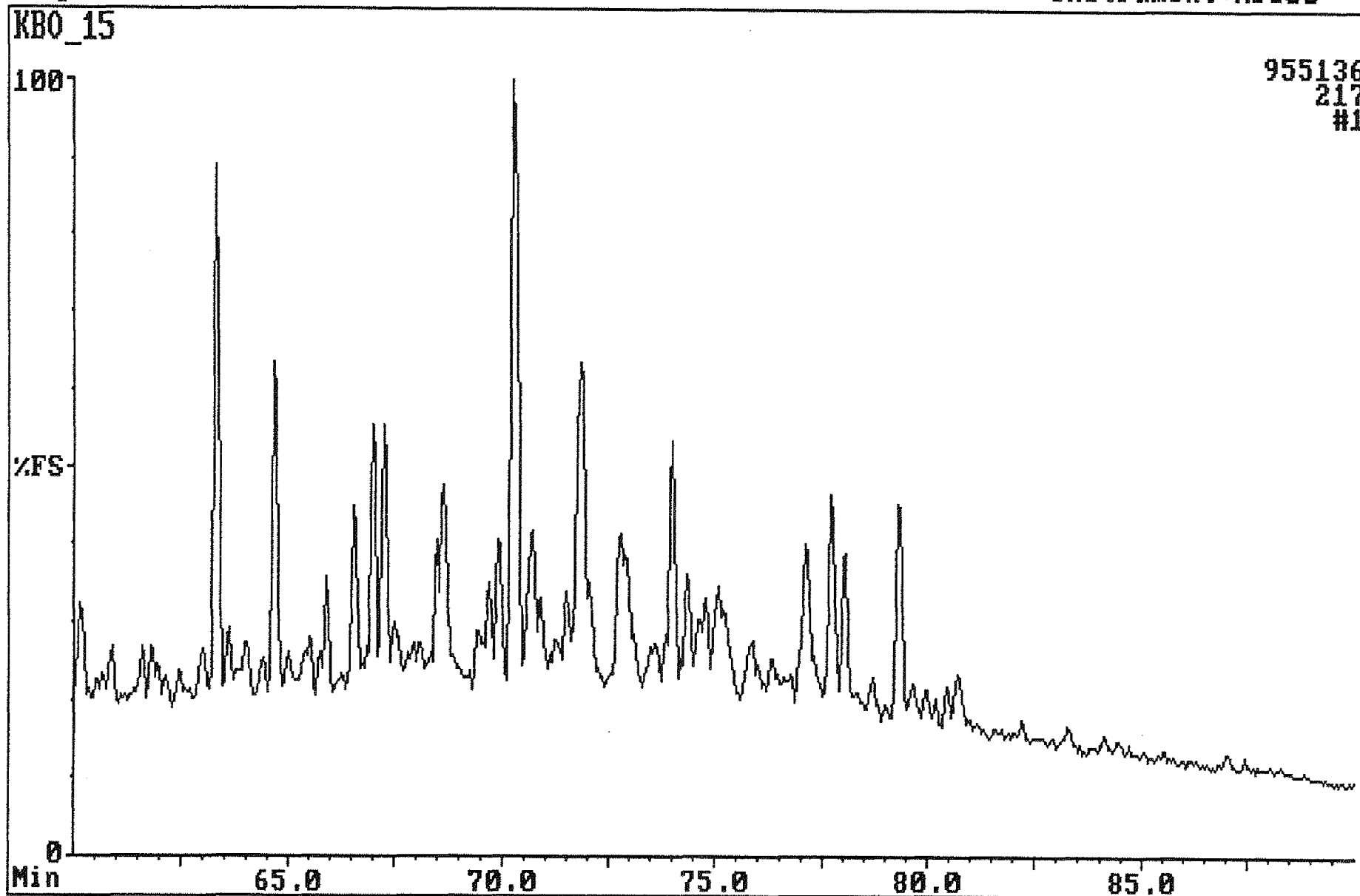
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 TXT SIV

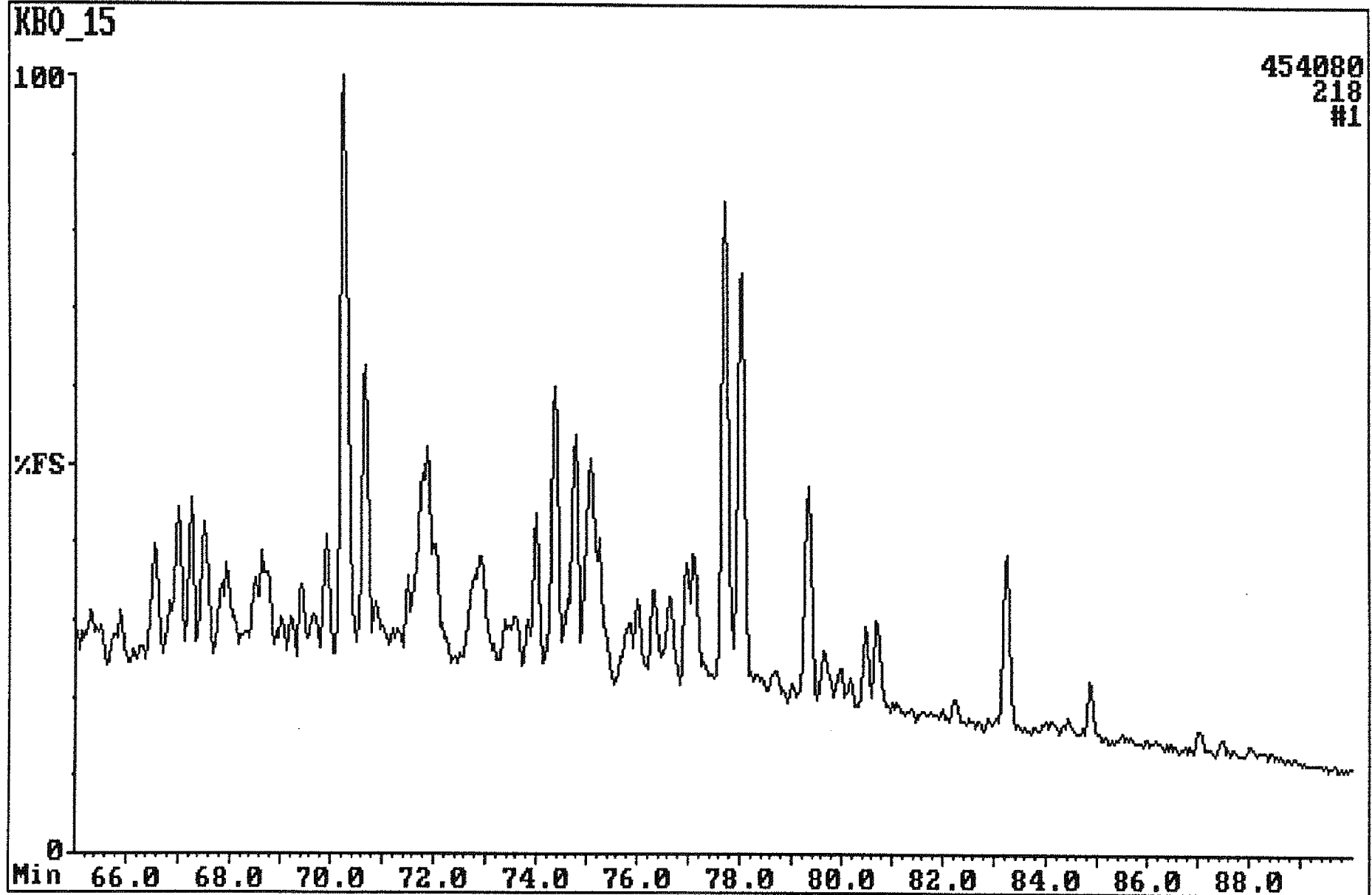
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 TXT SIV

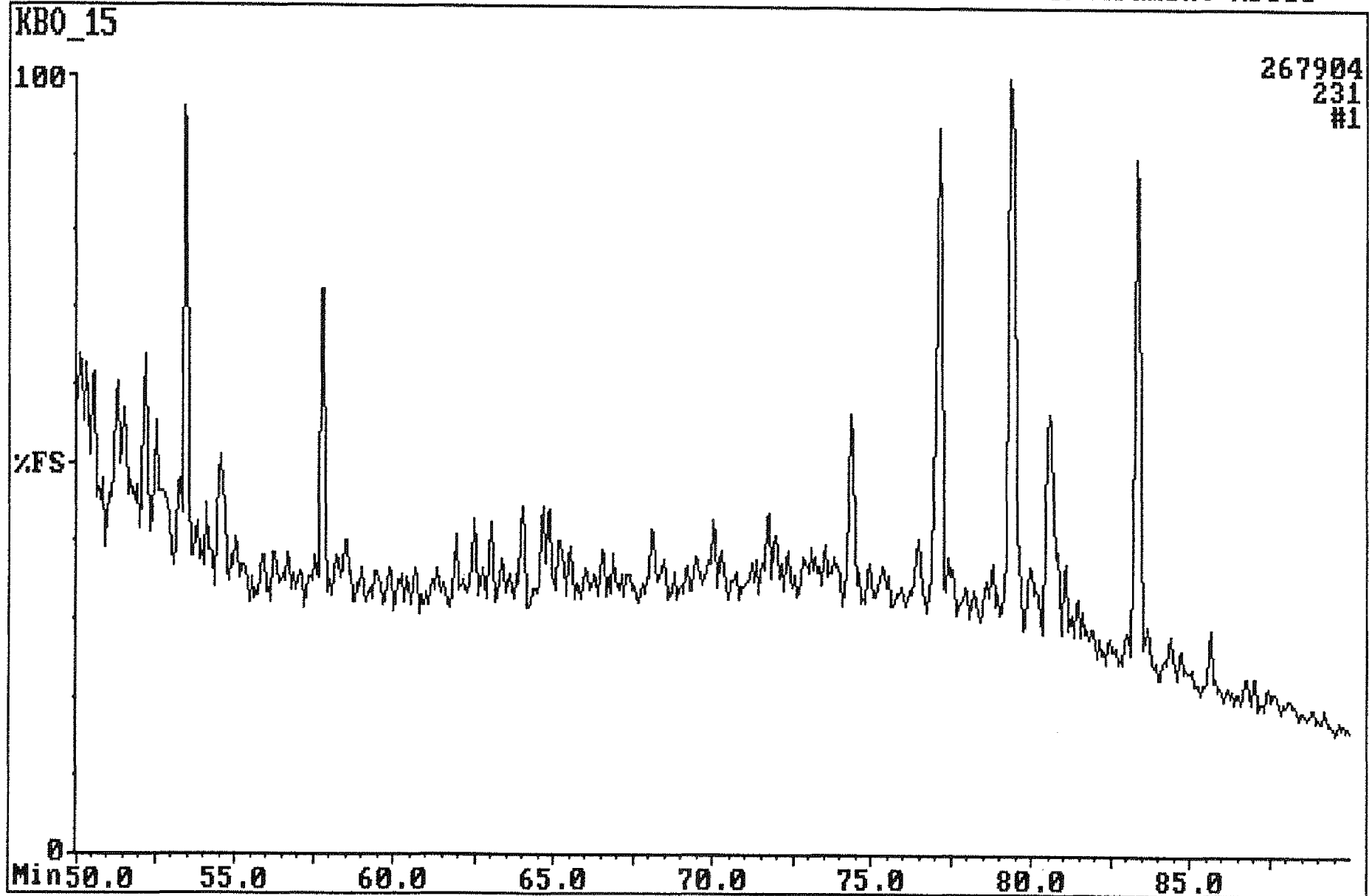
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 TXT SIV

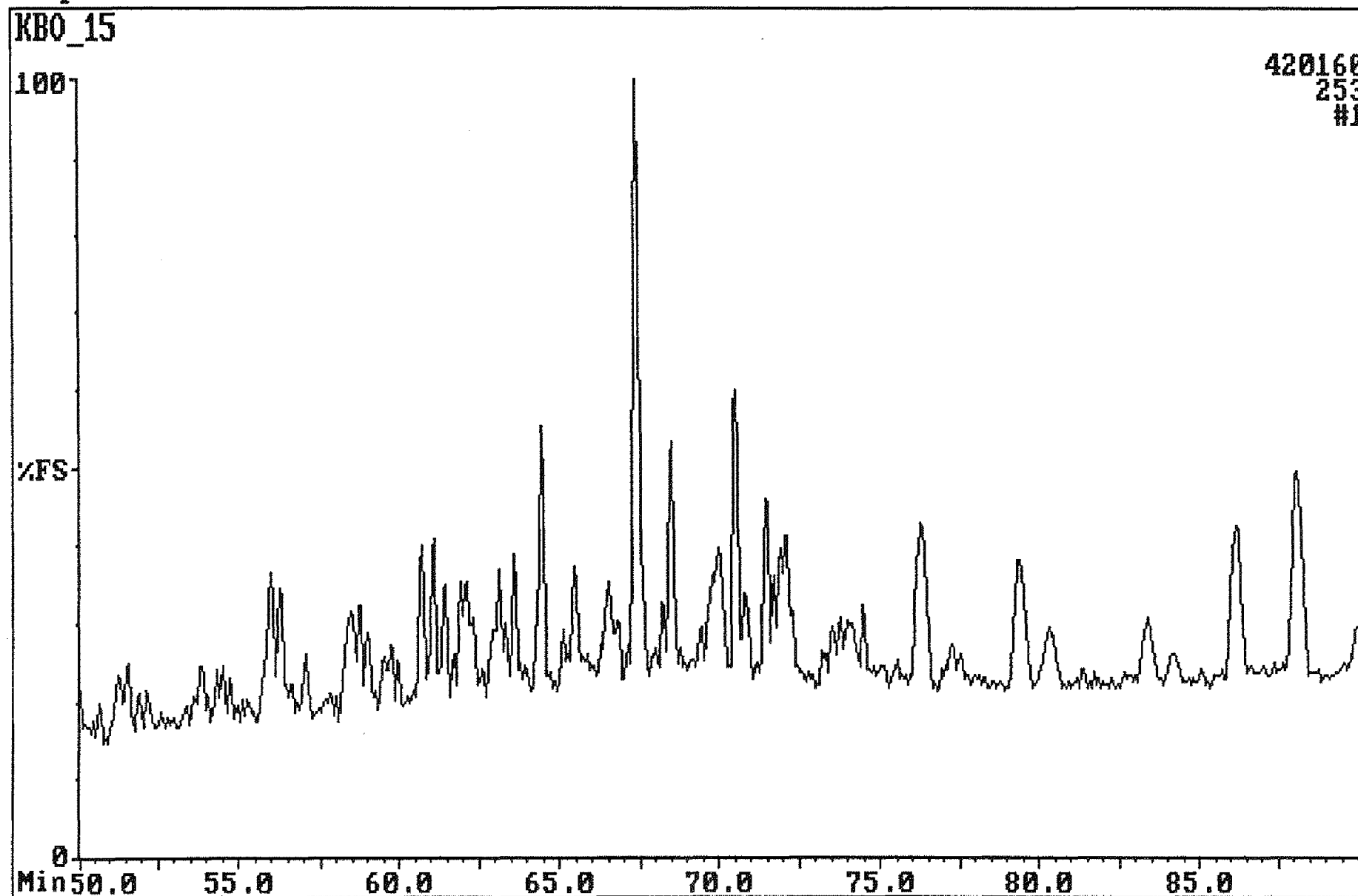
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 TXT SIV

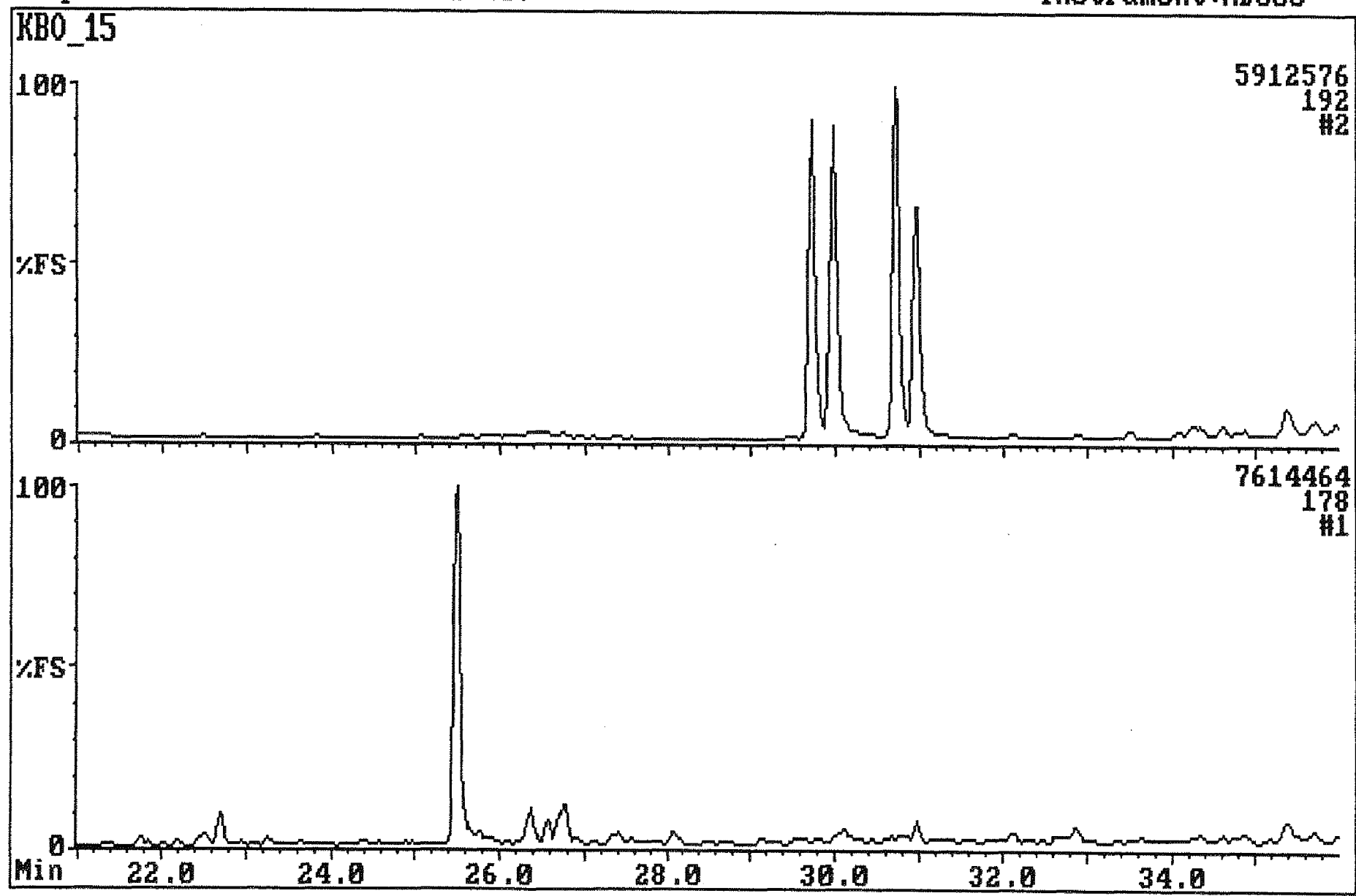
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3297.40 TXT SIV

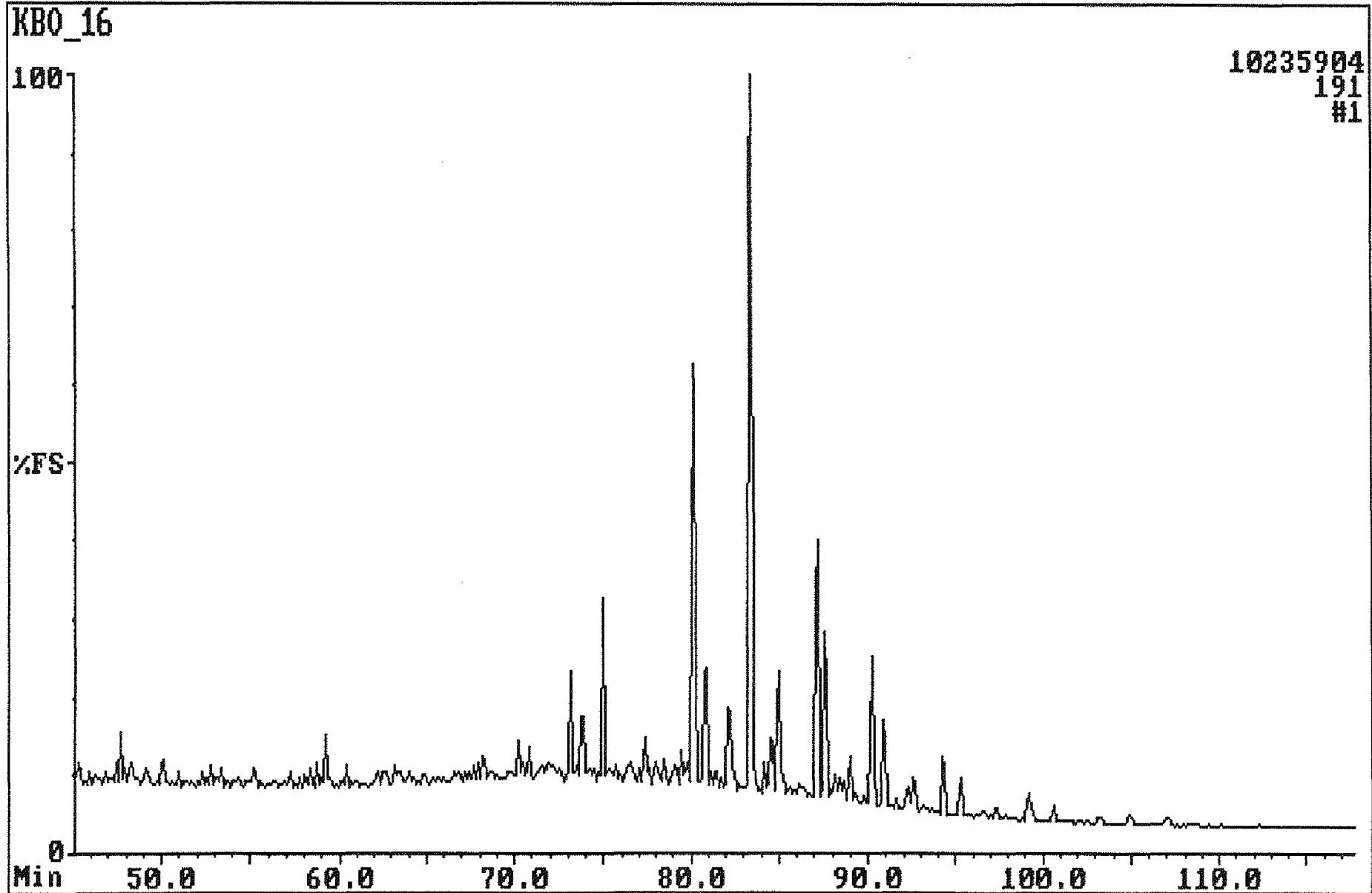
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3323.40 TXT SIV

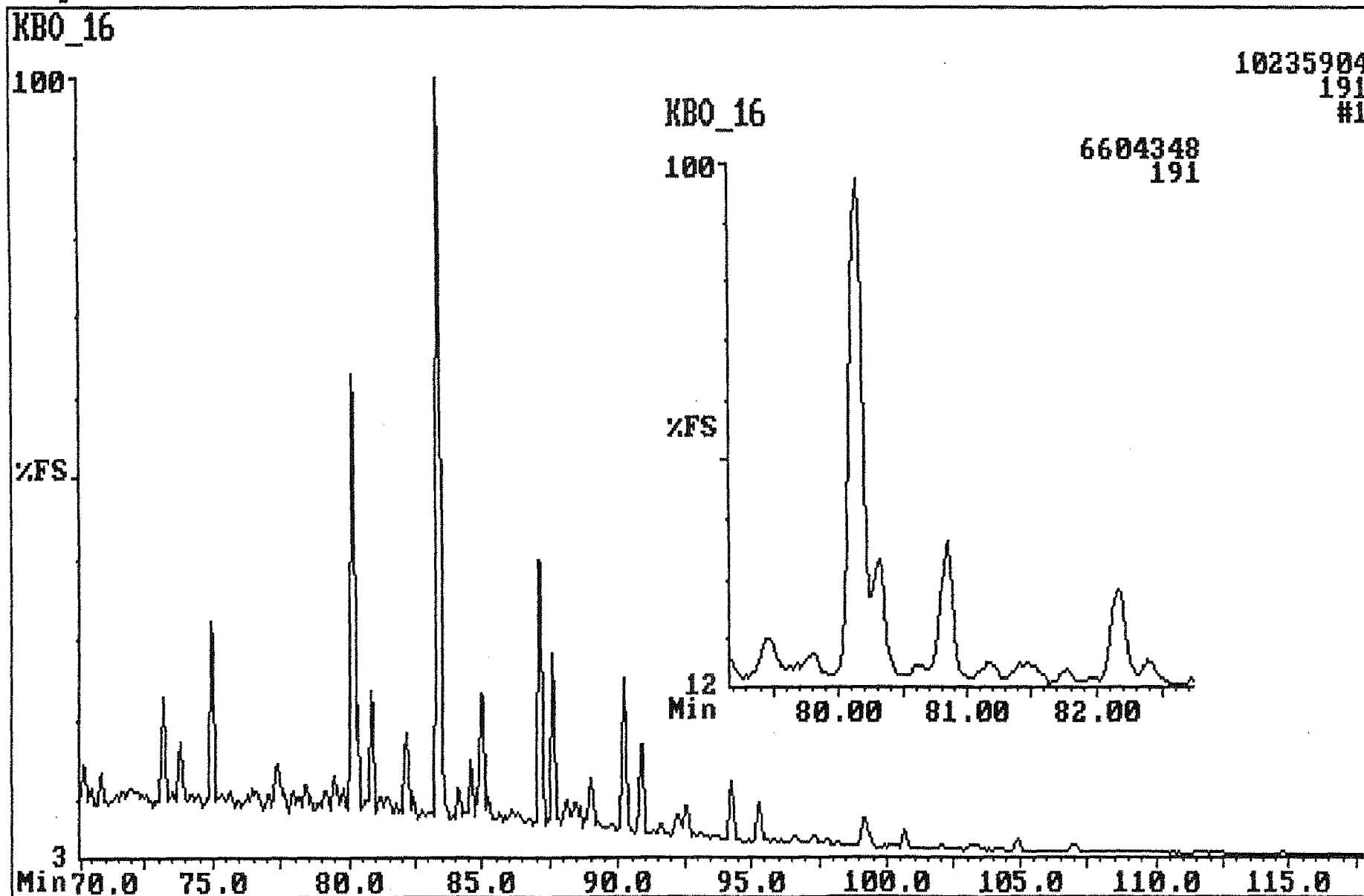
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3323.40 TXT SIV

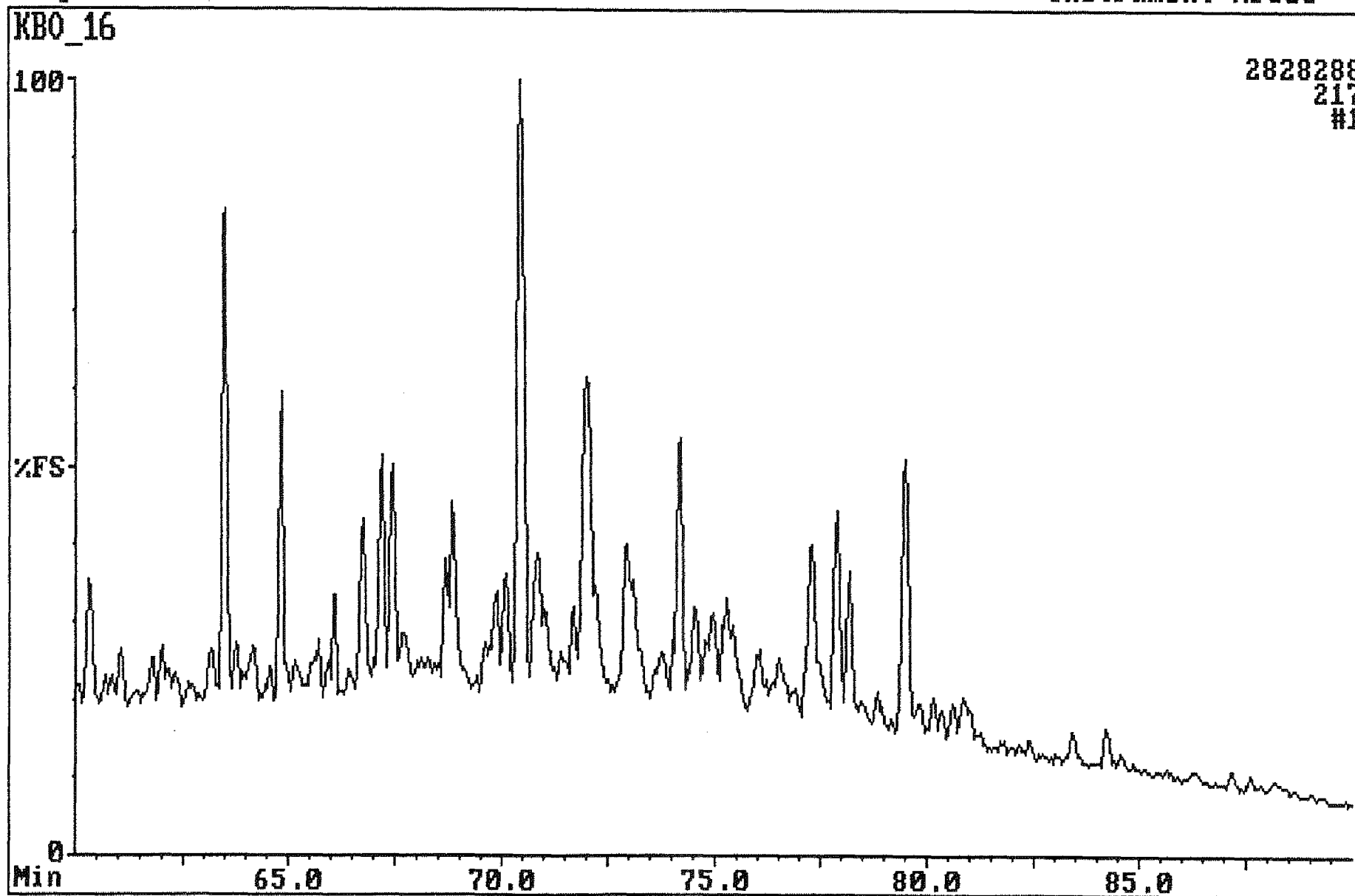
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3323.40 TXT SIV

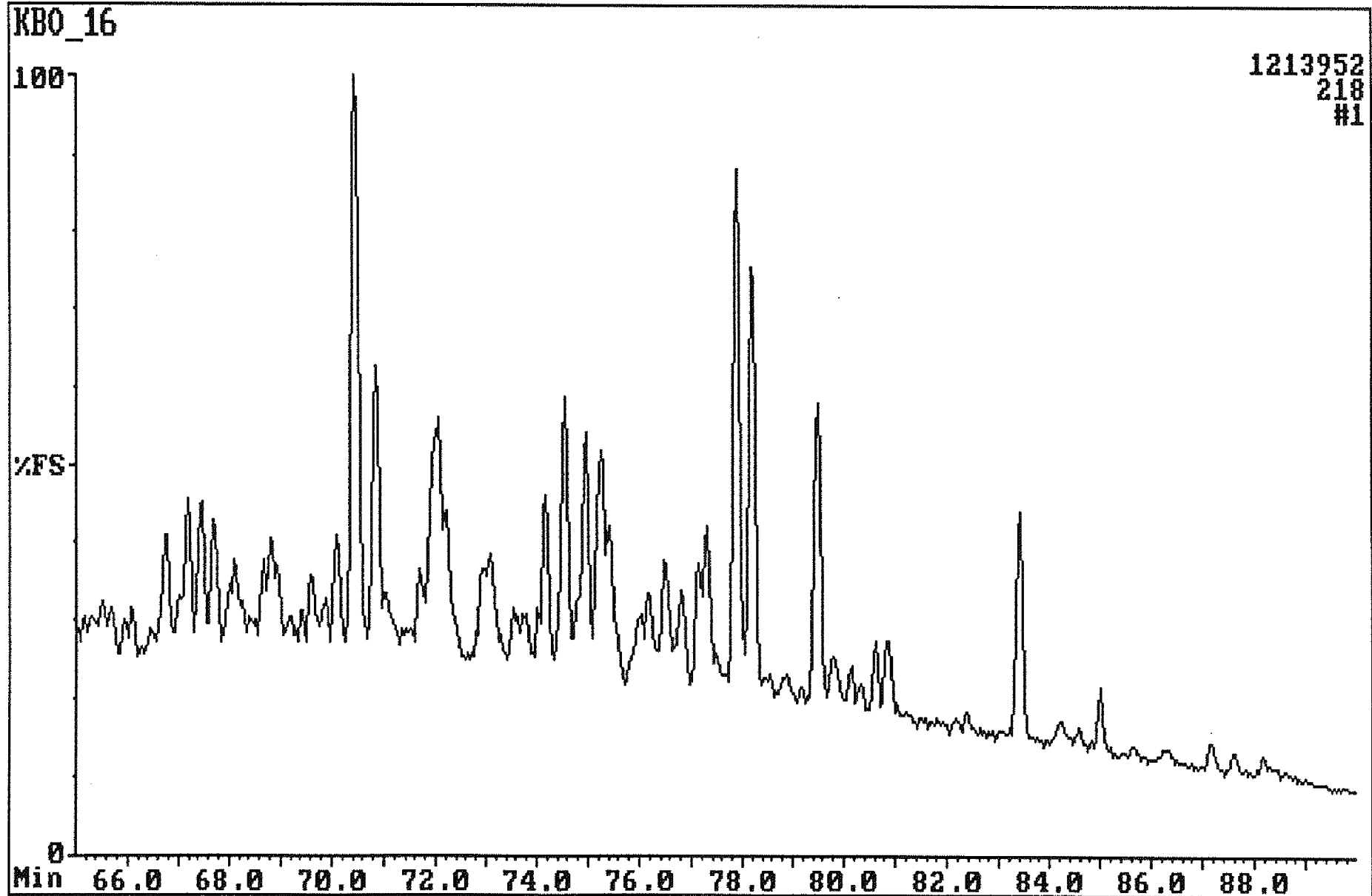
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3323.40 TXT SIV

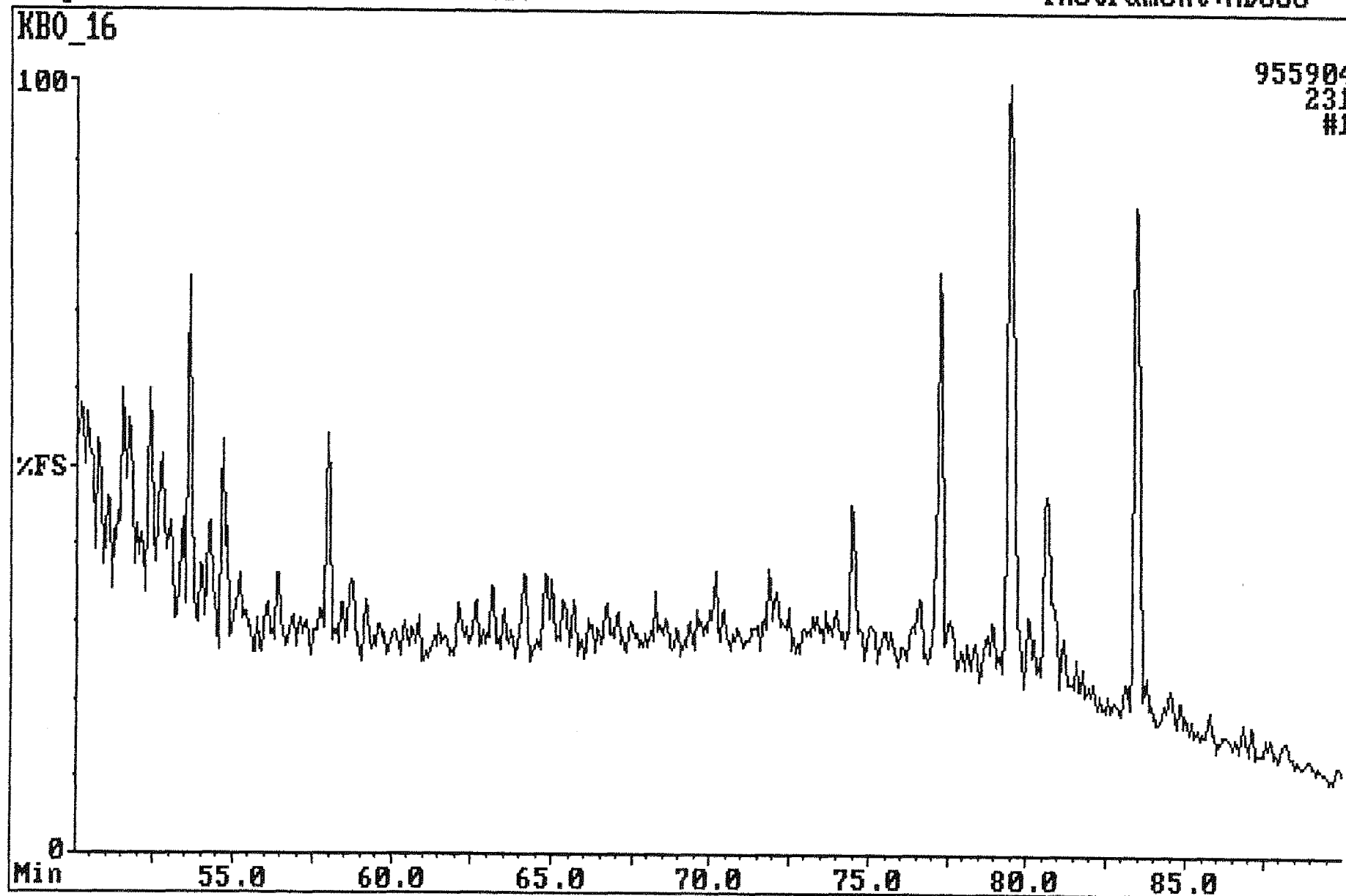
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3323.40 TXT SIV

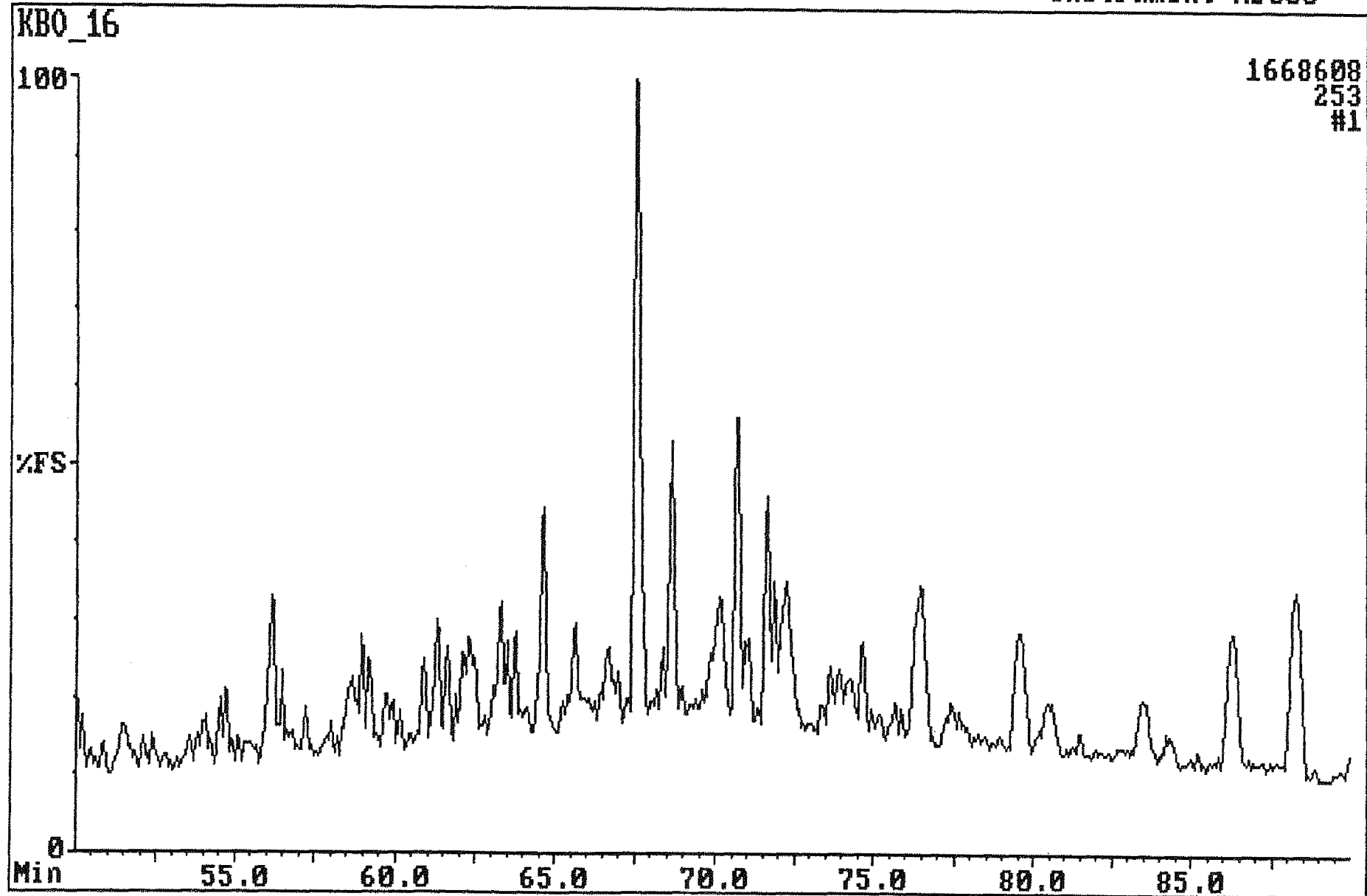
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3323.40 TXT SIV

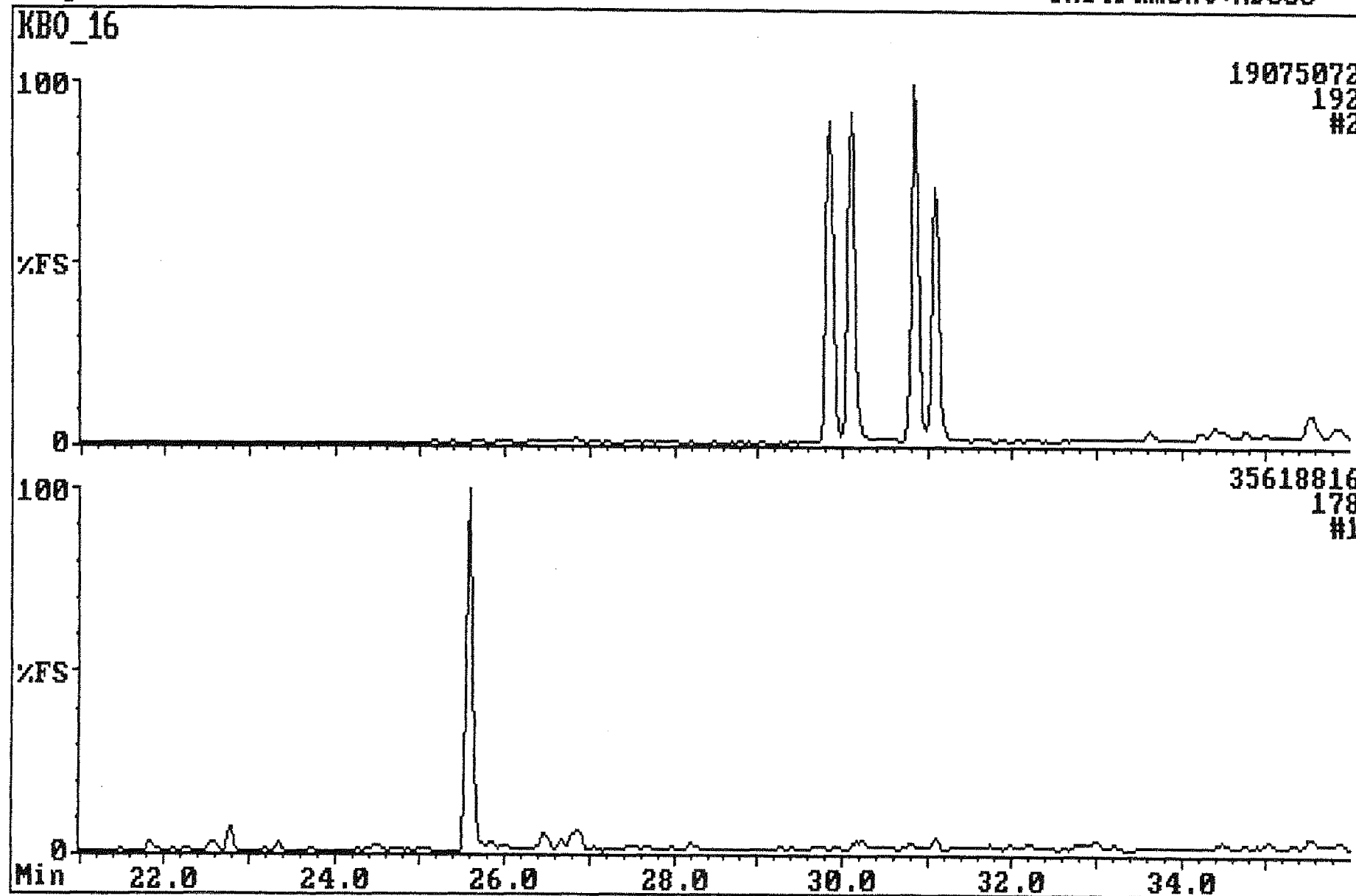
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3323.40 TXT SIV

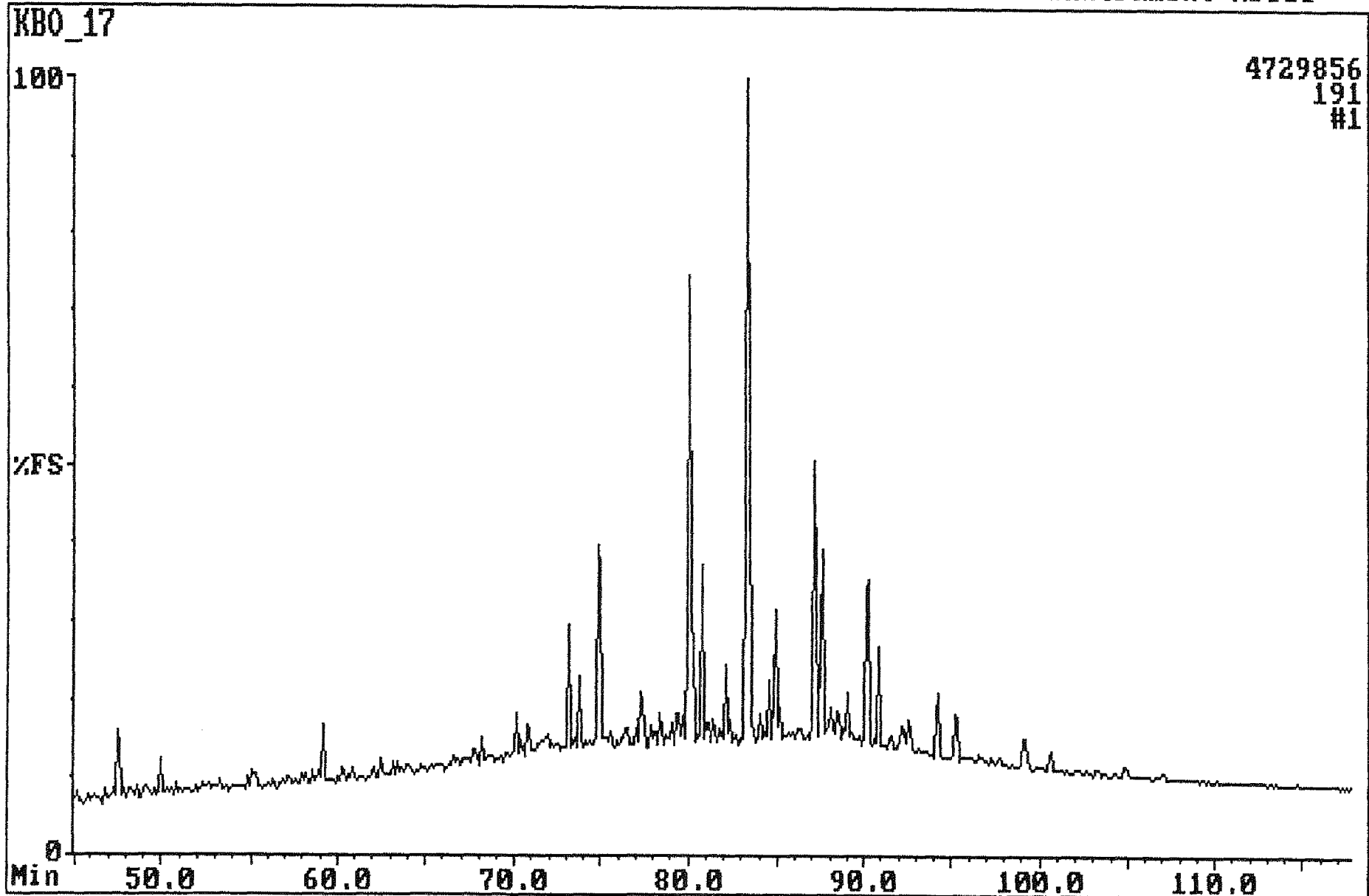
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3331.30 TXT SIV

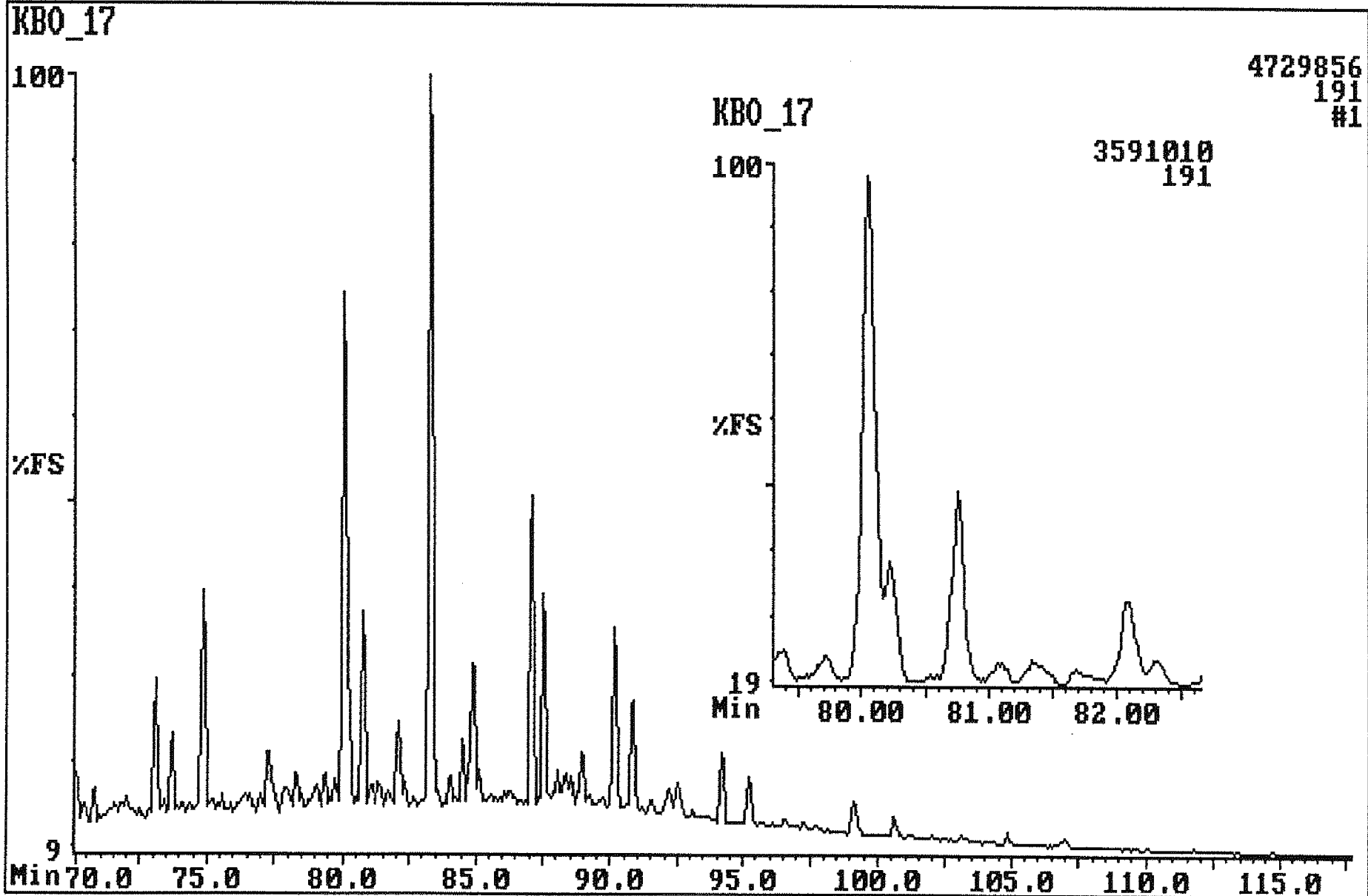
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3331.30 TXT SIV

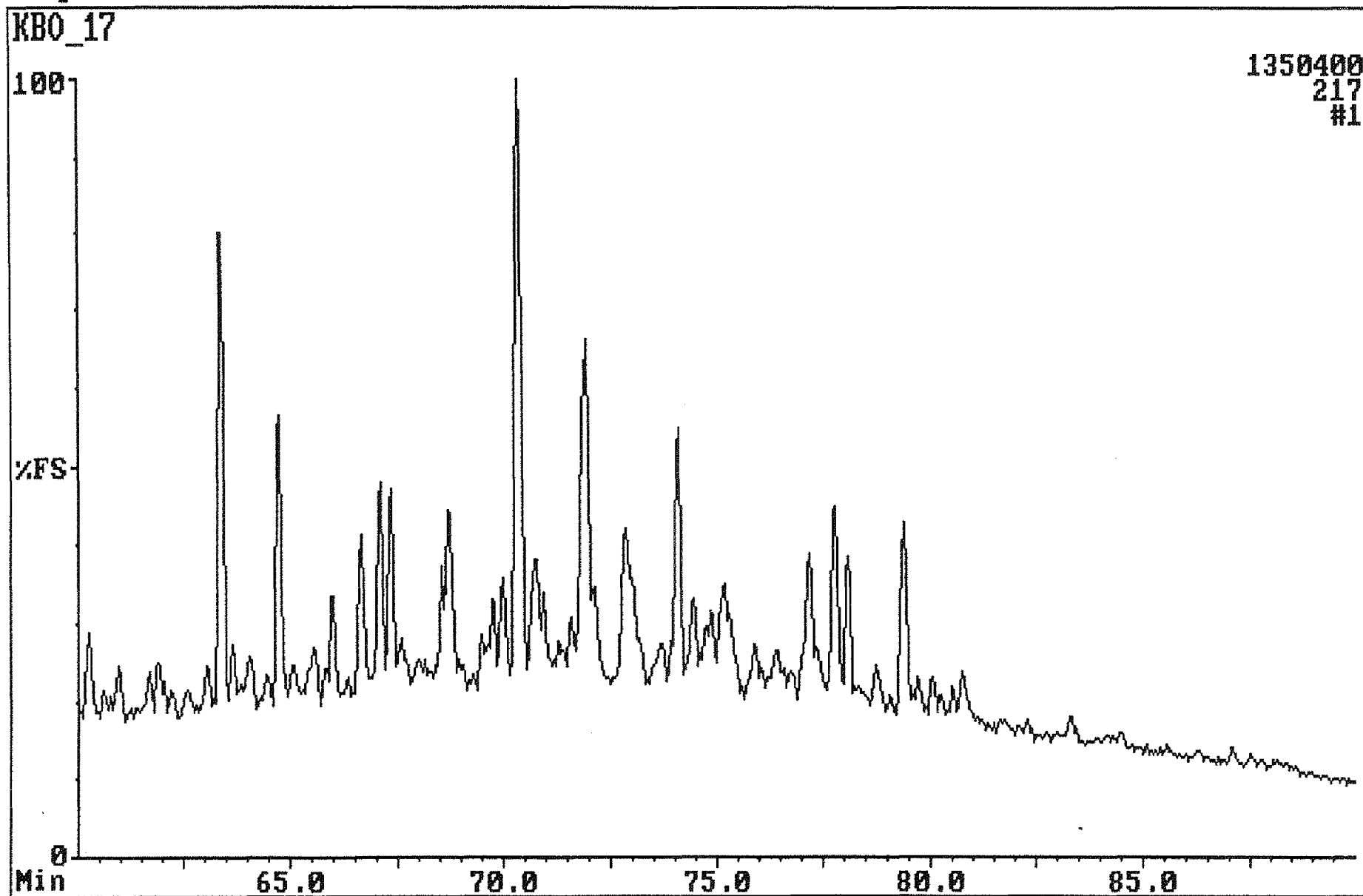
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3331.30 TXT SIV

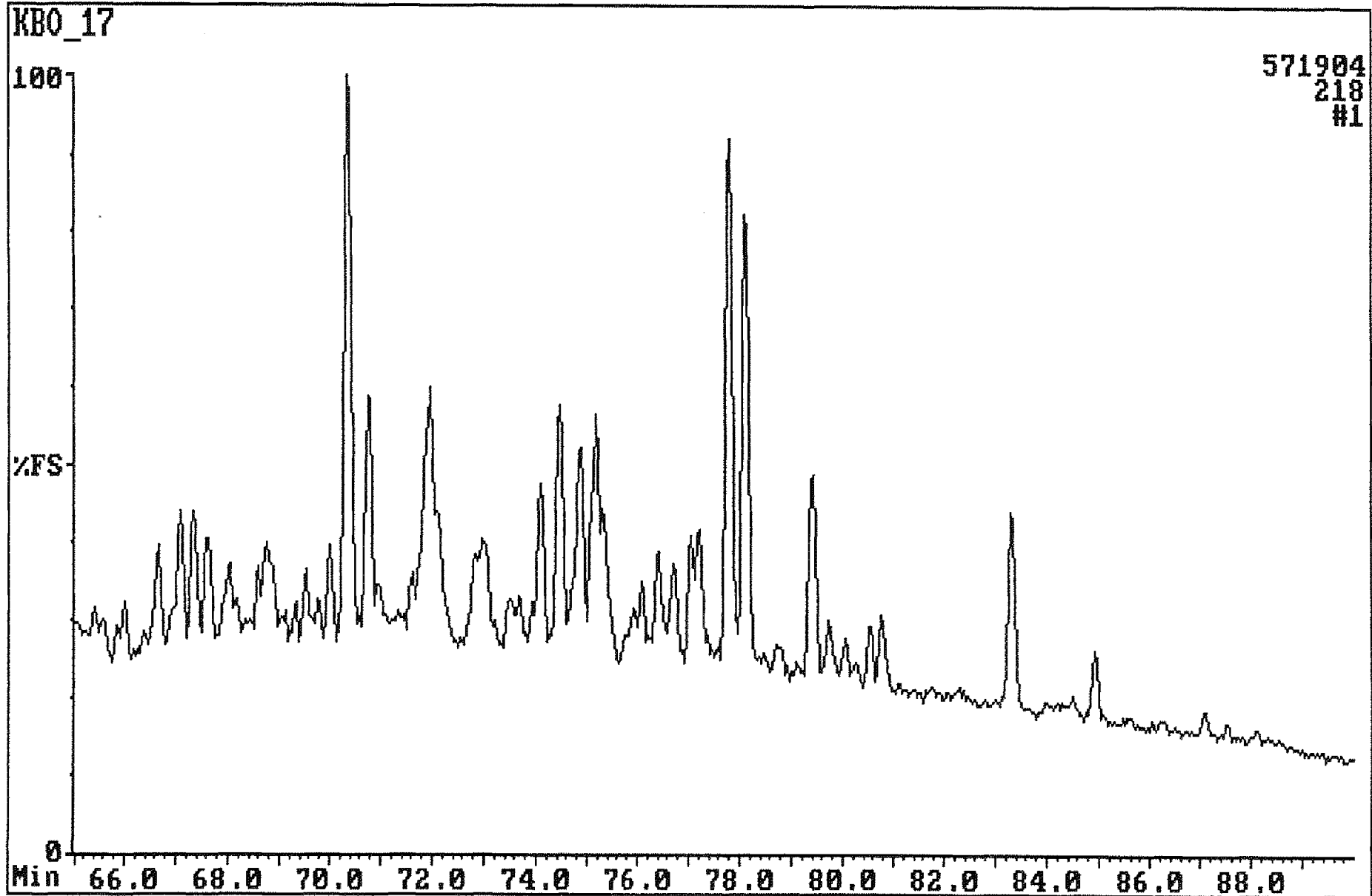
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3331.30 TXT SIV

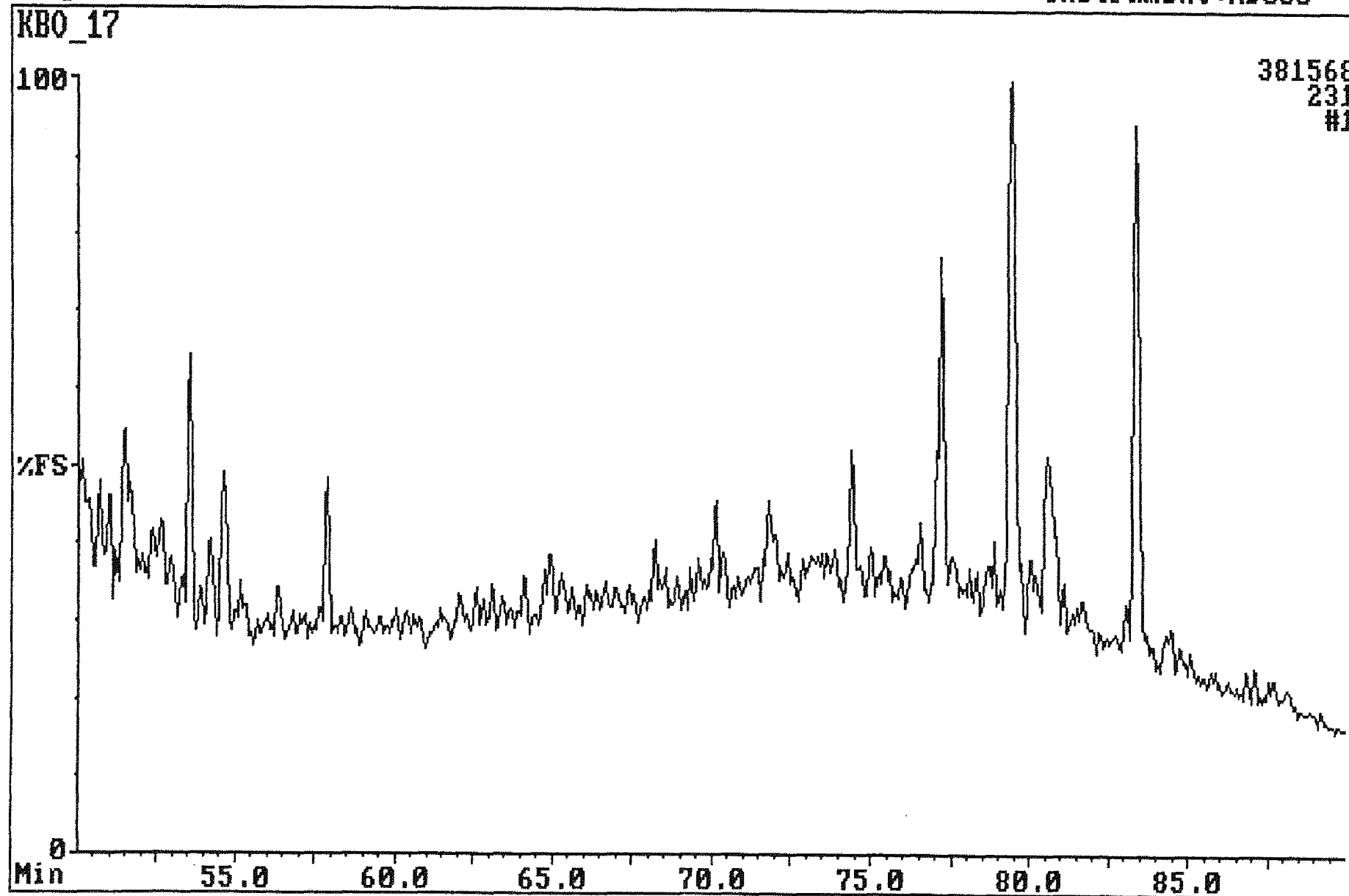
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3331.30 TXT SIV

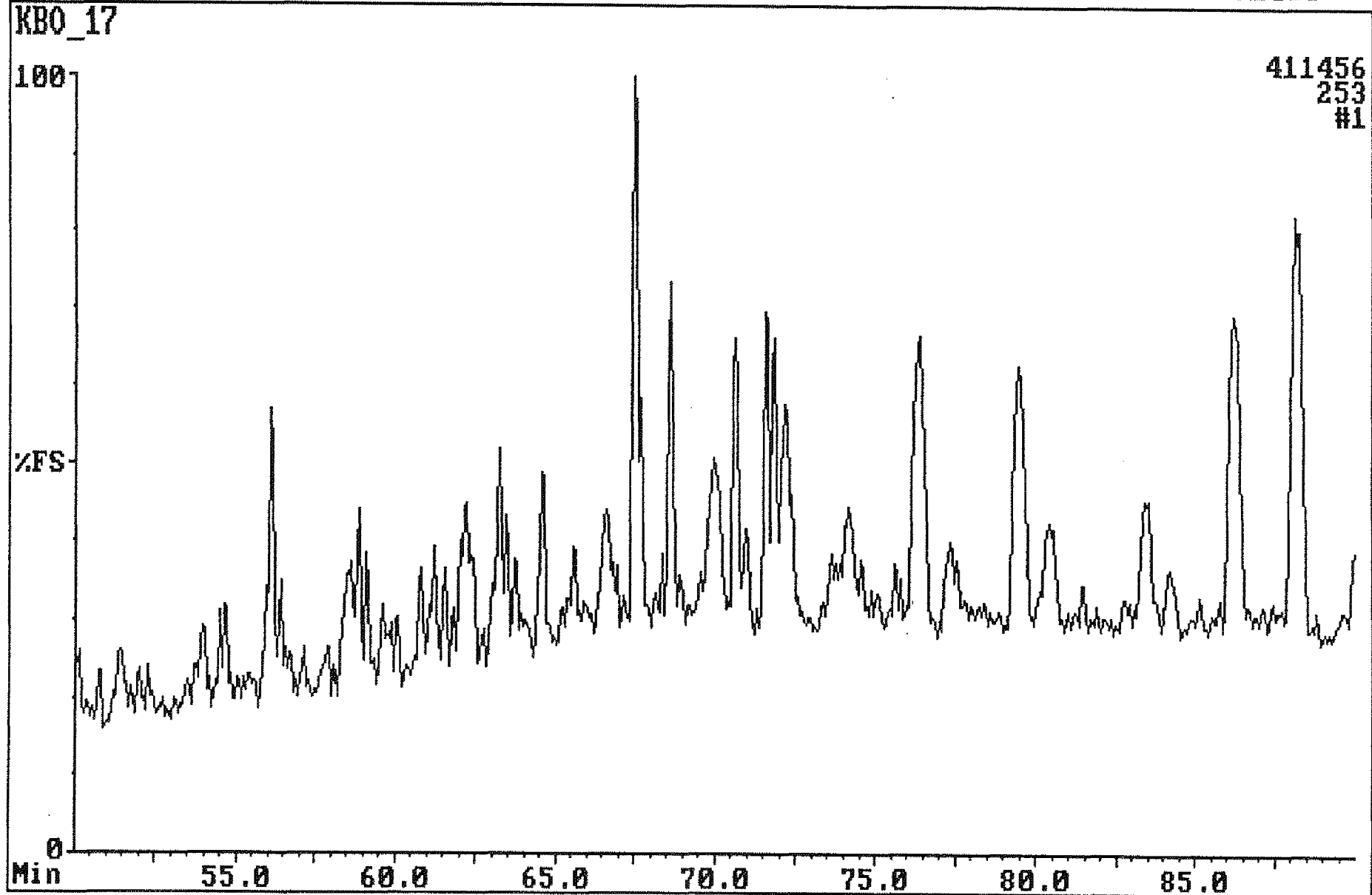
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3331.30 TXT SIV

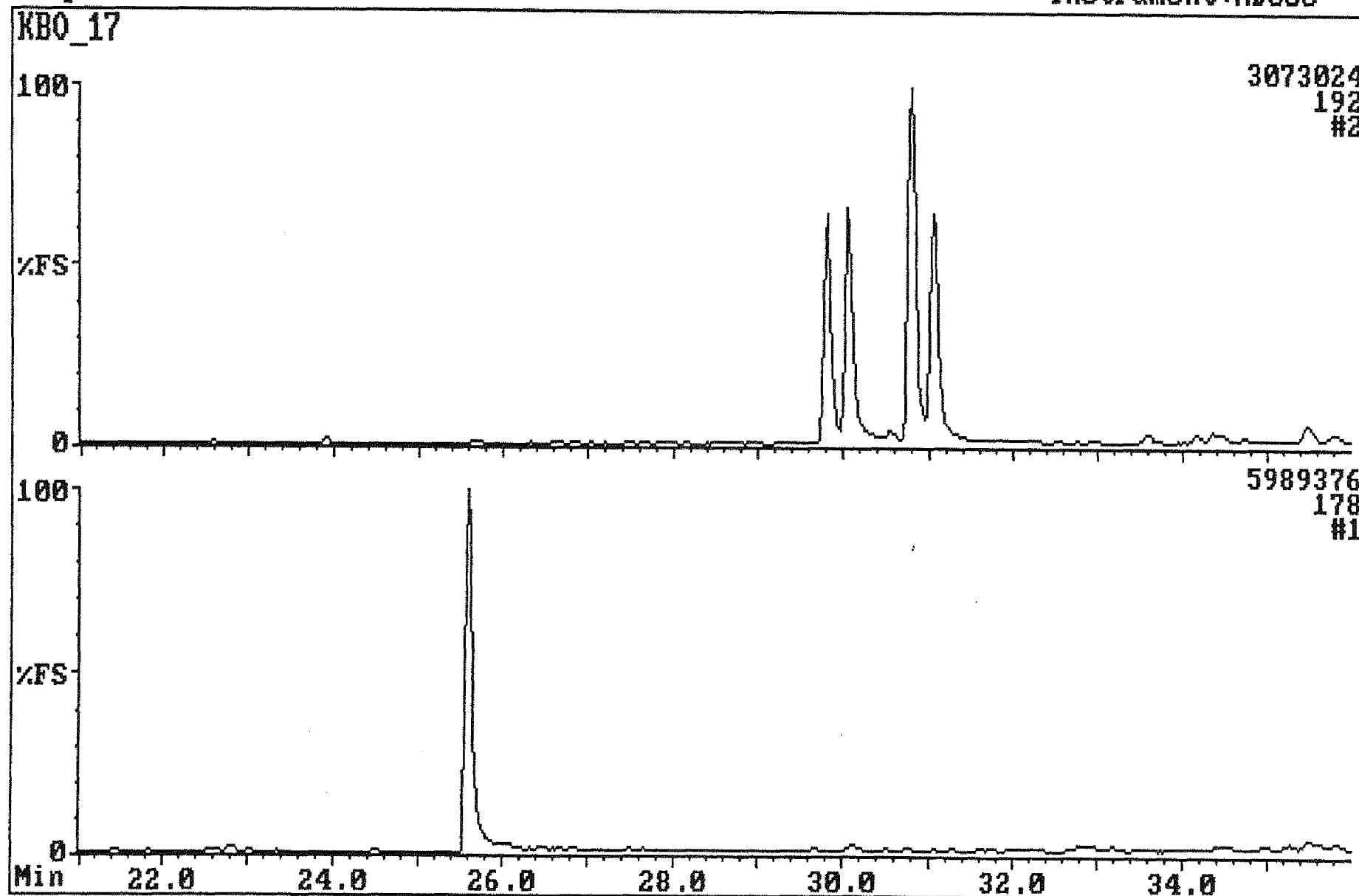
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3331.30 TXT SIV

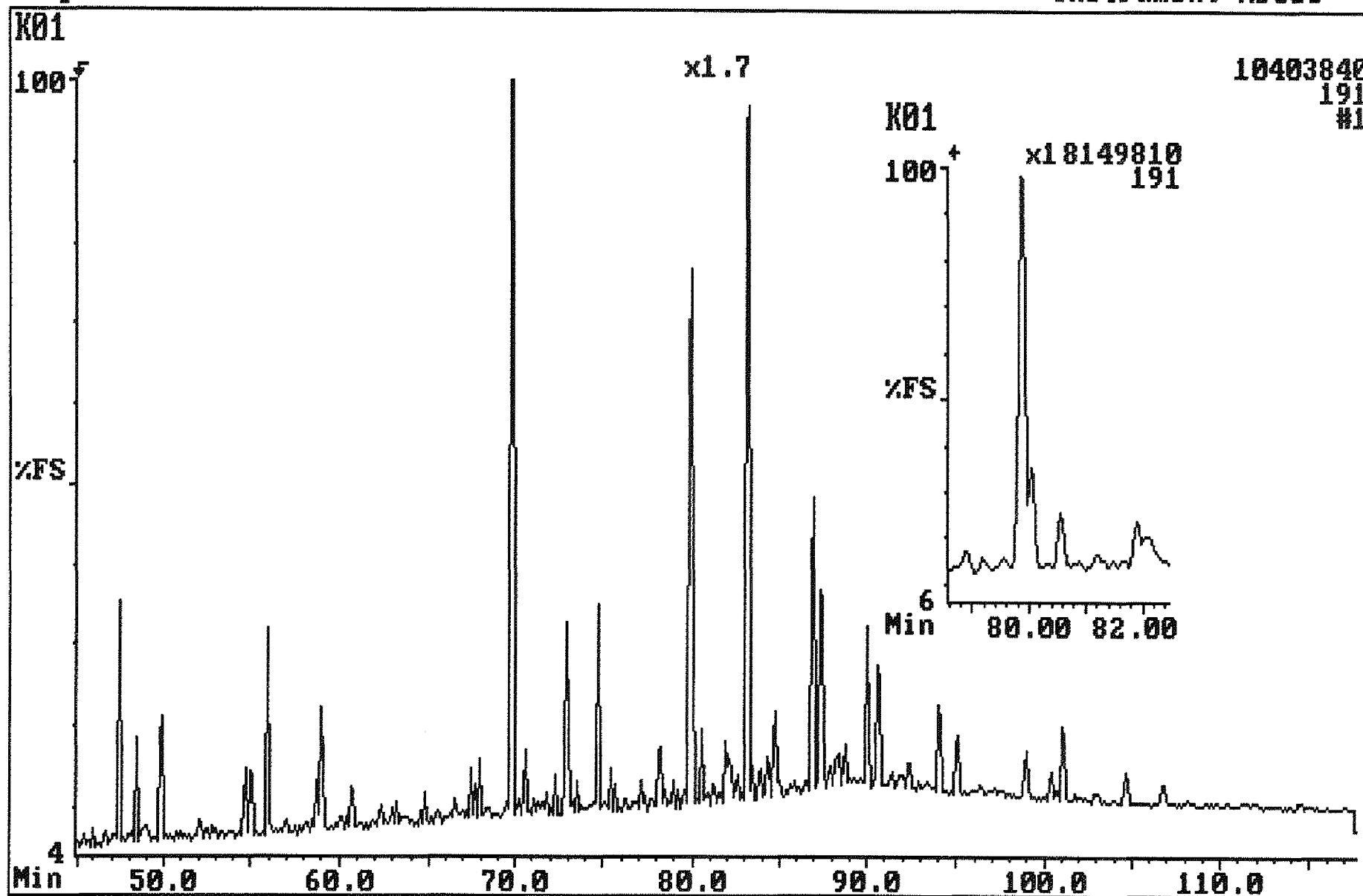
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3289.00 INCL SIV

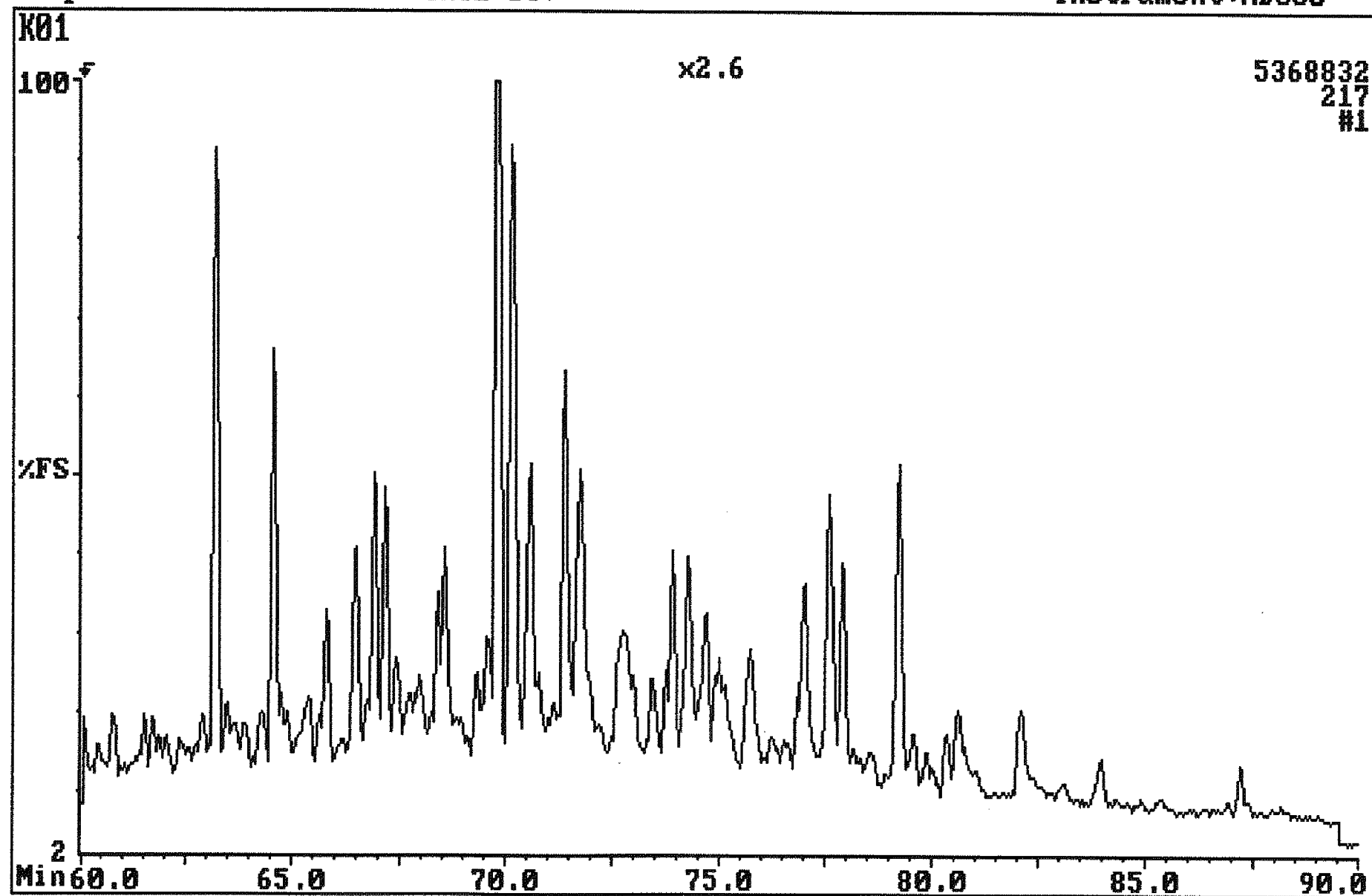
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample: 34/10-21 3289.00 INCL SIV

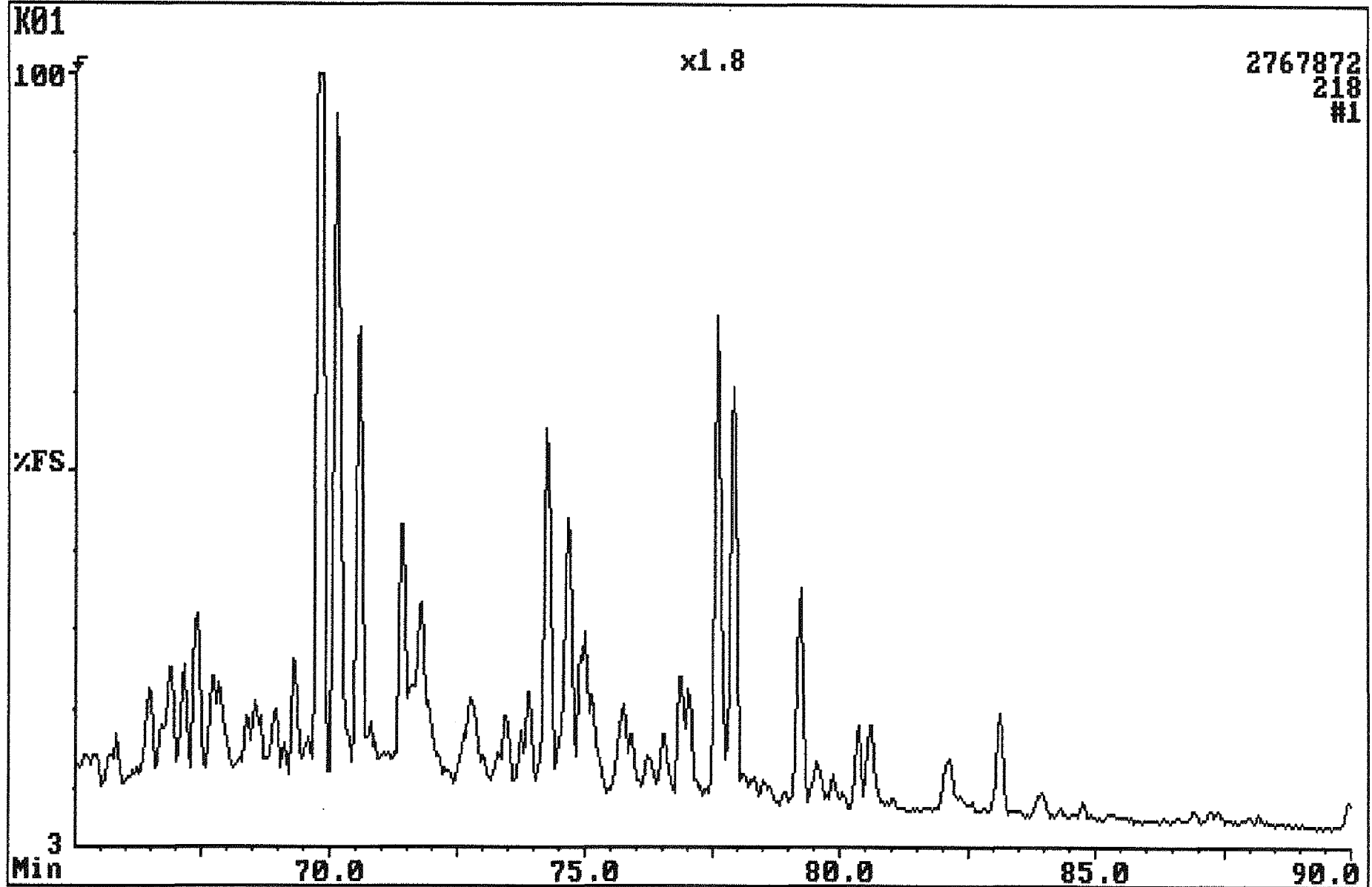
Instrument: MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3289.00 INCL SIV

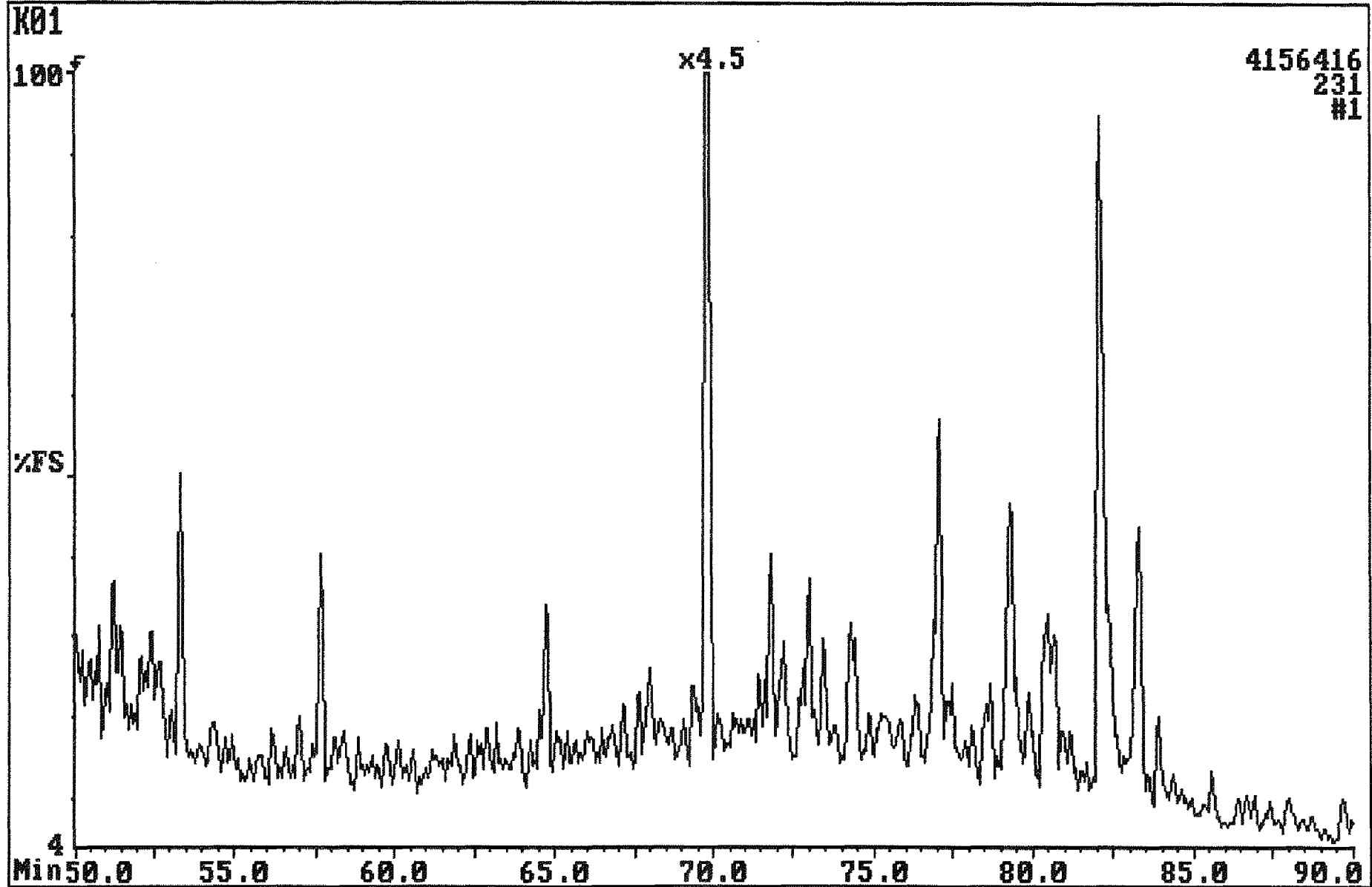
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample: 34/10-21 3289.00 INCL SIV

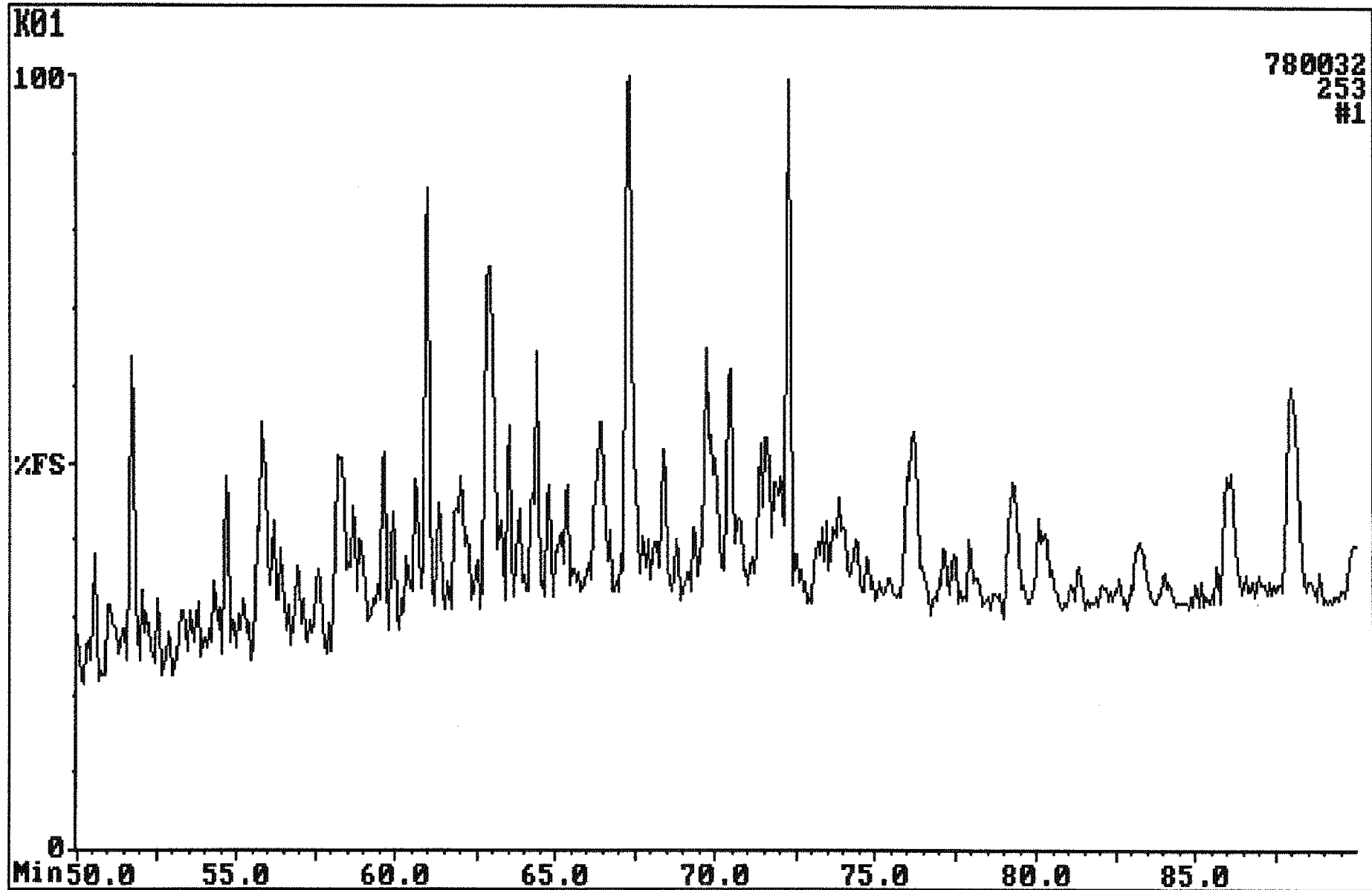
Instrument: MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3289.00 INCL SIV

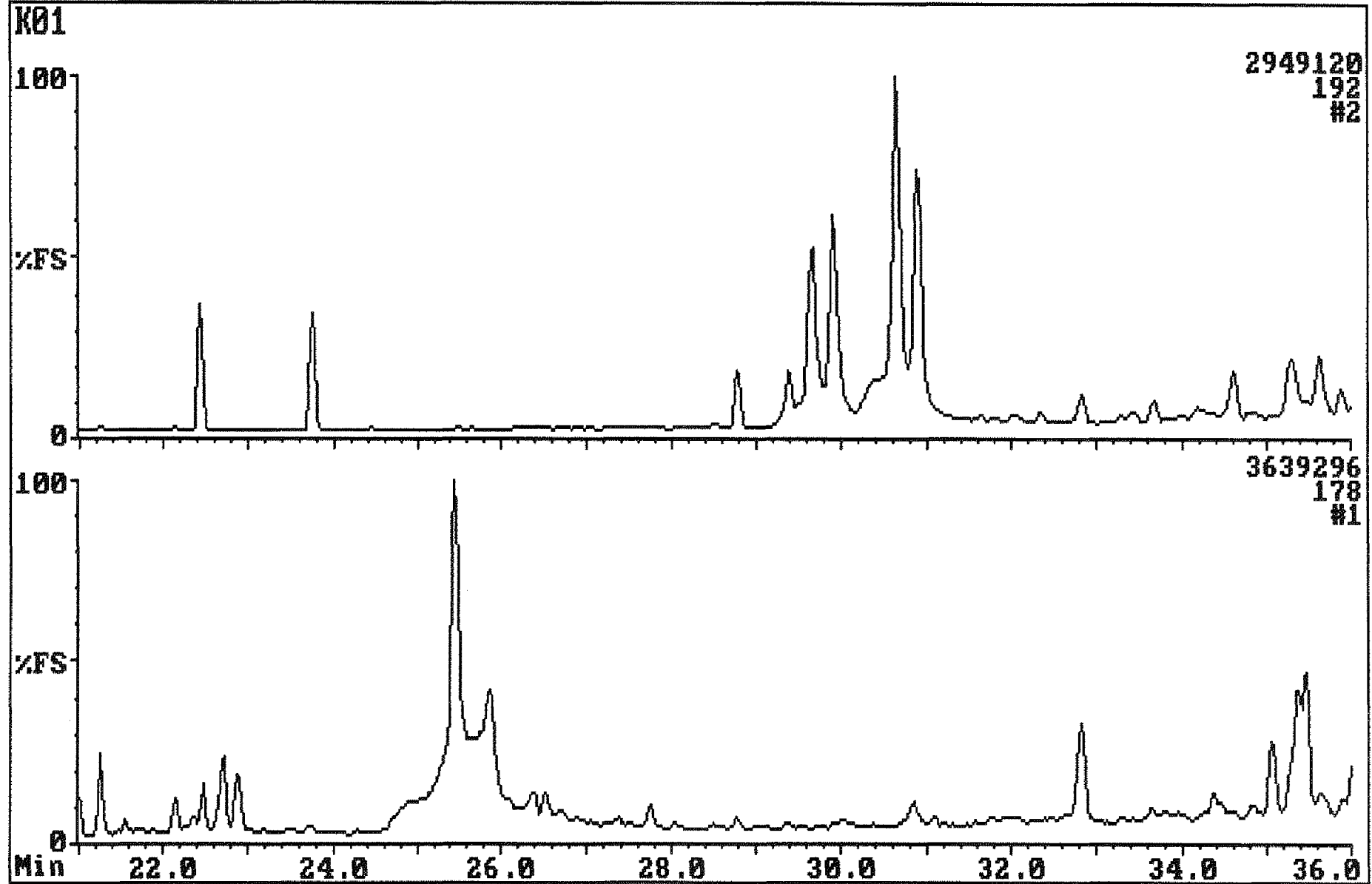
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3289.00 INCL SIV

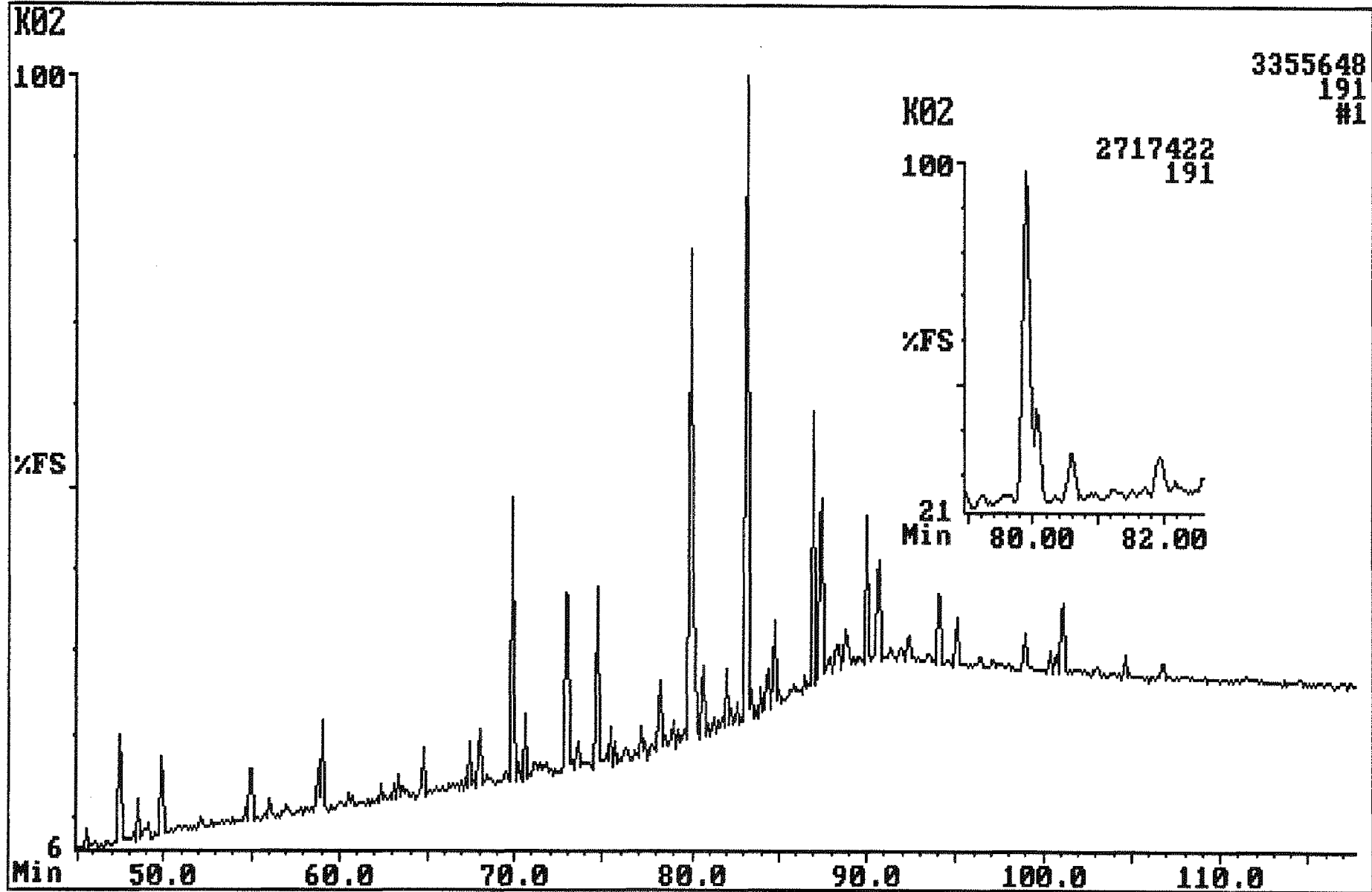
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3320.50 INCL SIV

Instrument:MD800

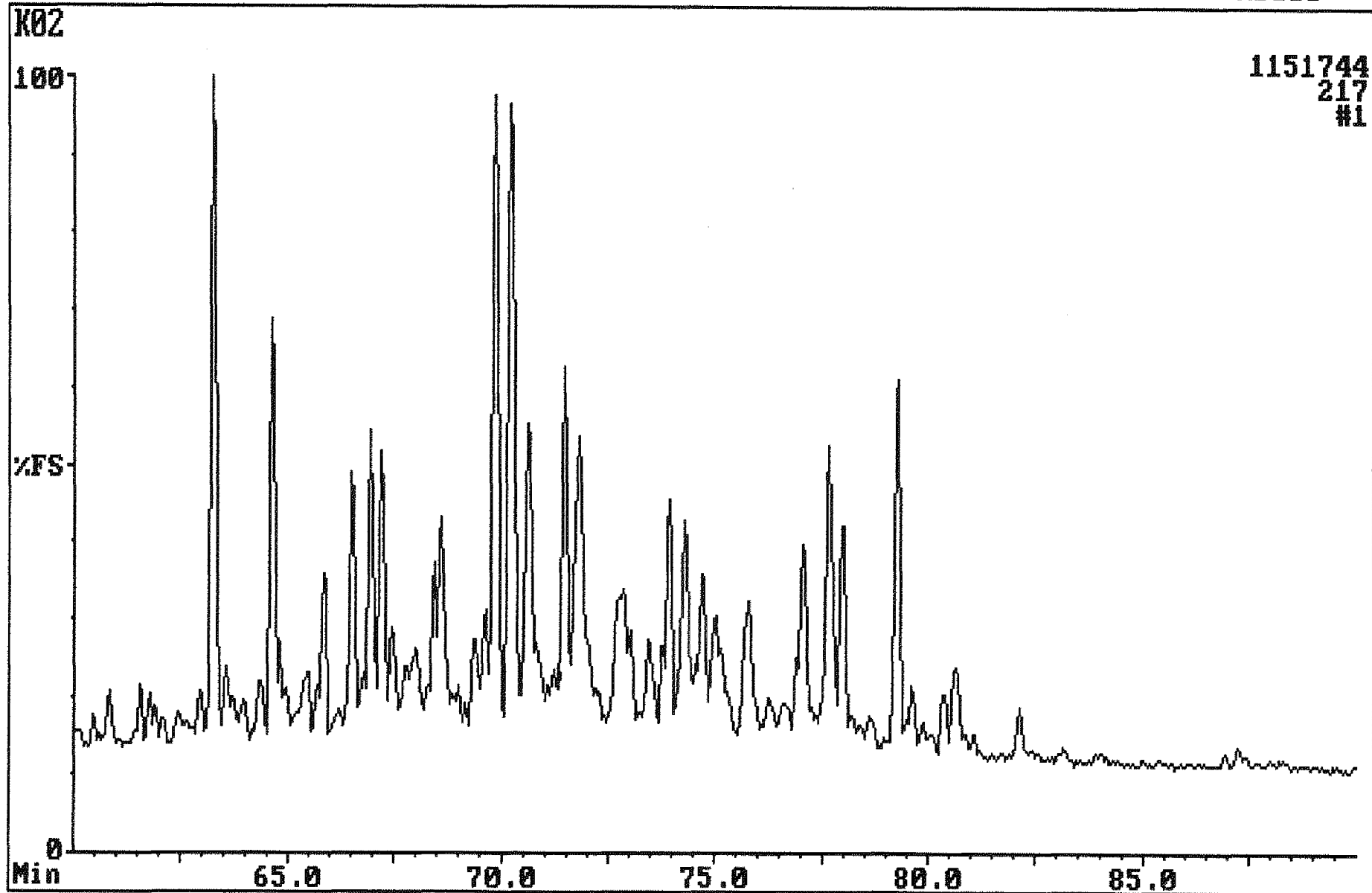


Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample: 34/10-21 3320.50 INCL SIV

Instrument: MD800

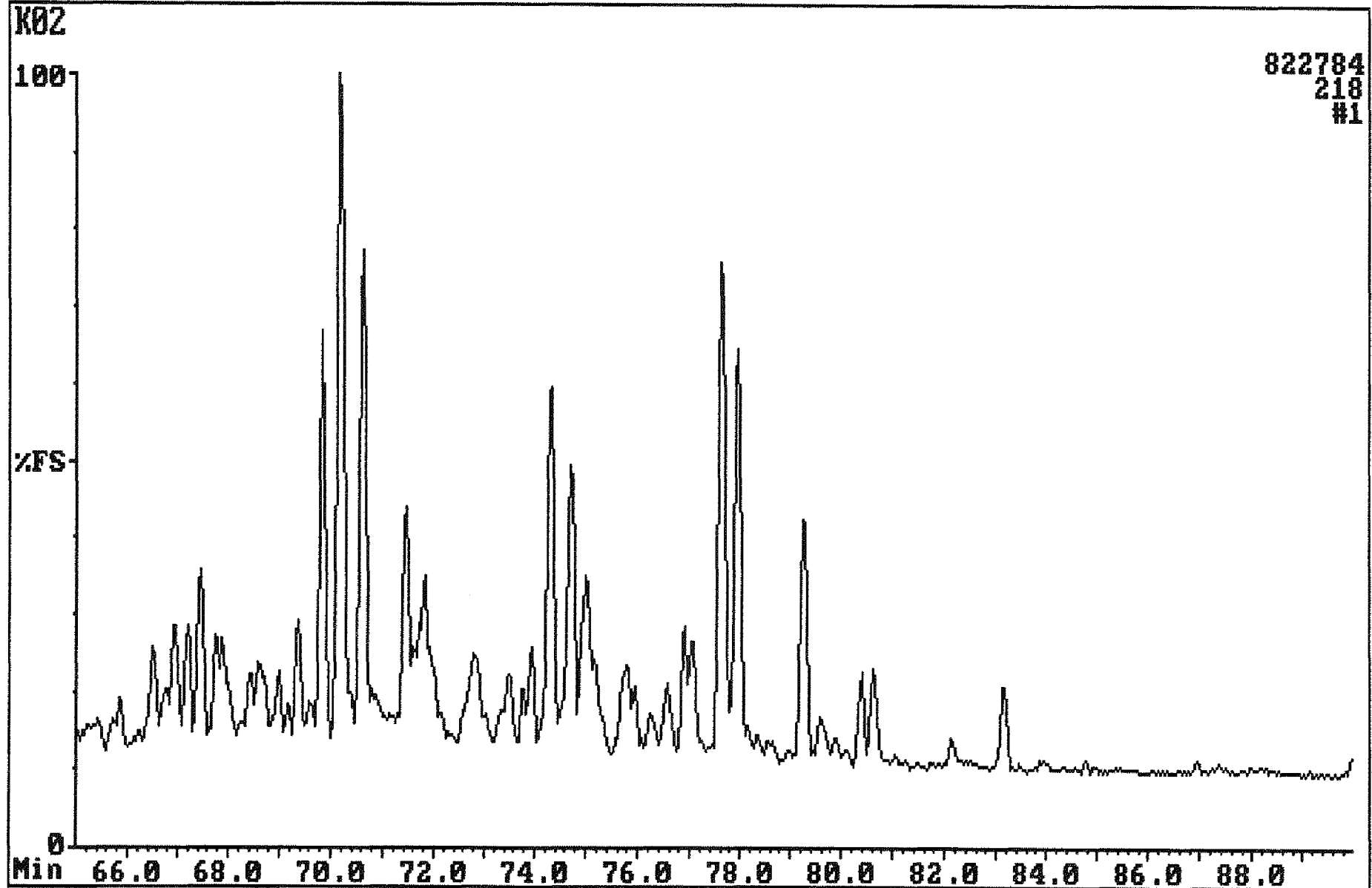
1151744
217
#1



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3320.50 INCL SIV

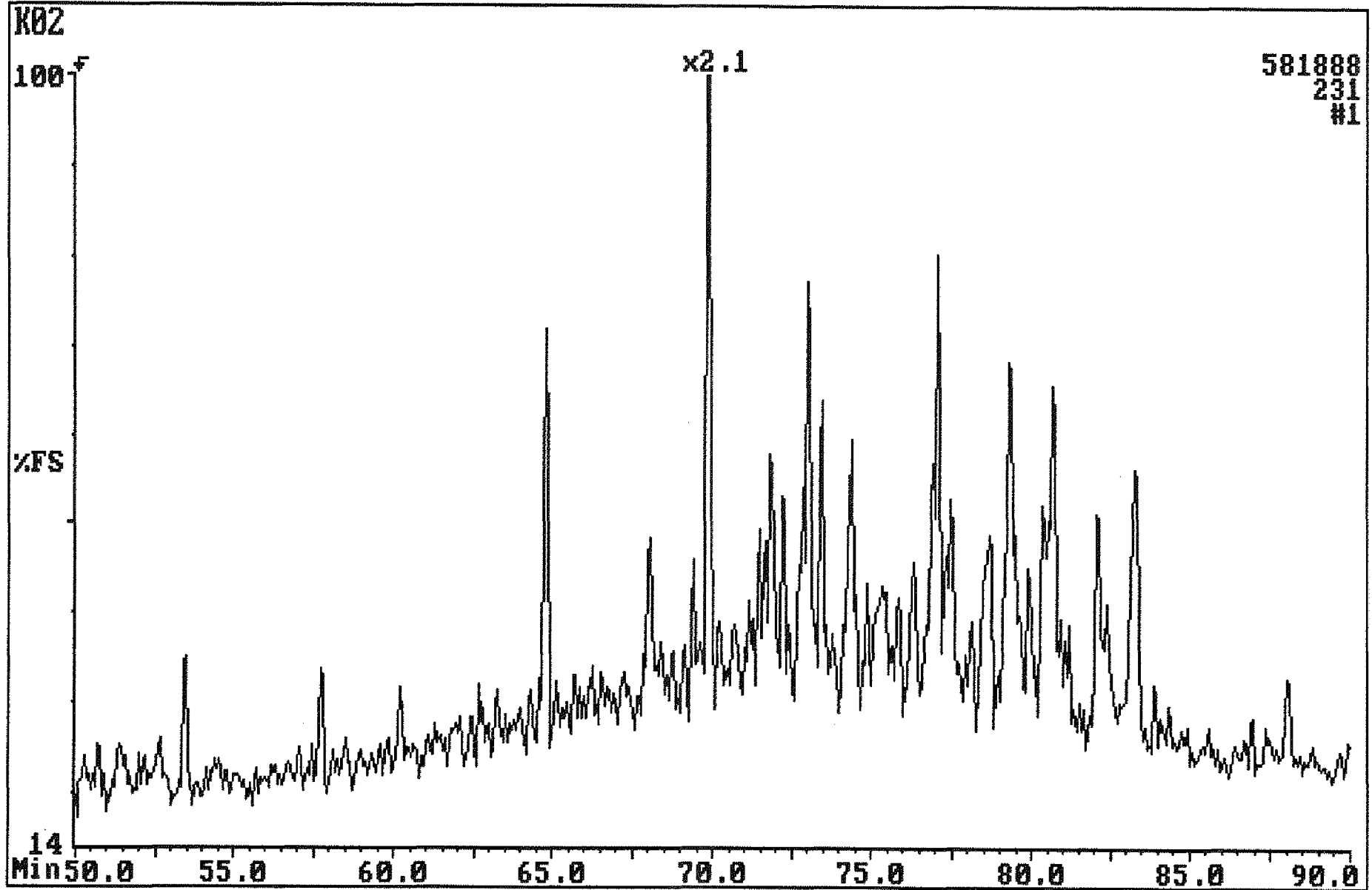
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample: 34/10-21 3320.50 INCL SIV

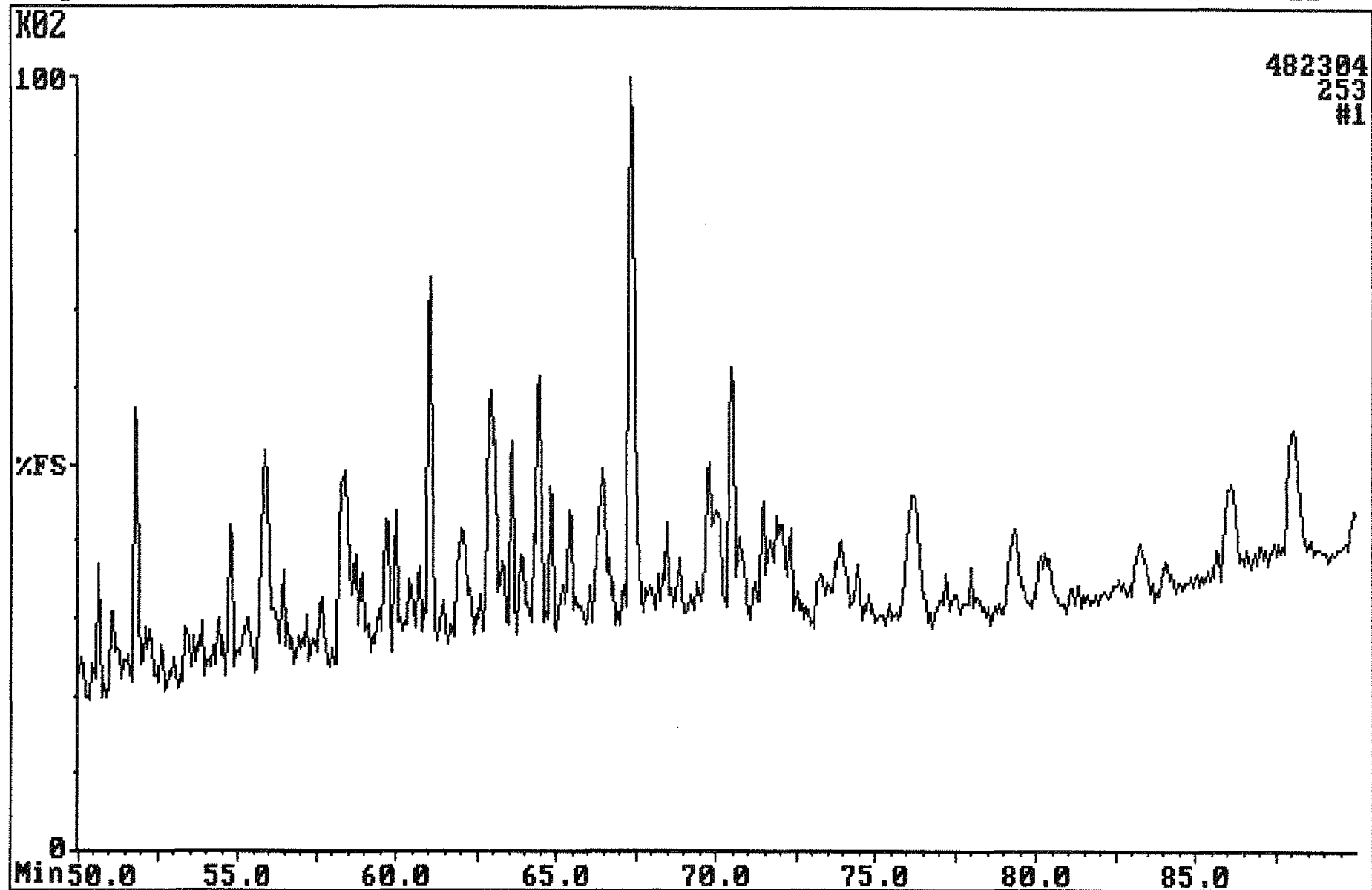
Instrument: MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3320.50 INCL SIV

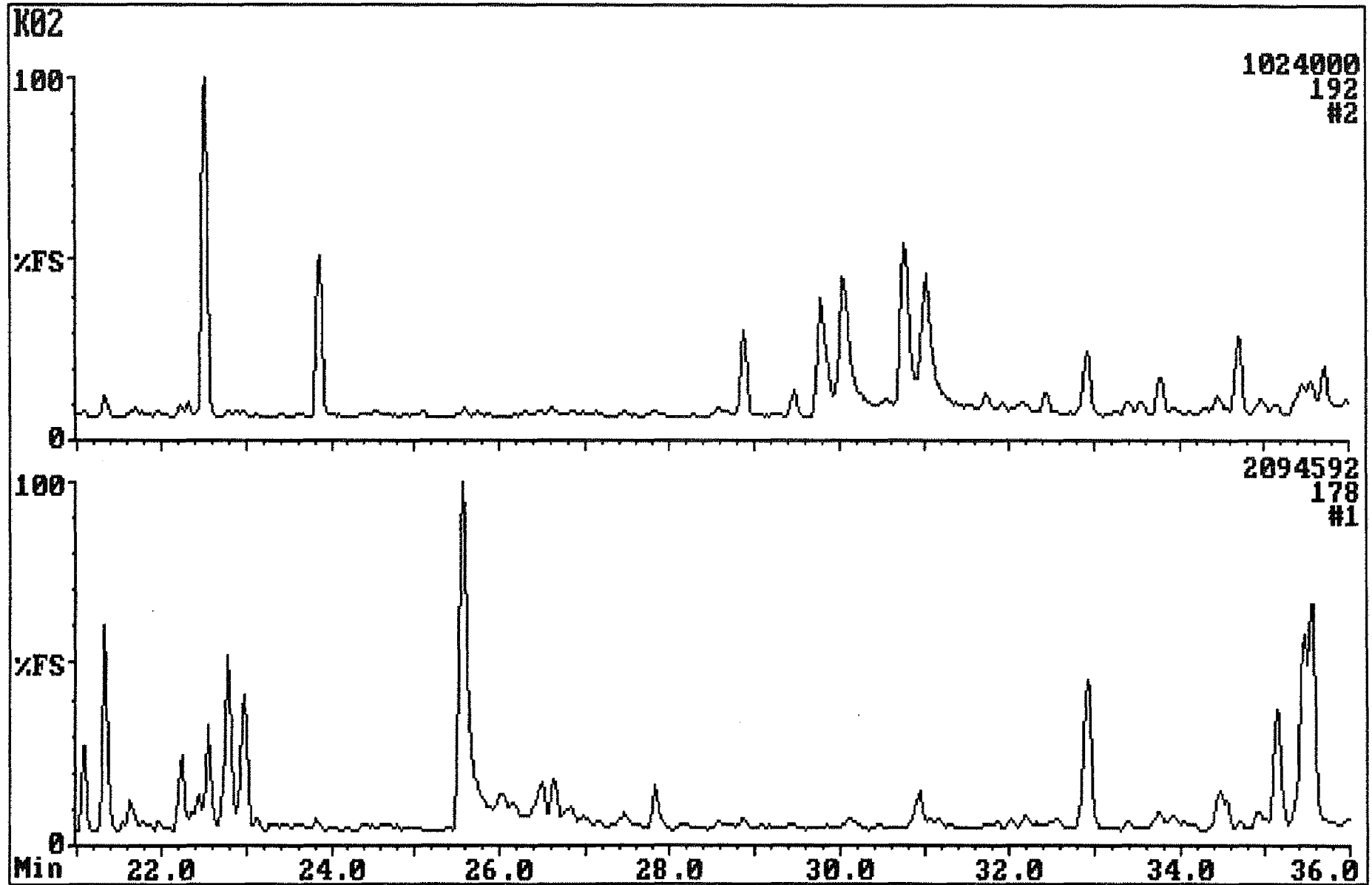
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3320.50 INCL SIV

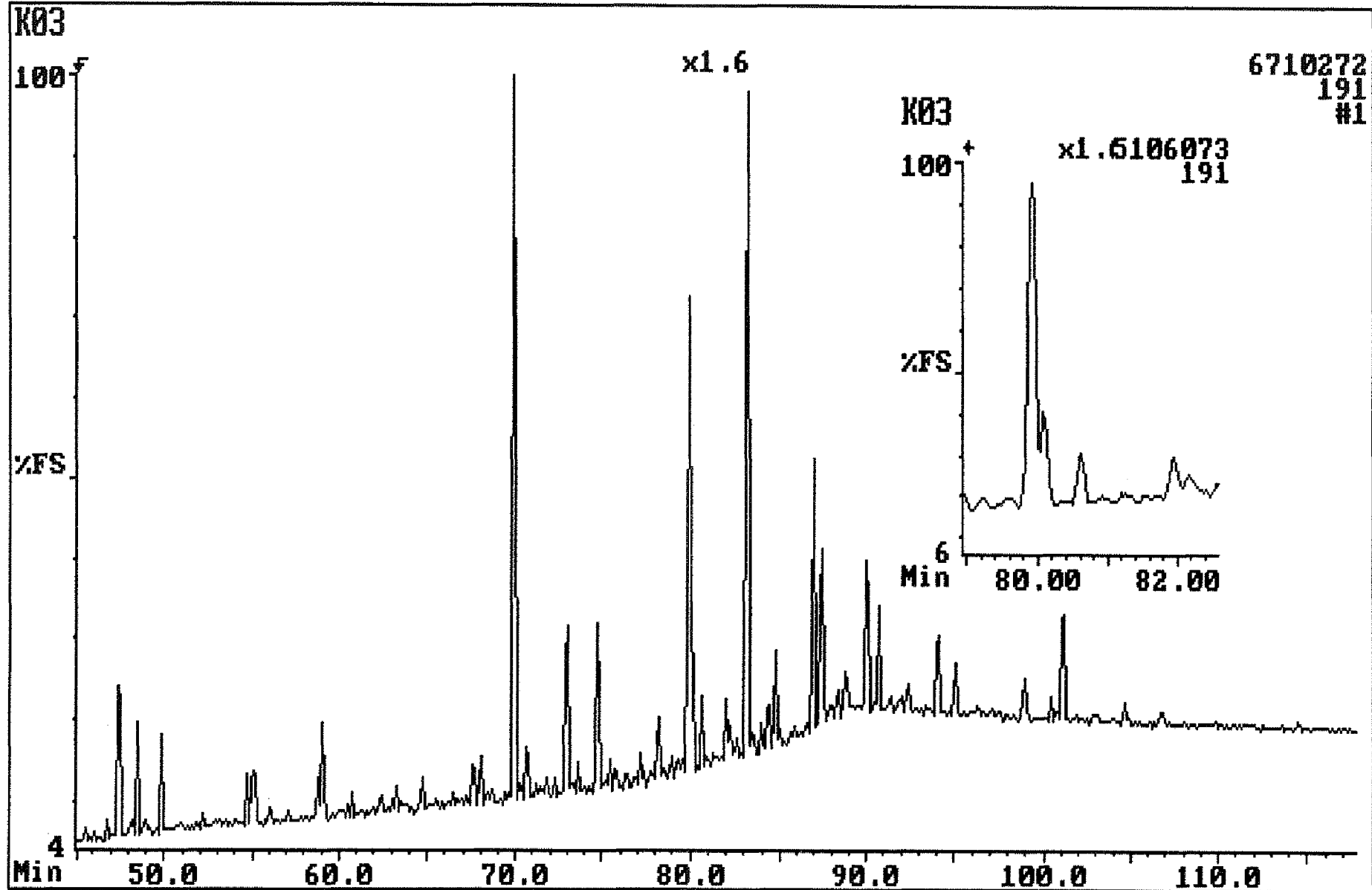
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample: 34/10-21 3324.80 INCL SIV

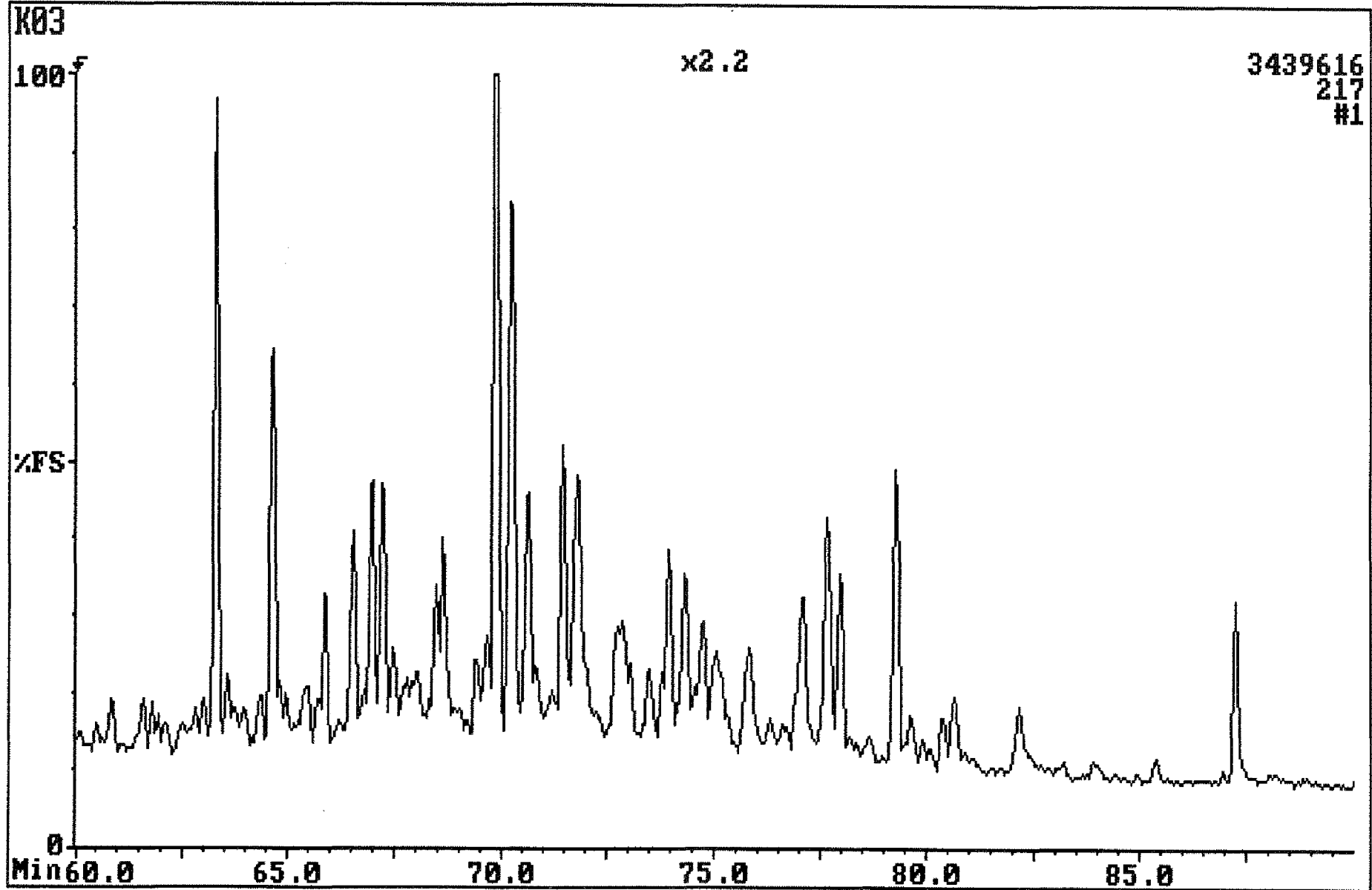
Instrument: MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3324.80 INCL SIV

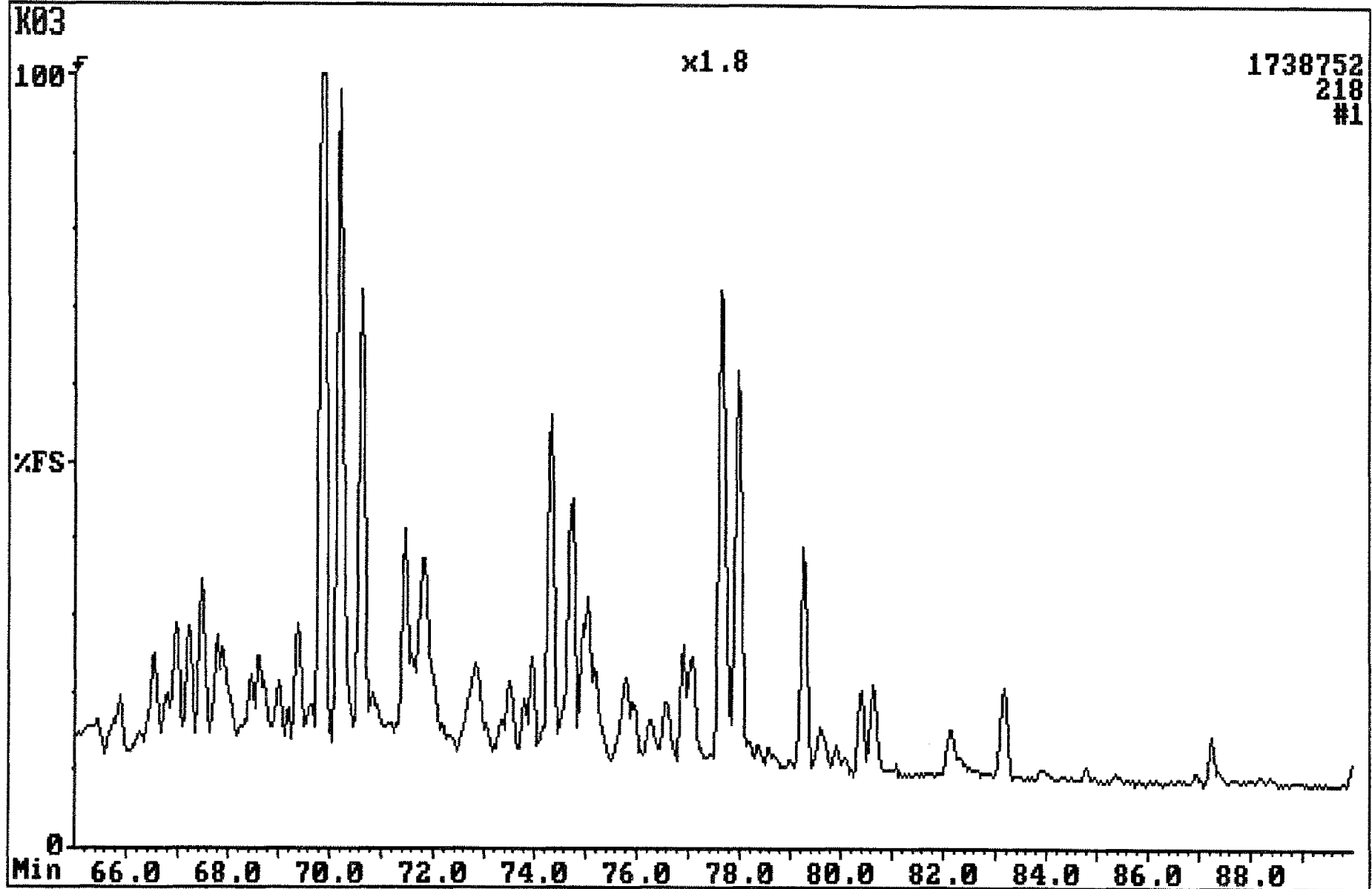
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample: 34/10-21 3324.80 INCL SIV

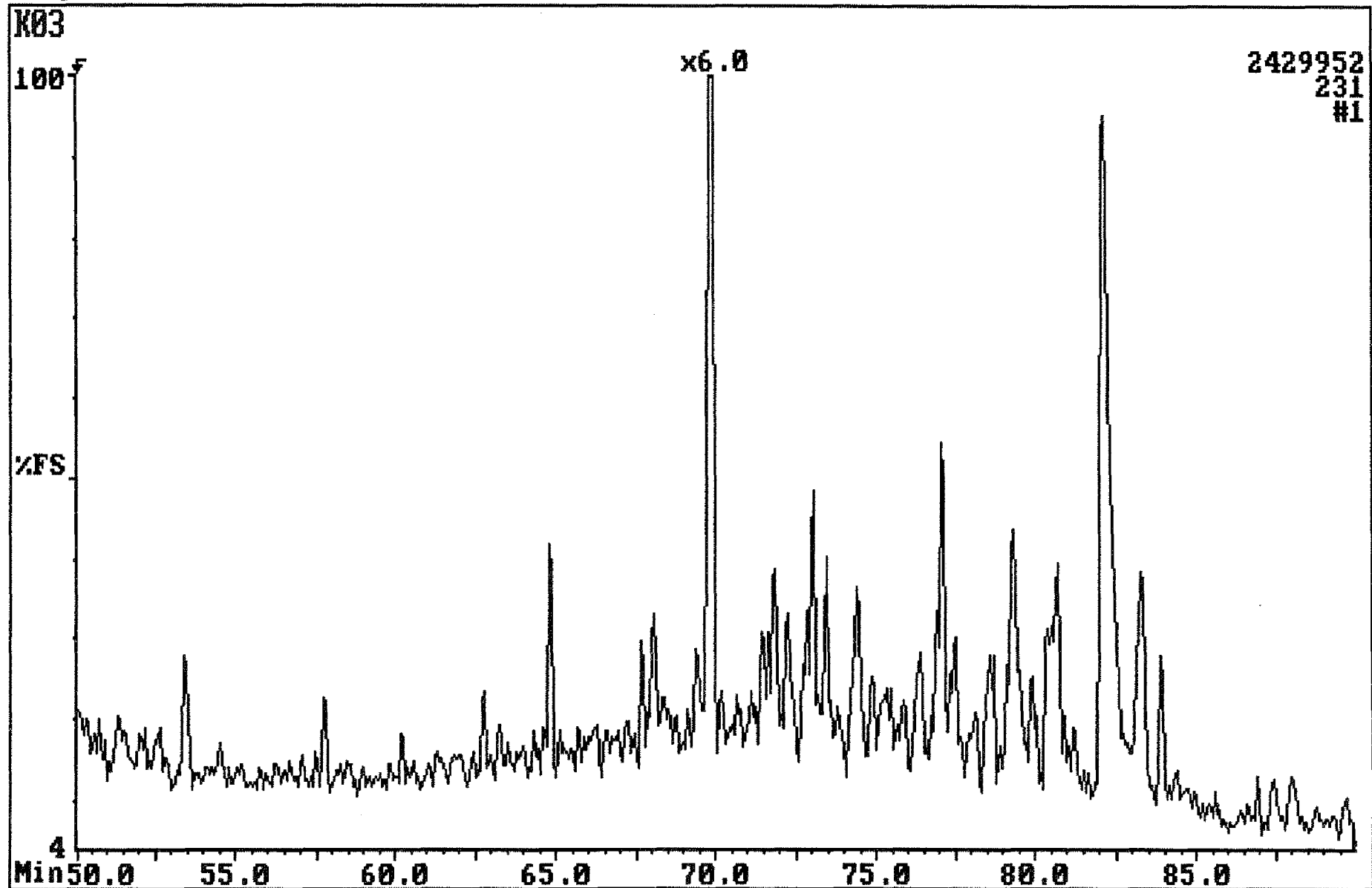
Instrument: MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3324.80 INCL SIV

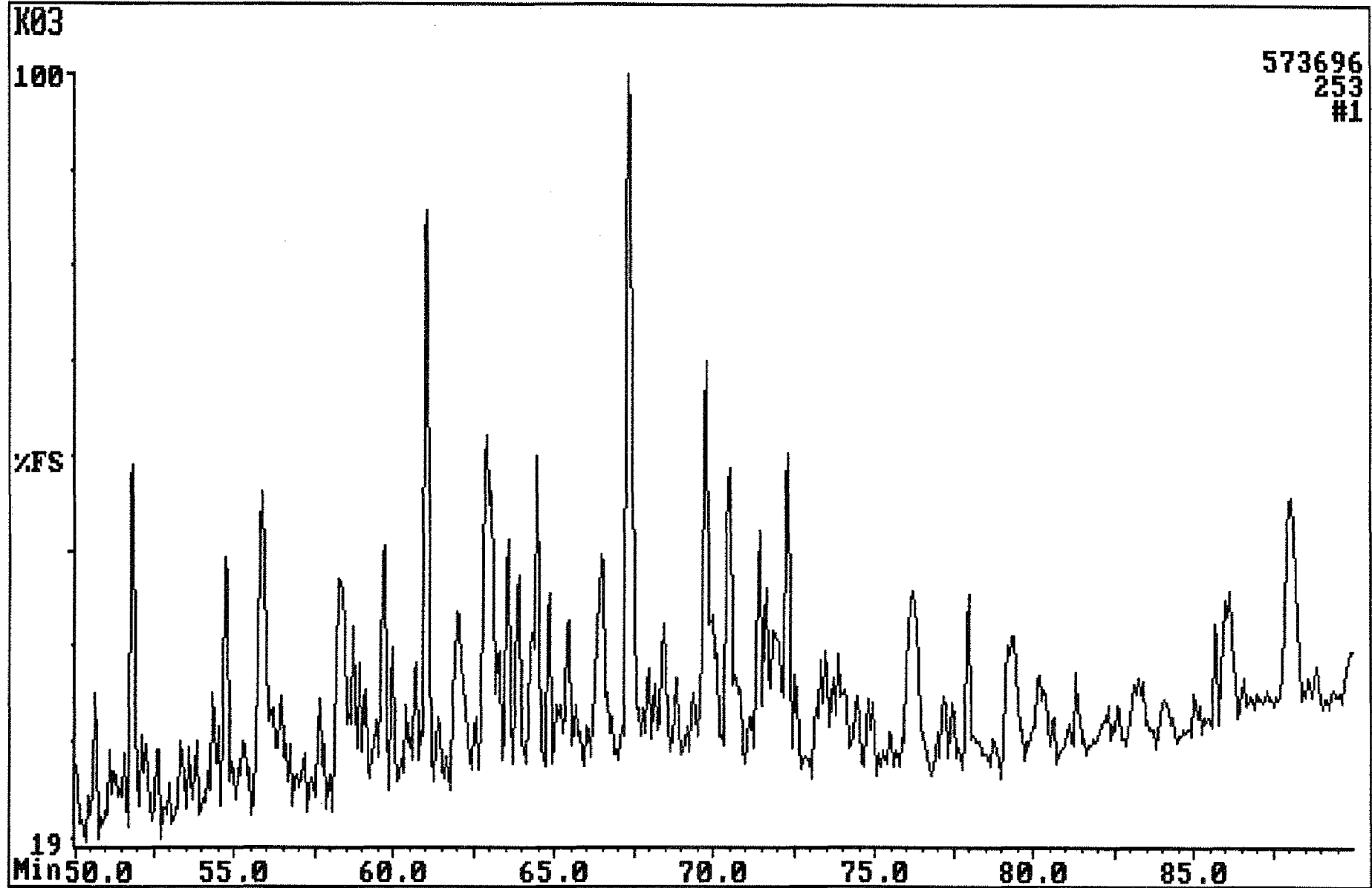
Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3324.80 INCL SIV

Instrument:MD800



Fisons Instruments MD 800 LAB-BASE Data System

Sample:34/10-21 3324.80 INCL SIV

Instrument:MD800

