

Denne rapport
tilhører



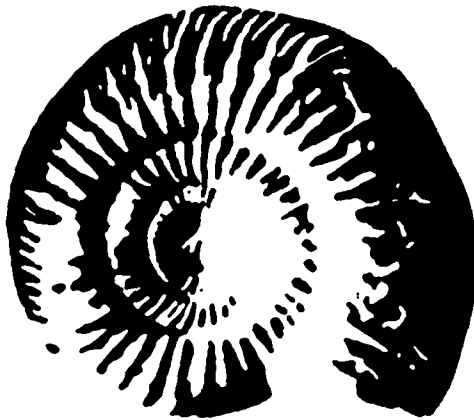
UND DOK.SENTER

L.NR. 12381160055

KODE Well 15/12-3 nr 14

Returneres etter bruk

IKU



INSTITUTT FOR
KONTINENTALSOKKELUNDERSØKELSER

Continental Shelf Institute

Håkon Magnussons gt. 1B
Postboks 1883
7001 Trondheim
Telefon: (075) 15660
Telex: 55548
Telegram: "NORSHELF"

IKU

Begrenset



INSTITUTT FOR KONTINENTALSOKKELUNDERSØKELSER

CONTINENTAL SHELF INSTITUTE

Håkon Magnussons gt. 1B — N-7000 Trondheim — Telephone (075) 15660 — Telex 55548

REPORT TITLE/ TITTEL En vurdering av miljømessige effekter etter boring på borelokalitet 15/12-3 basert på en kjemisk og en mekanisk analyse av overflatelagets sedimenter.			
CLIENT/ OPPDRAGSGIVER Statoil			
RESPONSIBLE SCIENTIST/ PROSJEKTANSVARLIG George H. Maisey			
AUTHORS/ FORFATTERE George H. Maisey, Toril Berg, Bernard Bowler			
DATE/ DATO Mar. 81	REPORT NO./RAPPORT NR. 0-297C	NO. OF PAGES/ ANT.SIDER 14 s, 1 tab 13 fig	NO. OF ENCLOSURES/ ANT. BILAG 26

SUMMARY/ SAMMENDRAG

Prøver av havbunnen er tatt før borestart og etter boreslutt i en borelokalitet der oljebasert boreslam ble benyttet. Prøvene er analysert m.h.t. kornfordeling og innhold av alifatiske hydrokarboner. Boreoperasjonen hadde ingen målbar effekt på kornfordelingen. Analyseresultatene av de alifatiske hydrokarbonene viste en forekomst av dieselolje i havbunnen etter boreoperasjonen. Innen avstander på 500 m eller mindre fra riggen var den målbare forurensning tildels stor, inntil 200 ganger nivået av tilsvarende komponenter i havbunnen før boreoperasjonen. I avstander mellom 500 m og 5000 m fra riggen avtok innholdet av disse komponentene gradvis, inntil innholdet nådde omlag samme nivå som i prøvene fra før borestart lengst fra boreriggen. Analyser av topplagets øverste 1 cm sammenholdt med det underliggende materiale viser at en hel del av oljen hadde rukket å bli blandet ned og inn i det underliggende sediment. Dette var særlig tilfelle nær boreriggen. Rapporten berører den mulige effekt av forurensningen på biomassen og skisserer forslag til videre arbeid for å kunne kartlegge den videre nedbrytning og spredning av oljen ved borestedet.

KEY WORDS/ STIKKORD

Analyser

Forurensning

Borested 15/12-3

Oljebasert boreslam



IKU INSTITUTT FOR
KONTINENTALSOKKELUNDERSØKELSER
Continental Shelf Institute

Statoil A/S,
v/Hr. Frøyland,
Dusavikbasen,
Postboks 300,

4001 STAVANGER

*Blomberg }
Frøyland } svarer.
Lor ha beskjed*

Deres ref.:
Your ref.:

Vår ref.: Bb104/81/GHM/mk
Our ref.: 016/K/1 - O-297

Dato: 27.4.81
Date:

15/12-8

VEDR. SPØRSMÅL OM KLARERING AV IKU's RAPPORT O-297 FOR BRUK
SOM UNDERLAG I EN KONFERANSE OM HAVFORURENSNING

Vi viser til telefonsamtale av 27.4 om klarering av rapporten. I november 1981 skal det holdes en konferanse om kjemiske, analytiske problemstillinger knyttet til hydrokarboner i naturen. Ved IKU ønsker vi å vise våre metoder og resultater innen dette området. For at dette skal være mulig vil det være nødvendig å henvise til en gjennomført undersøkelse med en viss bruk av data fra denne. Vi anmoder derfor om klarering til full - subsidiært begrenset - bruk av innholdet i vår ovennevnte rapport.

Dersom Statoil ønsker det kan vi ta med i vår presentasjon de kommentarer som oppdragsgiveren ønsker inntatt. Videre er det mulig uten eksakt henvisning til bosted og operatør, selv om dette ville forringe verdien av en slik presentasjon.

Vi beklager at vi fremmer en slik anmodning såvidt kort tid etter at Statoil fikk rapporten i hende. Dette skyldes at dersom innlegget skal komme med på konferansen må det snarest sendes påmelding med sammendrag.

Vedlagt er kopi av konferanseplanen!

Med hilsen

INSTITUTT FOR
KONTINENTALSOKKELUNDERSØKELSER

George H. Maisey
George H. Maisey

*Er dette ok?
Har vi noen kommentarer
til rapporten?*

Vedlegg

INNHOOLD

	Side
Abstract in English	
Bakgrunn	1
Kjemisk, analyttisk arbeid	1
Metoder	2
Sedimentanalyser	2
Vannanalyser	2
Gasskromatografianalyser	3
Resultater og diskusjon	3
Kvantitative data	3
Kvalitative data	5
Prøver før borestart	5
Prøver etter boreslutt	6
Prøvegruppe (a)	6
Prøvegruppe (b)	7
Prøvegruppe (c)	8
Svovel	9
Sammendrag	11
Visuelle observasjoner på prøvematerialet	12
Kornstørrelse	13
Eventuelt videre arbeid	14

TABELLER OG FIGURER

Tabell

1 Analyser av organisk materiale

Figur

1	Prøvesteder
2	Måleresultater av organisk råekstrakt
3	Måleresultater av alifatiske hydrokarboner
4	Kartskisse råekstrakt
5	Kartskisse alifatiske hydrokarboner
6	Gasskromatogram prøve 4
7	"- "- 3
8	"- "- 6
9	"- alifatiske hydrokarboner ekstrahert fra vann
10	"- prøve 18C
11	"- "- 8A
12	"- "- 9
13	"- "- 13

VEDLEGG

Vedlegg

1	Gasskromatogram	Prøve 1
2	"-	"- 2
3	"-	"- 7
4	"-	"- 8
5	"-	"- 10
6	"-	"- 11
7	"-	"- 12
8	"-	"- 14
9	"-	"- 16
10	"-	"- 17A
11	"-	"- 17B
12	"-	"- 17C
13	"-	"- 18B
14	"-	"- 19B
15	"-	"- 19C
16	"-	"- 20

Vedlegg

- 17 Hjulstrøm-diagramm
- 18 Sikteskjema Prøve 4
- 19 Histogram kornfordeling prøve 4
- 20 Kornfordelingskurve prøve 4
- 21 Sikteskjema prøve 17B
- 22 Histogram kornfordeling prøve 17B
- 23 Kornfordelingskurve prøve 17B
- 24 Sikteskjema prøve 17C
- 25 Histogram kornfordeling prøve 17C
- 26 Kornfordelingskurve prøve 17C

Abstract

Samples of surface sediment collected before and after drilling operations in which a diesel oil-based drilling mud was used have been analysed with reference to grain-size distribution and aliphatic hydrocarbon content. Drilling operations appeared to have no measurable effect on the sediment grain-size distribution. Analysis of the aliphatic hydrocarbon content demonstrated the occurrence of diesel oil in sediments sampled after drilling. Within a zone of 500 m from the platform the degree of pollution was significant, resulting in a maximum of a 200-fold increase in hydrocarbon content relative to baseline levels. At distances of 500 m to 5000 m from the platform the amount of oil in the sediments progressively decreased to levels similar to those of baseline samples. Analysis of the hydrocarbons in the upper surface (0-1 cm) and lower sediment (1-5 cm) demonstrated the incorporation of significant amounts of material into the subsurface layers, especially adjacent to the platform. Implications with respect to effects on the sediment biota are briefly discussed and it is suggested that further studies should be made in order to ascertain the rate of degradation/dispersal of the pollutant.

EN VURDERING AV MILJØMESSIGE EFFEKTER ETTER BORING PÅ BORE- LOKALITET 15/12-3 BASERT PÅ EN KJEMISK OG EN MEKANISK ANALYSE AV OVERFLATELAGETS SEDIMENTER

BAKGRUNN

Prøver av overflatelaget er tatt fra havbunnens overflatelag i nærheten av borelokalitet 15/12-3 på den norske del av Nordsjøen. Målsettingen var å finne målbare verdier av de miljømessige virkninger av bruken av oljebasert boreslam, fordi det ble antatt at boreoperasjonen utgjorde en potensiell forurensningsfare.

Prøver av havbunnen ble derfor tatt før borestart og etter boreslutt slik at målbare verdier kunne framskaffes for omfanget av forurensningen av miljøet, og som kunne føres tilbake til denne boreoperasjonen. Boretakingen før og etter boring er tidligere rapportert i IKU's rapporter O-297A og O-297B der feltarbeidet og lokaliteter for prøvene er beskrevet.

KJEMISK ANALYTTISK ARBEID

De alifatiske hydrokarbon-komponentene av det organiske ekstraktet ble valgt som den kvalitative måleenhet.

Den naturlige forekommende biologiske tilførsel av alifatiske hydrokarboner til moderne sedimenter er karakterisert ved en eller begge av følgende komponenter:

a) n-alkaner i karbon-tall-området nC_{15} , nC_{17} osv. Dette indikerer en opprinnelse som skyldes alger.

b) n-alkaner i karbon-tall-området C_{23} - C_{35} og med ulike karbon-tall som f.eks. nC_{29} , nC_{31} , noe som antyder en opprinnelse fra høyere planter på land.

De alifatiske hydrokarboner med opprinnelse i moden petroleum er vanligvis karakterisert ved n-alkaner i karbontall fra C_1 og oppover. Lav-vektige karbontall dominerer, og der er liten eller ingen dominans m.h.t. like eller ulike karbon-tall. Fordelingen av innslag med forskjellige karbontall er derfor relativt jevn. Diesel-fraksjonen er vanligvis sammensatt av n-alkaner

fra C_{11} og oppover med maksima mellom nC_{13} og nC_{18} og uten å vise noen preferanse for bestemte grupper av karbon-tall, like eller ulike.

Til tross for de naturlig forekommende faktorer som vitring, oppløsning, biologisk nedbrytning etc., skulle en analyse av de alifatiske hydrokarboner i sedimentet kunne gi et brukbart bilde av innslaget av hydrokarboner i havbunnen som skyldes dieselbasert boreslam.

I et studium av sammenliknende natur som dette er det viktig at de analytiske framgangsmåter er identiske for alle prøver.

METODER

Prøver av sediment og bunn-vann ble mottatt i laboratoriet i dypfrosset tilstand i forseglede bokser og lagret ved -20°C . Umiddelbart før analysearbeidet startet lot en prøvene tine, og den synlige tilstand og eventuelle merkbare lukter av prøvematerialet ble notert.

1) Sediment-analyser

De våte prøvene tilsvarende f.eks. 100 - 150 g tørrvekt, gjennomgikk en skrittvis ekstraksjons-prosess. Denne besto av først ren metanol, deretter metanol/DCM (x2) og så DCM (x2) sammen med en Soniprobe ultrasonisk dispergator. Ekstraktene ble separert ved sentrifugering og lagret. I ekstraktet hadde en dermed en to-fase-blanding. Den organiske fase ble skilt fra og ble slått sammen med ekstrakt (3x30ccDCM) av den resterende vann-fase. Ekstraktene ble konsentrert ved redusert trykk på rotavapor. Alifatiske hydrokarboner ble separert fra ekstraktet ved tynn-skiktskromatografi (silicagel og hexane som elueringsmiddel). Fraksjonen som svarte til en R_f -verdi tilsvarende en n-alkane standard nC_{20} ble tatt ut og analysert ved hjelp av kapillær kolonne gass kromatografi.

2) Vannanalyser

Et innmålt volum på omlag 500 ml ble ekstrahert med 4x50 ml DCM. Oppløsningen ble konsentrert ved redusert trykk. Etersom dette ekstraktet hadde lave innhold av det polare materialet som vanligvis finnes i ekstrakter av sedimenter, ble det videreført til gass-kromatografi uten forutgående separasjon av den alifatiske fraksjonen.

Alt utstyr som ble anvendt i analysen var rensset i krom-svovelsyre og i oppløsningsmidlene som ble brukt. Oppløsningsmidlene var enten destillert på laboratoriet i glass-destillatorer eller de var analyserene fabrikkvarer. Parallellprøver på oppløsningsmidlene ga ingen målbare resultater av hydrokarboner.

3) Gass-kromatografi analyser

Fraksjonene med alifatiske hydrokarboner ble analysert på 20 m x 0.25 mm glass kapillær kolonne dekket med OV 1. Analyse betingelser:

Hawlett-Packard model 5703A.

Bæregass, H_2 = ca. 1 ml/min.

Detektor/injektor temp. = 300°C.

Ovn program: 80°C i 2 min

80-260°C med 4°C /min.

260°C i 30 min.

Totalt volum injisert = 1.2 µl.

Oppsplittings forhold = 1:20.

Flere prøver hadde et lavt hydrokarbon innhold og disse ble analysert på en Carlo Erba modell 2150 gass kromatograf utstyrt med splitt/splittløs injektor. Injeksjon: Splittløs i 15 sek. deretter oppsplitting 1:20. Ovn program 60°-260°C med 4°/min.

RESULTATER OG DISKUSJON

Prøvene besto av finsand, og var grå-grønne av farge med unntak av nr. 14 som var brungrønn. Prøvene 6, 10, 14, 17A, 17B, 19B og 19C hadde en merkbar lukt av olje og sterkest var dette i prøvene 6 og 19C. Små og halvt svevende, mørke dråper ble observert i 17A og 19B. Dråpene inneholdt en del silt.

Kvantitative data

Innveide resultater for ekstrahert råolje og alifatiske hydrokarboner er gitt i Tabell 1.

De funne verdier for rækstrakt var nær identiske for alle fire prøver som ble tatt før boring (90-120 ppm sediment). Som det framgår av Tabell 1 var

det flere av prøvene som ble tatt etter boring som ga lavere verdier for råolje enn prøvene som ble tatt før borestart. Dette gjelder prøvene 8, 9, 12, 13, 16, 18B, 18C og 20. Disse prøvene er fra avstander på 1000 m eller mer fra borestedet. Et tilsvarende forhold ble funnet m.h.t. totalinnholdet av alifatiske hydrokarboner, selv om to prøvelokaliteter nærmere riggen gav verdier innenfor "basisnivået". Dette gjelder lokalitetene 11 og 15 som har en avstand på 500 m fra riggen og som ga verdier på 13 - 18 ppm/ sediment.

Funn av lavere innhold av hydrokarboner i prøver tatt etter boring enn i prøver tatt før boring kan ha sin forklaring i naturlige variasjoner. Likheten i de målte verdier for prøvene tatt før borestart kan ha sin forklaring i at de ble tatt i meget nær innbyrdes avstand i det de ble tatt innenfor en strekning på 150 m. Representativiteten for bakgrunnsdata av denne typen ble bedret ved større antall prøver og vi antar på bakgrunn av de målte verdier at bakgrunnsverdien for dette området av Nordsjøen ligger mellom 10 og 130 ppm/sediment for råolje og mellom 2 og 20 ppm sediment for totalen av alifatiske hydrokarboner. Disse verdier er nødvendigvis anslag.

Forskjellen i målte verdier før og etter boring kan også skyldes at det ble brukt to forskjellige typer grabb. Effekten av de metodene som ble brukt til feltarbeidet vil bli studert videre ved IKU, og her vil vi bare peke på at standardisert feltmetodikk bør være et krav ved eventuelle framtidige studier av dette slag. Vi vil anta at en Schipek-grabb er det beste instrument, men i hvertfall bør den samme grabb benyttes.

Prøver som ble tatt innenfor 500 m fra plattformen ga verdier av råolje-ekstrakt høyere enn grunn-nivået. De høyeste måletall som f.eks. fra prøve 6 ga 6730 ppm/sediment og prøvene tatt tett ved riggen ga verdier på omlag 50 ganger bakgrunns-nivået. Et liknende resultat ga konsentrasjonen av hydrokarboner der den høyeste verdien var 3728 ppm/sediment også fra prøve 6. Dette er ca. 200 ganger bakgrunnsverdien. På bakgrunn av de innveide mengder er det derfor åpenbart at det i løpet av boreoperasjonen har vært tilført miljøet organisk materiale til havbunnen og at effekten av dette er målbar inntil 500 m fra den antatte forurensningskilden. Forekomsten av maksimal-tall i prøve 6 både med hensyn til råekstrakt og hydrokarboner i en lokalitet 100 m fra riggen kan gi et underlag for studiet av oljens spredning ved havstrømmer før den havner på havbunnen.

En sammenlikning av analyseresultatene fra prøver av toppskiktet og prøver av det underliggende materialet viser at en hel del av oljen har rukket å bli opptatt i den underliggende materialet. Avhengig av vekstgrunnlaget for biologisk nedbrytning vil denne oljen bli værende i materialet.

Det høye innhold av hydrokarboner som ble målt i toppskiktet i prøven 19B skyldes trolig oljedråpene som ble observert i denne prøven.

Kvalitative data

Resultatene fra de kvalitative analysene av prøvene vil bli beskrevet og diskutert i to hovedavsnitt: (i) prøver før borestart og (ii) prøver etter boreslutt.

(i) Prøver tatt før borestart, prøver av bakgrunnsnivå, prøvene 1 - 4.

Gasskromatogrammene av alifatiske hydrokarboner fra prøvene 1, 2 og 4 var meget like. Et representativt kromatogram er vist på Fig. 6. Andre kromatogrammer finnes i vedlegget. De alifatiske hydrokarboner strekker seg over et spenn av karbon-tall fra C_{16} til C_{35} og er dominert av ulike n-alkan karbon-tall i området mellom C_{25} - C_{35} med maksimum ved nC_{29}/nC_{31} . En slik fordeling i de høyere karbon-tall for alkaner blir vanligvis tolket som en indikasjon på opprinnelse i høyere plantemateriale, d.v.s. en opprinnelse fra land. Omfanget av karbon-tall med ulike nummer i disse prøvene i forhold til karbontall med like tall (målt som karbon preferanseindeksen, CPI), er noe lavere enn de verdier en vanligvis ser som typiske for naturlige, biogene n-alkaner. Her bør det tilføyes at variasjonen innen biogene n-alkaner uttrykt i CPI er stor.

Det bør også bemerkes at tilsvarende fordelingsmønstre av n-alkaner innen dette området av karbon-tall også kan finnes i fossilt brensel, f.eks. i kull og i petroleum av lav modningsgrad. Mangel på preferanse innen de lavere karbon-tall C_{16} - C_{24} og forekomsten av de isoprenoide hydrokarbonene pristan og phytan i begrensede mengder antyder også et bidrag av fossilt brensel til hydrokarbonene som finnes i sedimentene. Kompleksiteten av innholdet av komponenter som lar seg identifisere på gass-kromatogrammene og tilstedeværelsen av en ikke-identifiserbar kompleks blanding (UCM) i kromatogrammene antyder en tilførsel fra en fossil hydrokarbon-kilde som har gjennomgått en meget omfattende vitring og/eller biologisk nedbrytning.

Det er åpenbart fra prøvene tatt før borestart at de alifatiske hydrokarbonene i havbunnen inneholder et innslag av fossilt brensel. På den annen side er det åpenbart at dette innslaget er beskjedent og at det har gjennomgått en omfattende vitring og biologisk nedbrytning. Det er ikke mulig å fastslå om dette innslaget stammer fra undergrunnen i form av olje som siver opp, fra kullførende fjell under havbunnen, eller om det er forårsaket av mennesker i form av oljeutslipp eller boreoperasjoner.

Et uvanlig innslag i fordelingen av de alifatiske hydrokarboner i prøvene tatt før borestart er vist på gass kromatogrammet av prøve 3 gjengitt på Fig. 7. I denne prøven, og i noen mindre grad i prøvene 1, 2 og 4 er det en dominans av alkaner i området $C_{16} - C_{20}$. Forekomst av nC_{17} alene ville indikere en opprinnelse fra alge-materiale, men tilstedeværelsen sammen med nC_{16} og nC_{28} foruten mindre innslag av nC_{20} , nC_{22} og nC_{24} gir grunn for en noe nærmere diskusjon. Den naturlige forekomst av n-alkaner med dominerende like karbon-tall er sjelden. Vanligvis finnes tilsvarende fordeling av n-alkaner i avsetninger som er avsatt i karbonatrike og oksygenfattige miljøer.

(ii) Prøver tatt etter boreslutt.

Prøvene tatt etter boreslutt kan grupperes i tre ulike grupper. Dette for å kunne sammenfatte likheter og ulikheter i beskrivelsen av gass-kromatogrammene.

(a) Prøvene 6, 7, 10, 11, 14, 15, 17A, 17B, 17C, 19A, 19B og 19C.

Alle prøvene i denne gruppen inneholdt en fraksjon av alifatiske hydrokarboner som i hovedsak besto av en serie n-alkaner i karbon-tall området $C_{12} - C_{29}$ og som forekom i en jevn, unimodal fordeling med maksima ved nC_{15} , nC_{16} eller nC_{17} . Det forekom også en serie isoprenoide alkaner fra C_{13} til C_{20} foruten en kompleks sammensetning av mindre komponent-innslag.

Et typisk gass-kromatogram er vist på Fig. 8. Fordelingen av de alifatiske hydrokarbonene er typisk for en dieselolje. Det kan tenkes at en paraffinisk råolje ville gi en tilsvarende fordeling dersom den hadde gjennomgått vitring. Vanligvis ville imidlertid et rækstrakt gitt et større innhold innen de tyngre hydrokarboner, som f.eks. C_{29} og høyere.

Et kromatogram som viser en slik delvis vitret olje er vist på Fig. 9. En sikker identifikasjon av oljen som enten en diesel eller en delvis vitret rå-olje ville kreve en videre analyse ved atomabsorpsjon for å bestemme Ni- og V- innholdet. I et framtidig studium av tilsvarende art ville det være formålstjenlig å sikre seg prøver av mulige kilder for å kunne gjennomføre sikrere identifikasjon.

Selv om det kvalitative innhold av hydrokarboner samsvarer for hver av prøvene i denne gruppen, er det variasjoner innen den kvantitative andel av de ulike komponenter. Dette gjelder f.eks. innholdet av komponenter med lav-molekulær vekt og i hvilke maksima som finnes for de forskjellige n-alkaner. Det høyeste innhold av lav-molekulære komponenter foruten et fordelings-maksimum ved det laveste karbontall ble funnet i prøve 6 som også ga det høyeste total-innhold. Fordelingen av hydrokarboner i denne prøven antar vi har en stor likhet med tilsvarende fordeling i forurensningskilden. Endel prøver har sine maksima ved nC_{15} (f.eks. 18B, 17C, 10) mens andre har maksima ved nC_{16}/nC_{17} (f.eks. 7, 14, 17B). Denne forskjellen kan skyldes et tap av alkaner med lav molekylær-vekt. Et slikt tap kan skyldes en vitring av begrenset omfang der tapet er merkbart i de lavere karbon-tall. Muligheten er også til stede for at forskjellen skyldes endringer i laboratorie-forholdene under analysearbeidet, selv om alle forholdsregler ble tatt for at dette ikke skulle skje.

Prøvene i denne gruppen omfatter alle prøver tatt innen 500 m avstand fra borestedet. De kvalitative resultater viser at det innen denne sonen har vært en tilførsel av dieselolje til bunnvannet og til havbunnen, og at denne oljen er til stede i mengder som overskygger bakgrunns-innslaget av hydrokarboner.

(b) Prøvene 8, 12, 16, 18B, 18C, 20.

Denne gruppen av prøver omfatter alle de resterende prøver tatt etter boreslutt med unntak av tre. Fordelingen av hydrokarboner er langt mer variabel enn for prøvene innen gruppe (a) og representerer overgangsverdier mellom disse og prøvene tatt før borestart. De alifatiske hydrokarbonene omfatter to komponenter, og variasjonen innen gruppen skyldes ulike fordelinger av disse komponentene. Et representativt kromatogram er vist på Fig. 10.

En komponent består av hydrokarboner i området $C_{14} - C_{26}$ og hvor n-alkaner dominerer. Fordelingsmønstrer er jevnt og unimodalt og med maksima ved nC_{17} , nC_{18} eller nC_{19} . De isoprenoide hydrokarbonene pristan og phytan er også til stede sammen med en kompleks blanding av komponenter som ga individuelle utslag foruten ikke identifiserbare komponenter. Fordelingsmønstre av denne typen er typiske for oljer.

Den andre komponenten består av hydrokarboner i området $C_{27} - C_{35}$ med dominans av n-alkaner med ulikt karbon-tall og med maksima ved nC_{29} eller nC_{31} . Opprinnelsen av et slikt fordelingsmønster er diskutert ovenfor under avsnittet om prøver tatt før borestart.

I prøvene 8, 12, 16 og 20 er det en dominans av komponenter av lavere molekularvekter, mens høyere hydrokarboner med høyere molekularvekter dominerer i prøve 18B. Prøve 18C inneholdt omlag like store mengder av de to komponentene.

Forholdet mellom pristan og phytan i prøvene 8 og 20 likner sterkt på det tilsvarende forhold i prøver i gruppe (a). Til tross for at det er et lavere innhold av komponenter med lav molekularvekt i denne gruppen av prøver, - noe som gjenspeiler seg i en forskyvning av fordelingsmaksimum - kan dette skyldes vitring og biologisk nedbrytning. Det vil være å anta at graden av forvitring og biologisk nedbrytning øker med økende avstand fra kilden. Den økte virkning av vitring og biologisk nedbrytning vises også ved en øket andel av ikke identifiserbare komponenter. Til tross for disse modifierende elementer er det en tilsynelatende likhet mellom fordelingsmønstrene for hydrokarbonene i området $C_{14} - C_{26}$ i disse prøvene - og fordelingsmønstrer i de sterkere forurensede prøver. En bekreftelse på dette vil kreve en videre analyse på gasskromatografi/ massespektrometri. Dersom antakelsen om at denne likheten skyldes samme kilde betyr det at effekten av forurensningen kan spores inntil 2000 m fra den antatte kilden. I prøve 20 som ble tatt 5000 m fra riggen er det også et liknende fordelingsmønster og det er mulig at dette er en effekt av de dominerende retninger for havstrømmer i dette området.

(c) Prøvene 9, 13, 18A.

Den siste gruppen av prøver har en mer uvanlig sammensetning. Vannprøven fra stasjon 18 inneholdt en serie n-alkaner med den jevne fordeling

som er typiske for en olje. Imidlertid var gass kromatogrammet dominert av tre komponenter, Fig. 11. Det er verdt å merke seg at for vannprøvene ble ikke DCM-ekstraktet fraksjonert på tynnskikt kromatografi og det er sannsynlig at disse tre komponentene ikke er alifatiske hydrokarboner.

Hydrokarbonene fra prøvene 9 og 13, som ble tatt 2000 m NØ og NV for riggen er meget like, Fig. 12 og 13. Fordelingen av n-alkaner med høyere karbon-tall likner den fordelingen som fantes i prøvene tatt før borestart og den mulige opprinnelse for disse er diskutert ovenfor. Forekomsten av pristan og phytan og en ubestemt, kompleks blanding i området $C_{16} - C_{35}$ indikerer tilstedeværelsen av biologisk nedbrudt petroleum. Imidlertid er fordelingen i området $C_{18} - C_{24}$ dominert av n-alkaner med like karbon-tall (nC_{18} , nC_{20} , nC_{22}). Dette er et forhold som forekommer sjelden i naturen. En tilsvarende, men mindre markert dominans av like karbon-tall ble observert i prøvene tatt før borestart. Det er derfor mulig at slike fordelingsmønstre forekommer naturlig i denne delen av Nordsjøen. Det uvanlige fordelingsmønstrer innbyr til videre arbeid og studier for å kunne få en bekræftelse på forholdet. Det er også verdt å merke seg at et fordelingsmønster som er typisk for olje og som ble observert i prøven tatt 5000 m fra riggen, ikke ble observert i prøven tatt 2000 m fra riggen i samme retning.

Prøvene 17, 18 og 19 ble delt inn i tre underprøver: Bunnvann, overflate-laget 0 - 1 cm og det underliggende materialet. Fordelingsmønstre for hydrokarboner av oljetype ble observert i alle underprøvene fra alle stasjonene, og mest tydelig var dette i prøve 17. Oljen i vannfasen representerer et forurensnings-problem for biomassen idet denne oljen er maksimalt eksponert for organismene. Imidlertid er den biologiske nedbrytning av hydrokarboner vanligvis rask i oksygenrikt miljø, og forurensingseffekten kan derfor antas å være kortvarig. Det faktum av oljen lot seg påvise minst 5 cm under havbunnen, representerer et potensielt alvorligere problem idet den biologiske nedbrytning her må antas å gå langsommere og oljen vil derfor være tilgjengelig for bunn-faunaen i lengre tid.

Svovel.

I forbindelse med fraksjoneringen av rækstrakt på tynnskikt kromatografi ble svovel separert som et svakt bånd som absorberte UV-lys. Forekomst av svovel i leir/silt med høyt organisk innhold er vanlig. Forekomsten er en indikasjon på oksygenfattige forhold og metabolismen av sulfat-reduerende bakterier.

Fin sand derimot er vanligvis ikke oksygenfattig i topplaget dersom den ikke er uvanlig rik på organisk innhold. Særlig gjelder dette topplaget i kontakt med stadig nytt bunnvann.

Svovel ble funnet i følgende konsentrasjoner:

Stasjon 1	4.2 ppm/sediment
Stasjon 4	2.8 ppm/sediment
Stasjon 5	14.6 ppm/sediment

Prøvene fra før borestart (1 og 4) var ikke særlig rike på organisk karbon og forekomsten er bemerkelsesverdig. En økning på 300% i svovelinnholdet i prøven tatt etter boreslutt kan indikere en annen effekt av boreoperasjonen som det vil kreve ytterligere analysearbeid for å få bekreftet. Det er mulig at det naturlige redox-potensialet i sedimentene her er lavt slik at en tilførsel av organisk materiale i form av f.eks. diesellolje vil resultere i ytterligere reduksjon med påfølgende virkninger for biomassen og omfanget av den vanlige, biologiske nedbrytning av organisk materiale.

SAMMENDRAG

Analyser av de alifatiske hydrokarboner i prøver av havbunnen har vist at signifikante mengder dieselolje er tilført og innblandet i havbunnen i løpet av boringen på borested 15/12-3. Den største forurensningsgraden ble funnet innen en avstand av 500 m fra boreriggen. Analyseresultatene antyder at det også i en avstand av 5000 m fantes målbare innslag.

MS^c
Det høyeste innslag av olje ble funnet i en prøve tatt 100 m NØ for riggen. Her var nivået 200 ganger høyere enn bakgrunnsnivået som ble funnet i prøver tatt før borestart. En sammenlikning mellom prøver tatt av havbunnens øverste 1cm og prøver av materialet like under overflatelaget viser at signifikante mengder olje er innblandet i det underliggende materiale. Det må antas at tilførsel av olje til havbunn og bunnvann i slike mengder som er målt kan ha uheldige virkninger på biomassen. Foreløpige resultater av svovelinnholdet i havbunnens sedimenter antyder at lokale oksygenfattige miljøer i havbunnsmaterialet kan oppstå. Dersom dette er tilfelle vil det redusere omfanget av den biologiske nedbrytningen av oljen. På dette vis forlenges den tiden oljen er til stede i havbunnen og tilgjengelig for biomassen.

Vi vil foreslå at det blir vurdert en fortsettelse i form av nye prøver og analyser for å kunne kaste lys over oljens oppførsel i havbunnen over lengre tid. Vi foreslår at en slik oppfølging skjer i forbindelse med bunntråling for opprydding av borelokaliteten foruten prøver tatt ett år etter boreslutt.

VISUELLE OBSERVASJONER PÅ PRØVEMATERIALET

Det fibrøse, halvt svevende materialet som ble observert i overflaten på bunnprøvene under prøvetakingen etter boreslutt ble opprinnelig antatt å skyldes boringen. Tilsvarende materiale ble nemlig ikke observert under første fase av prøvetakingen.

Det er åpenbart at forekomsten av dette materialet ikke har innvirket på måleresultatene m.h.t hydrokarboner. Det fantes i like stor mengde i prøver som har gitt høye måletall som i prøver som har gitt lave verdier av hydrokarboner. Vi kan foreslå to forklaringer på dette:

Det fibrøse, mørke materialet kan være naturlig forekommende på havbunnen. Prøvene før borestart ble tatt med Smith MacIntyre grabb som ikke lukker fullt så tett som en Schipek grabb og som var det redskap som ble benyttet til prøvetakingen etter boreslutt. Under opphivning kan dette materialet være vasket ut av Smith MacIntyre-grabben, men bli bevart i Schipek-grabben. Alternativt kan dette materialet tenkes å ha vært tilført gjennom boreoperasjonen, og fordi det svever lettere enn oljedråper er det spredd over et større område enn oljen. Dersom boreslammet som ble benyttet ble tilført lignosulfonat kan dette muligens være det observerte stoffet. I hvert fall har det ingen direkte sammenheng med oljeforurensning.

KORNSTØRRELSE

Det er utført en detaljert kornfordelingsanalyse med en siktesats inndelt i sprang på $1/4 \phi$. Størrelsen på åpningen i siktedukene etter denne skalaen framgår av høyre kolonne på de vedlagte sikteskjema.

Prøvene som ble tatt var 17 B, 17 C og 4. Dette fordi disse prøvene var tatt på omlag det samme sted og tett ved utslippstedet for borkaks. En tilførsel av borkaks og borslam skulle derfor kunne gi seg utslag på kornfordelingskurven, dels ved høyre innhold i grusfraksjonen etter dumping av borkaks, dels som et høyere innhold av det fineste materialet etter dumping av boreslam. Prøve 4 var tatt før borestart og skulle kunne tjene til kontroll.

Kornfordelingene viser ingen endring før og etter boring. Det er ikke påvist noen "haler" av grovt eller fint materiale. Alle prøvene har en veldefinert topp på diameter 150 mikron med en sekundær topp på 106 mikron. Disse maksima faller innen klassen "meget fin sand". Et såvidt finkornig og velsortert sediment må antas å ha en opprinnelse som skyldes en kombinasjon av vindtransport og bølgevasking. En slik sedimentasjonsfase har eksistert i dette området av Nordsjøen mot slutten av siste istid da havet stod vesentlig lavere enn i dag. Under denne perioden har det forekommet strand-dyner med vindblåst materiale tett ved en tidevannssone der bølger og strøm kunne bidra til sorteringen av materialet.

Det bør også tilføyes at et velsortert sediment i denne størrelsesgraden er lite stabil overfor strøm-krefter og danner lett strøm-rifler. Borestedundersøkelsen kan kanskje bekrefte tilstedeværelsen av små sandbølger i dette området. Dette ville tyde på at ytre krefter påvirker bunnmaterialet, noe som også vil gjelde eventuelle oljerester på havbunnen.

På det vedlagte Hjulstrøm-diagram går det fram at finsanden på dette stedet eroderes ved bunnstrøm på mer enn 20 cm/sek. og lar seg transportere i strøm større enn 1 cm/sek.

EVENTUELT VIDERE ARBEID

Undersøkelsen har vist at det er tilført havbunnen et markert innhold av dieseolje ved borestedet. Under prøvetakingen var det klart at oljedråper i prøvematerialet var lette å hvirvle opp. Etter at borestedet er trålet med bunntål kan en derfor tenke seg at en vesentlig del av den tilførte oljen er hvirvlet opp, og dersom det under trålingen har vært en viss bunnstrøm til stede kan denne oljen være spredd utover fra borestedet. Av denne grunn vil vi be om at det blir vurdert å ta nye prøver etter at trålingen er foretatt.

TABLES
AND
FIGURES

TABELLER
OG
FIGURER

Tabell 1. Analyser av organisk materiale i sedimenter fra havbunnen før borestart (1-4) og etter boreslutt (6-20) ved borested 15/12-3.

Table 1. Analysis of the organic matter from surface sediments sampled during pre- (1-4) and post-drilling (6-20) phases at well-site 15/12-3.

Gravimetric result - Innmålte verdier

Prøve nr. sample number	Sediment ekstrahert tørrvekt (extracted d.wt) (S) (gm)	Rækstrakt	Alifatiske HC			
		Crude extr. (CE) (mg)	Aliph.HC (H) (mg)	CE/S (ppm)	H/CE (%)	H/S (ppm)
1	120.2	13.9	1.8	120	13.0	15.0
2	125.6	13.6	2.3	110	16.7	18.4
3	123.2	14.2	1.7	120	12.1	13.8
4	120.7	11.1	1.8	90	16.7	15.6
6	146.3	984.7	595.2	6730	60.4	3727.5
7	133.2	24.3	8.6	180	35.4	63.9
8	131.3	14.9	0.8	110	5.6	6.8
9	116.0	3.6	0.9	30	25.0	7.8
10	121.2	63.3	9.6	520	15.2	78.3
11	111.4	18.1	1.6	160	8.7	14.6
12	94.7	8.9	1.0	90	11.1	10.3
13	306.2	25.3	t	80	nd	nd
14	16.8	36.4	20.9	2170	57.4	1235.0
15	131.3	27.2	2.2	210	8.2	16.6
16	135.4	2.1	0.3	20	15.0	1.2
17A (water)	400 cc.	5.4	nd	10	nd	nd
17B	97.6	18.0	7.0	180	38.7	71.9
17C	151.4	123.0	48.2	810	39.2	316.8
18A (water)	515 cc.	0.1	nd	0.1	nd	nd
18B	107.9	6.7	0.4	60	5.7	3.7
18C	101.2	12.8	1.1	130	8.3	10.1
19A (water)	500 cc.	0.3	nd	0.6	nd	nd
19B	66.0	321.7	195.3	4870	60.7	2973.3
19C	121.8	421.4	236.6	3460	56.1	1937.5
20	123.6	10.9	0.6	90	5.7	5.3

nd = not determined - ikke målt

t = trace - spor (< 0.1 mg)

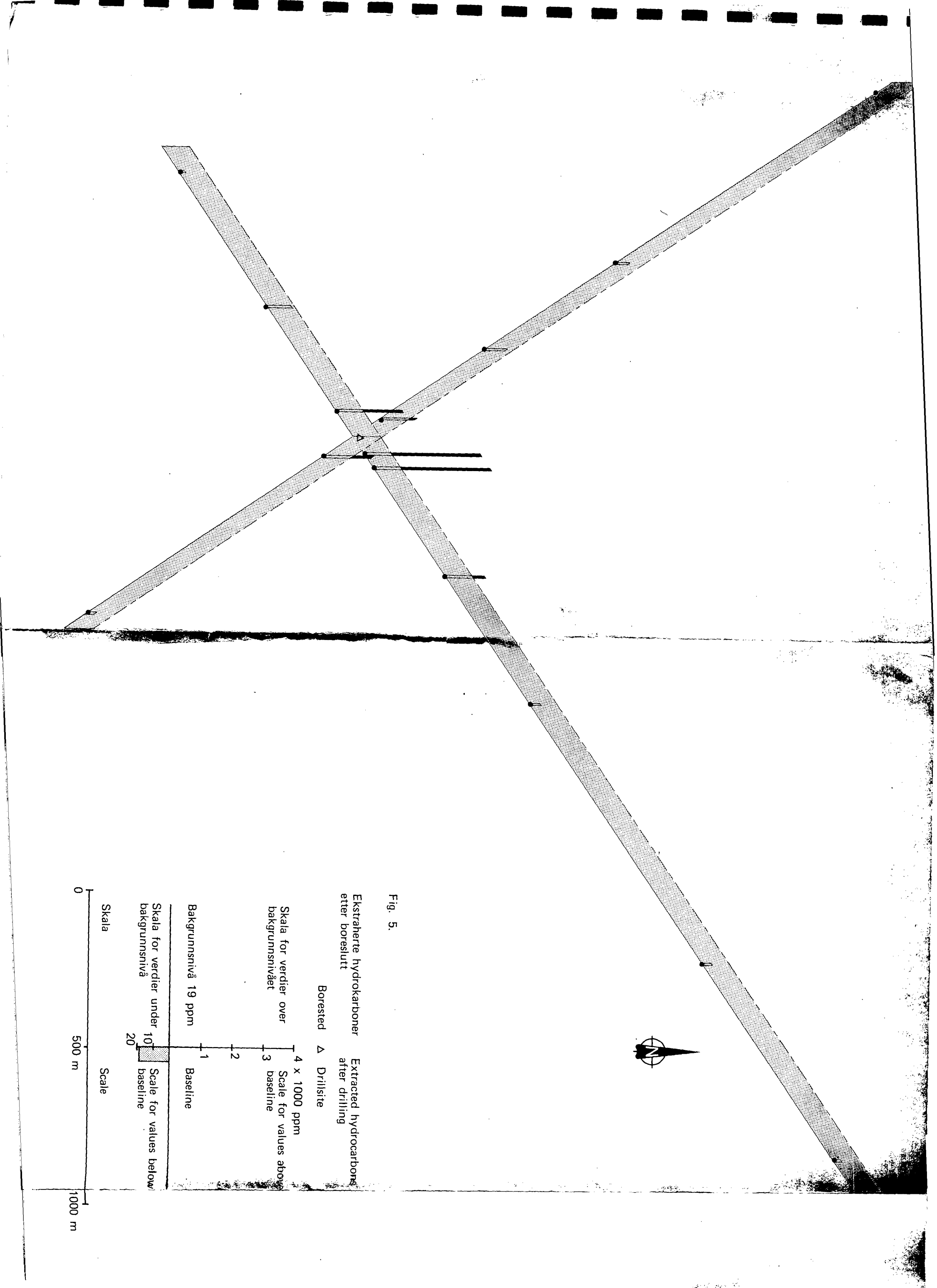


Fig. 5.

Ekstraherte hydrokarboner etter boret slutt Extracted hydrocarbons after drilling

Borested Δ Drillsite

Skala for verdier over bakgrunnsnivået 4 x 1000 ppm
 Scale for values above baseline

Bakgrunnsnivå 19 ppm Baseline

Skala for verdier under bakgrunnsnivå Scale for values below baseline

Skala Scale
 0 500 m 1000 m

•13

•20

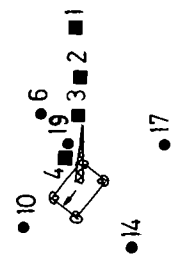
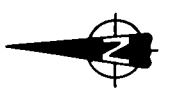
•9

•8

•7

•11

•12

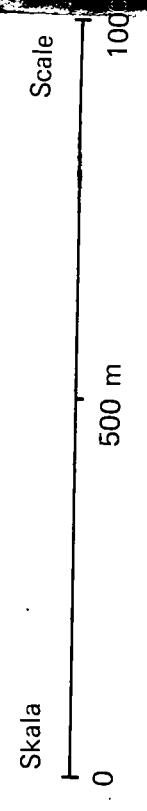


•15

•16

•18

Fig. 1.



Map showing sample sites

- Before drilling
- After drilling

Kartskisse over prøvesteder

- Prøver før borestart
- Prøver etter borestart



Analyser av havbunnsedimenter ved borested 15-12-3

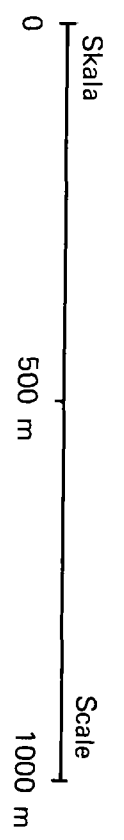
Fig. 2. Konsentrasjon av organisk rækstrakt uttrykt i ppm av tørt sediment

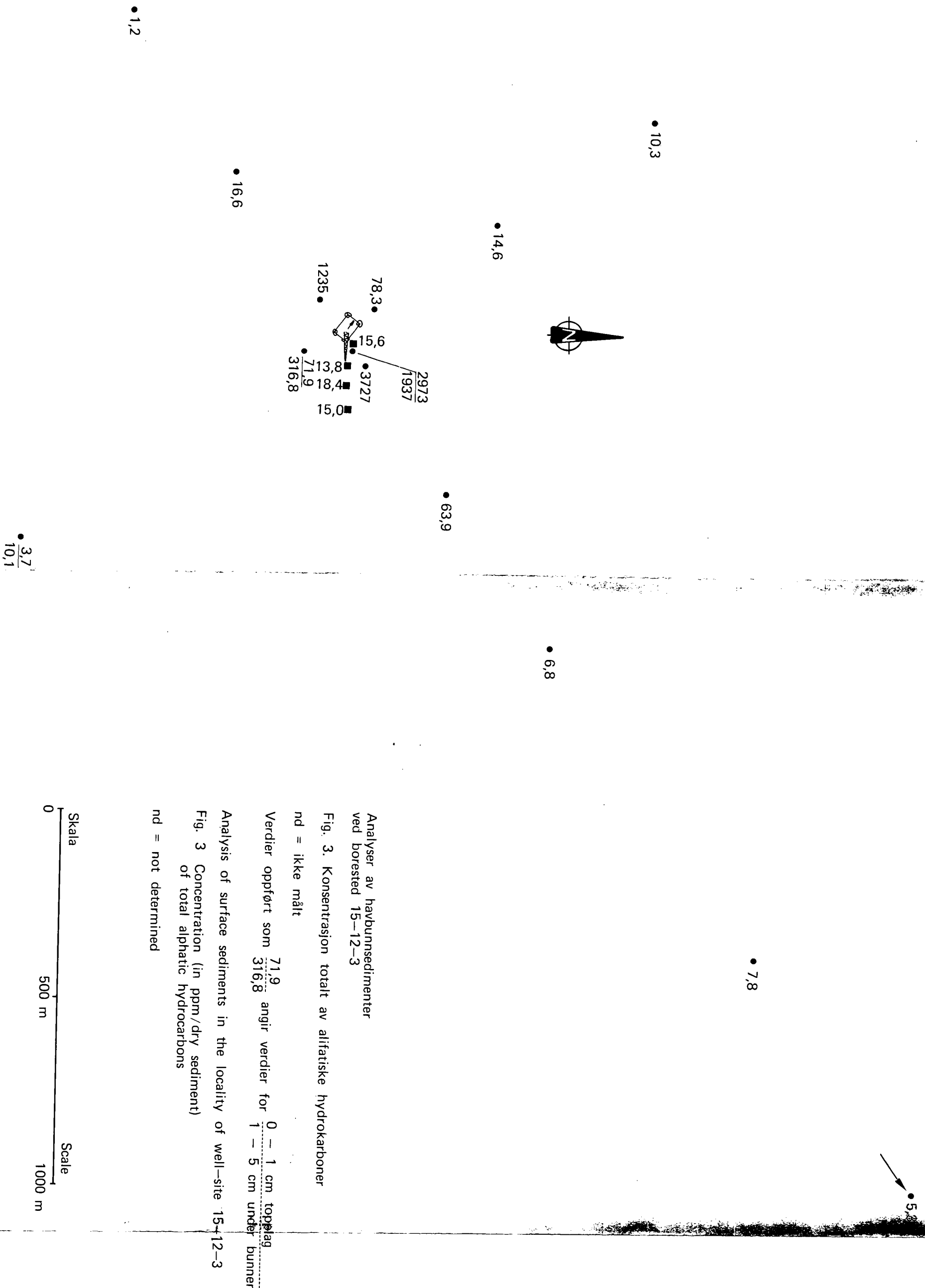
Verdier oppført som 180 810 angir verdier for 0 - 1 cm topplag 1 - 5 cm under bunn

Analysis of surface sediments in the locality of well-site 15-12-3

Fig. 2. Concentration (in ppm dry/sediment) of crude organic extract. (Sample/station numbers etc., as given in Figure 1.

Values noted as eg, 180 810 refer to concentration in 0 - 1 cm sediment layer 1 - 5 cm sediment layer





Analysar av havbunnsedimenter ved borested 15-12-3

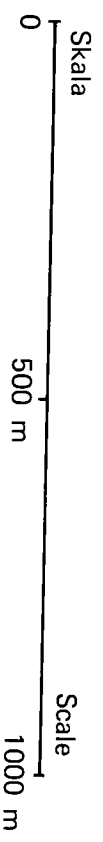
Fig. 3. Konsentrasjon totalt av alifatisk hydrokarboner

nd = ikke målt

Verdier oppført som 71,9 angir verdier for 0 - 1 cm topplag
 316,8 angir verdier for 1 - 5 cm under bunnen

Analysis of surface sediments in the locality of well-site 15-12-3
 Fig. 3 Concentration (in ppm/dry sediment) of total aliphatic hydrocarbons

nd = not determined



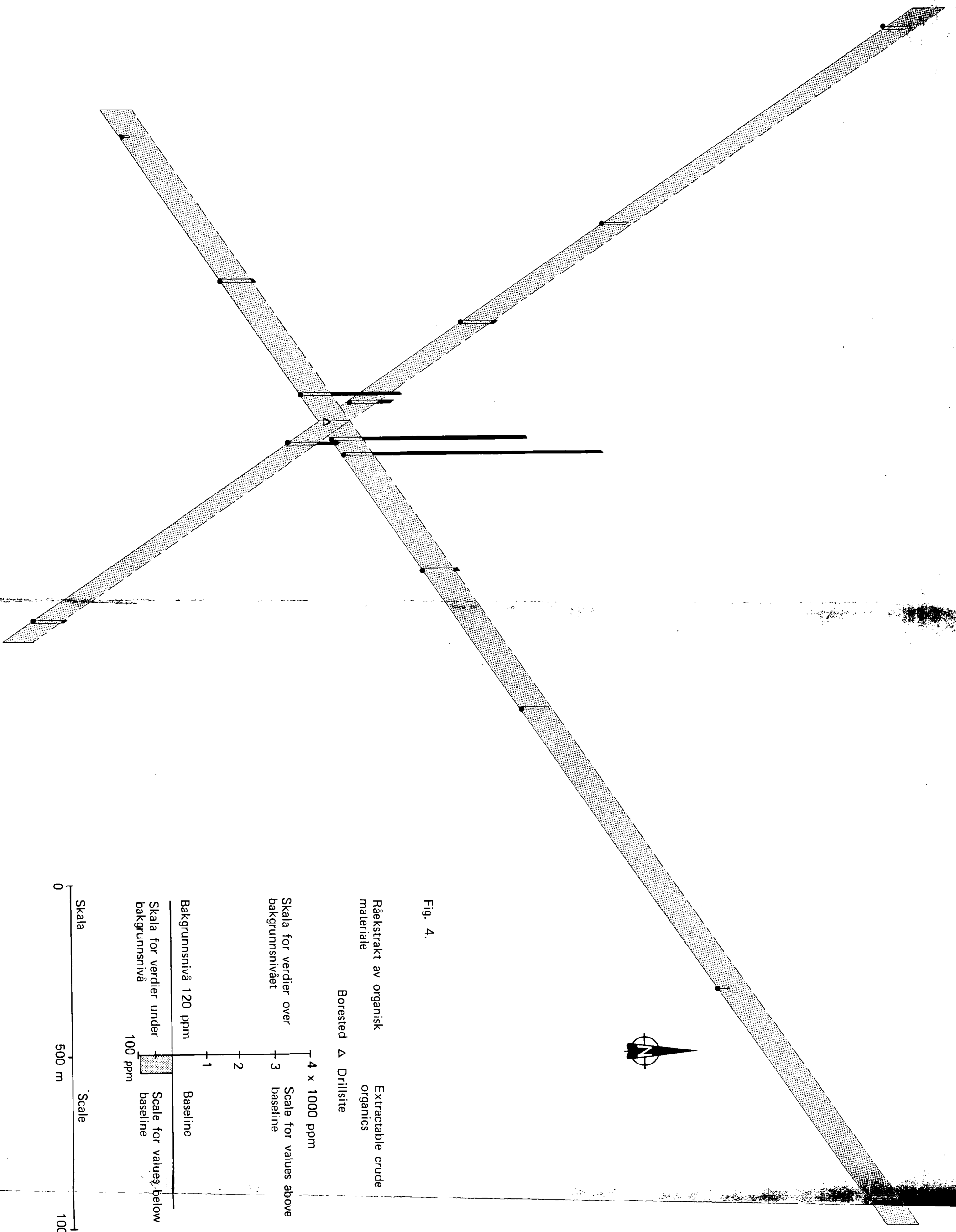


Fig. 4.

Råekstrakt av organisk materiale

Borested Δ Drillsite

Extractable crude organics

Skala for verdier over bakgrunnsnivået

Scale for values above baseline

Bakgrunnsnivå 120 ppm

Baseline

Skala for verdier under bakgrunnsnivå

Scale for values below baseline

Skala 0 500 m 1000 m

Skala

Scale

Figure 6

Sample 4
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical conditions: Carlo Erba

pr = pristane
ph = phytane

Figur 6

Prøve 4
Total alifatiske hydro-
karboner

Analytiske betingelser: Carlo Erba

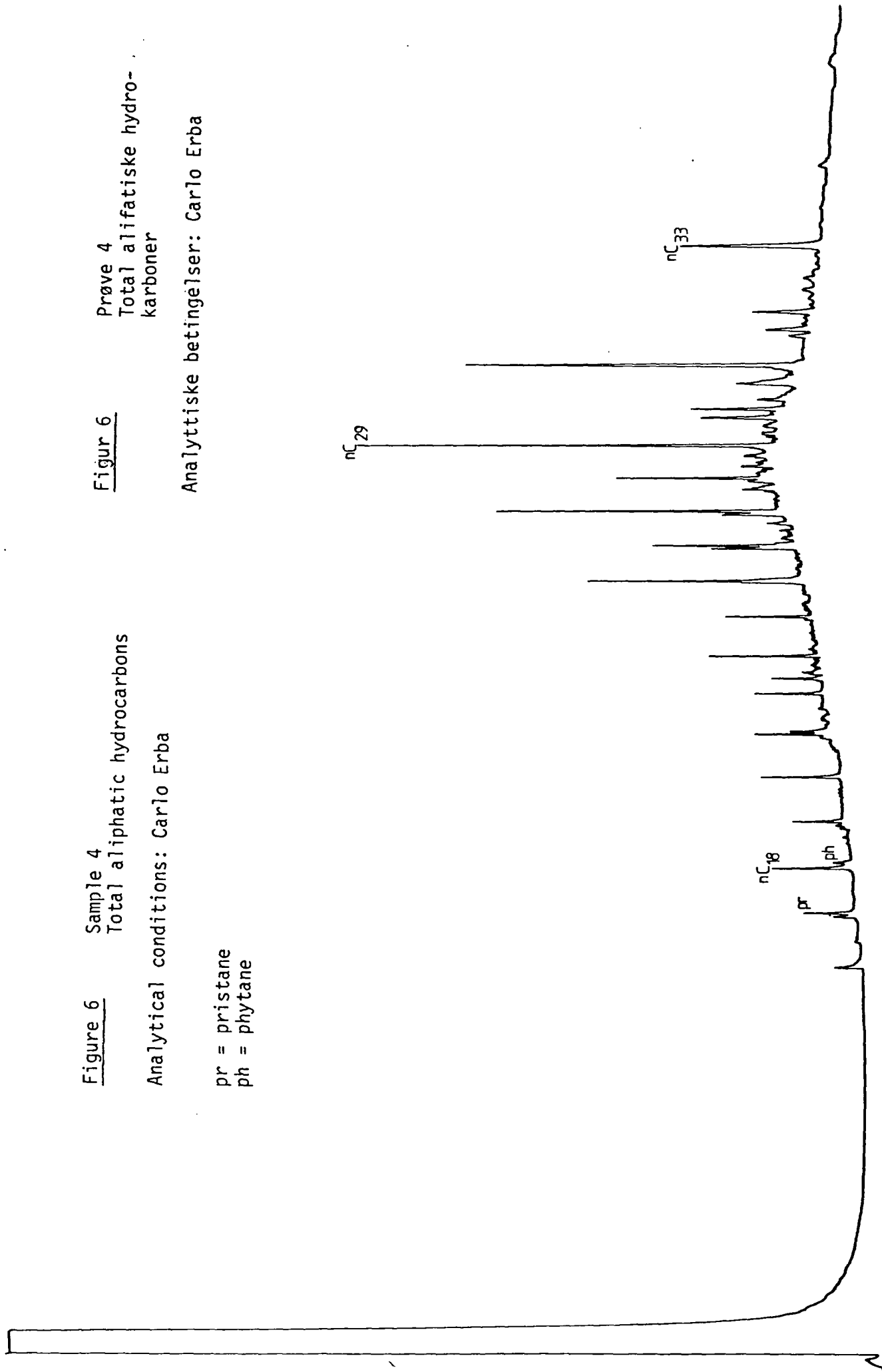


Figure 7

Sample 3

Total aliphatic hydrocarbons

Analytical conditions: Carlo Erba

p = pristane
ph = phytane

Figur 7

Prøve 3

Total alifatiske hydrokarboner

Analyttiske betingelser: Carlo Erba

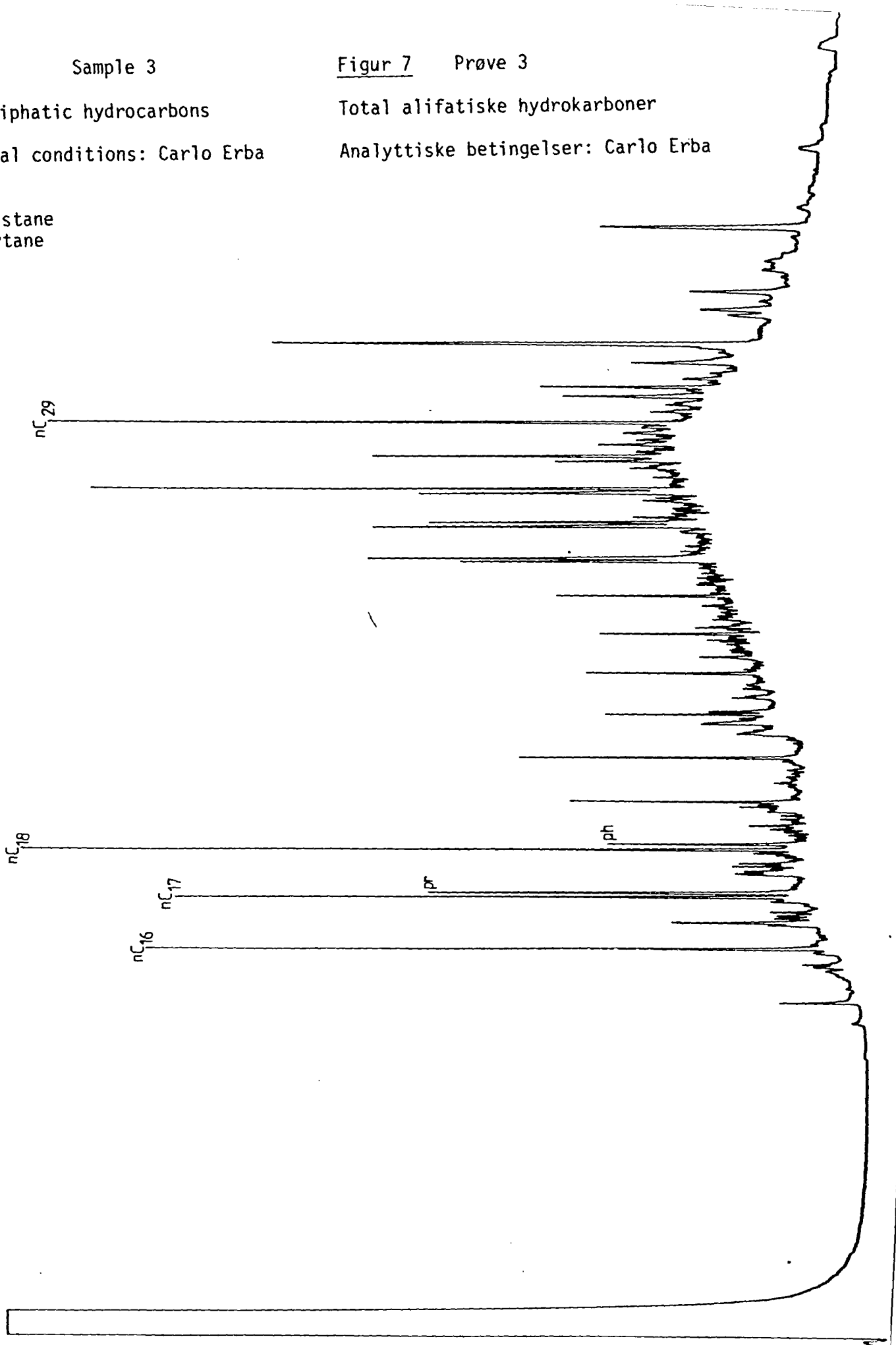
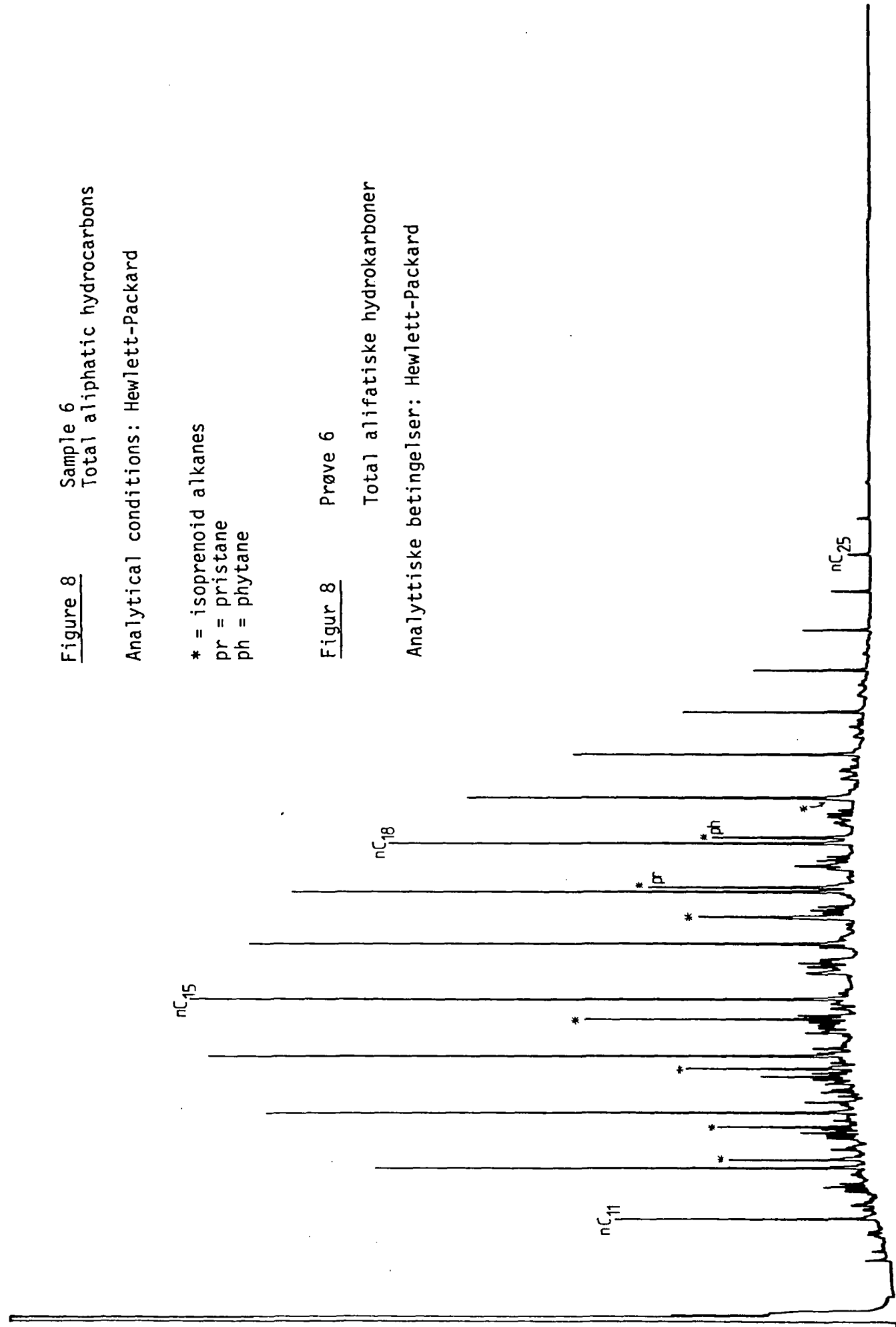


Figure 8 Sample 6
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical conditions: Hewlett-Packard

* = isoprenoid alkanes
pr = pristane
ph = phytane



Figur 8 Prøve 6

Total alifatiske hydrokarboner

Analytiske betingelser: Hewlett-Packard

Figure 9 Gas chromatogram of the total aliphatic hydrocarbons from a slightly weathered crude oil extracted from seawater.

Analytical conditions: Hewlett-Packard
but oven prog. 60°C - 2 min.
60°-260° at 4°/min.
260°C - 30 min.

* isoprenoid alkanes
pr = pristane
ph = phytane

Fig. 9 Gass kromatogram av total alifatiske hydrokarboner fra en delvis vitret råolje ekstrahert fra sjøvann.

Analysebetingelser: Hewlett-Packard
men ovn program: 60° - 2 min.
60° - 260° at 4°/min.
260° - 30 min.

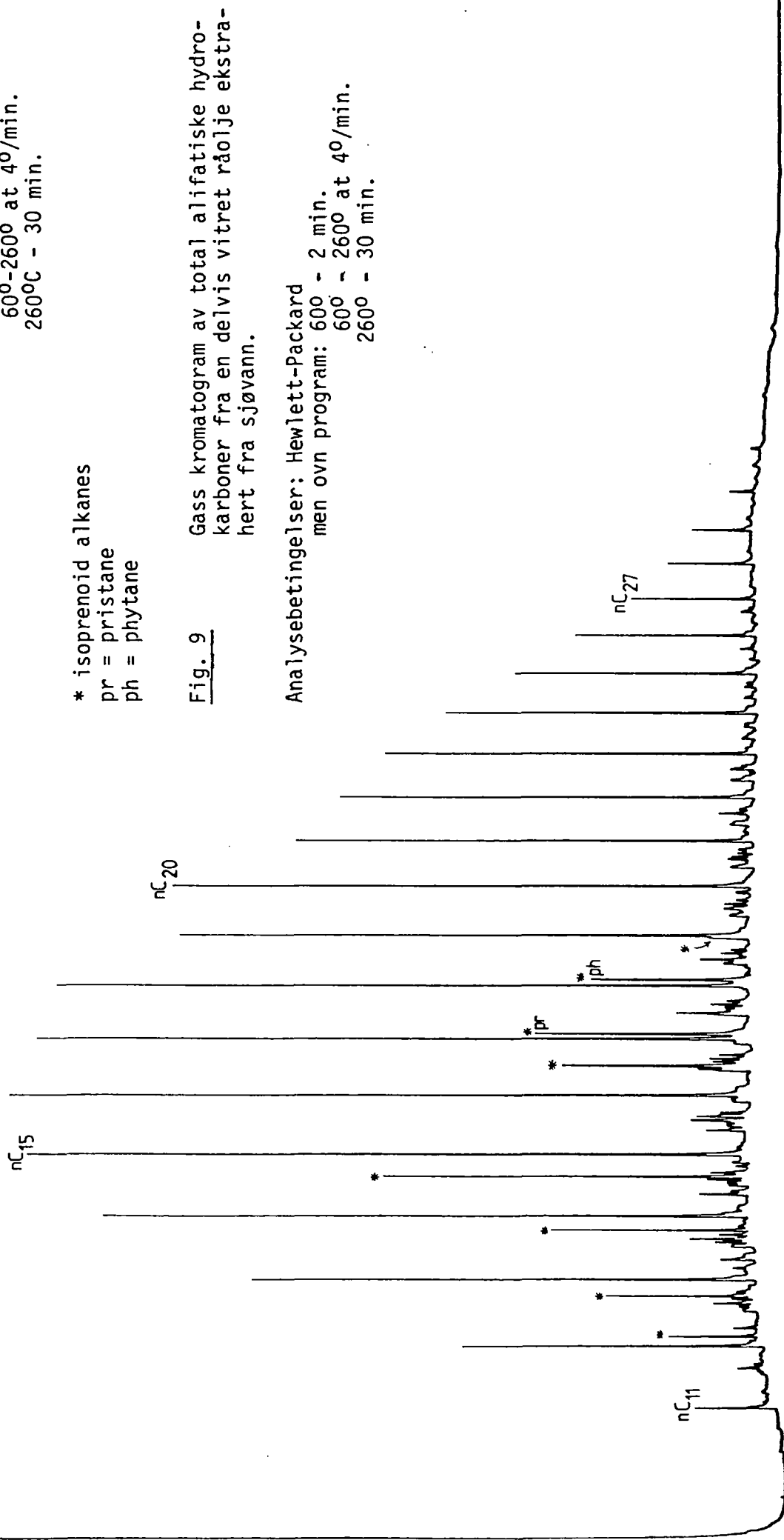


Figure 10 Sample 18C
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical conditions: Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

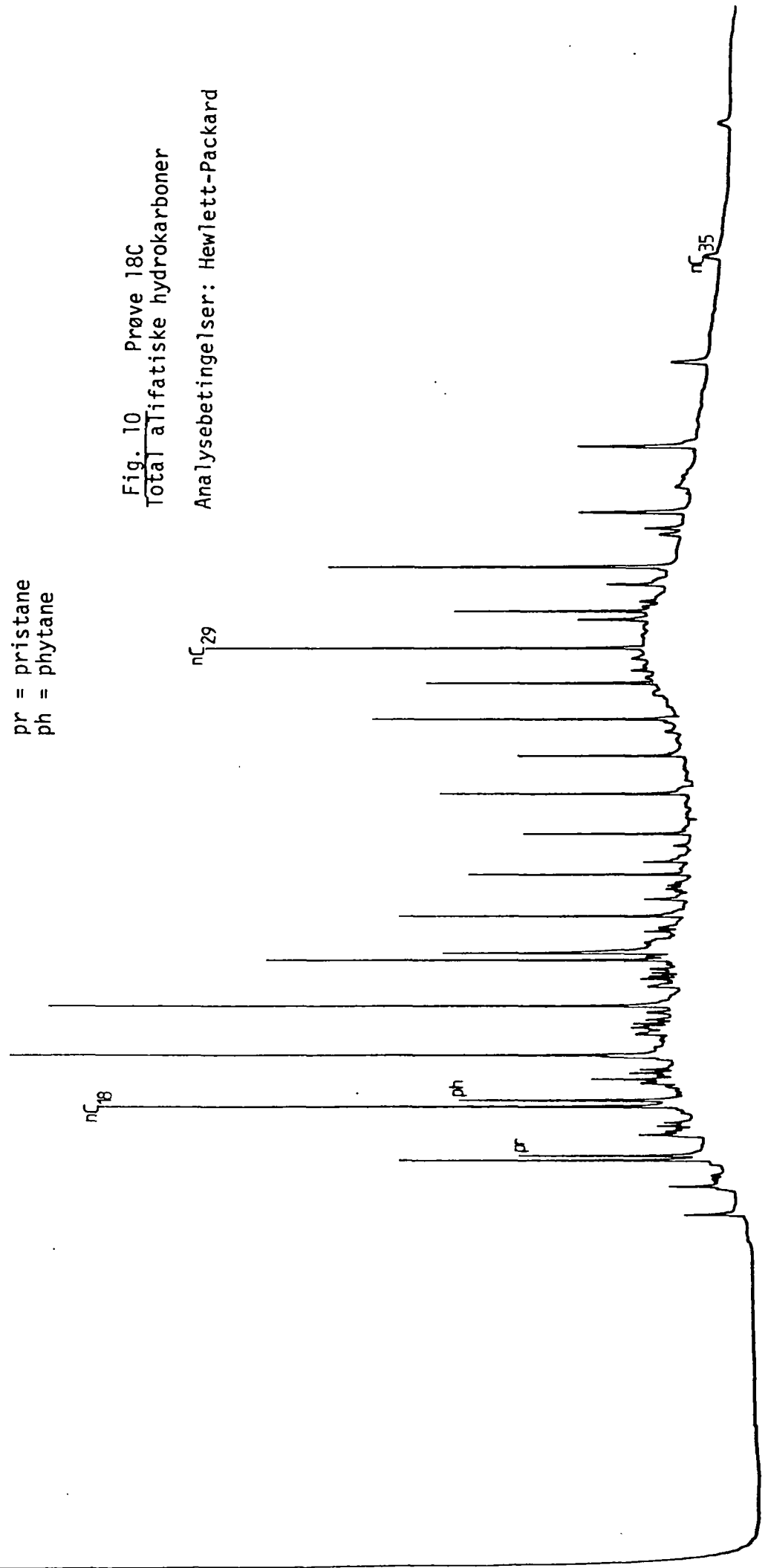


Fig. 10 Prøve 18C
Total alifatiske hydrokarboner

Analysebetingelser: Hewlett-Packard

Figure 11

Sample 8A
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical conditions: Carlo Erba

? = unknown compounds - not aliphatic hydrocarbons
n = n-alkane

Fig. 11

Prøve 8A
Total alifatiske hydrokarboner

Analysebetingelser: Carlo Erba

? = ikke identifiserte komponenter,
ikke alifatiske hydrokarboner
n = n-alkane

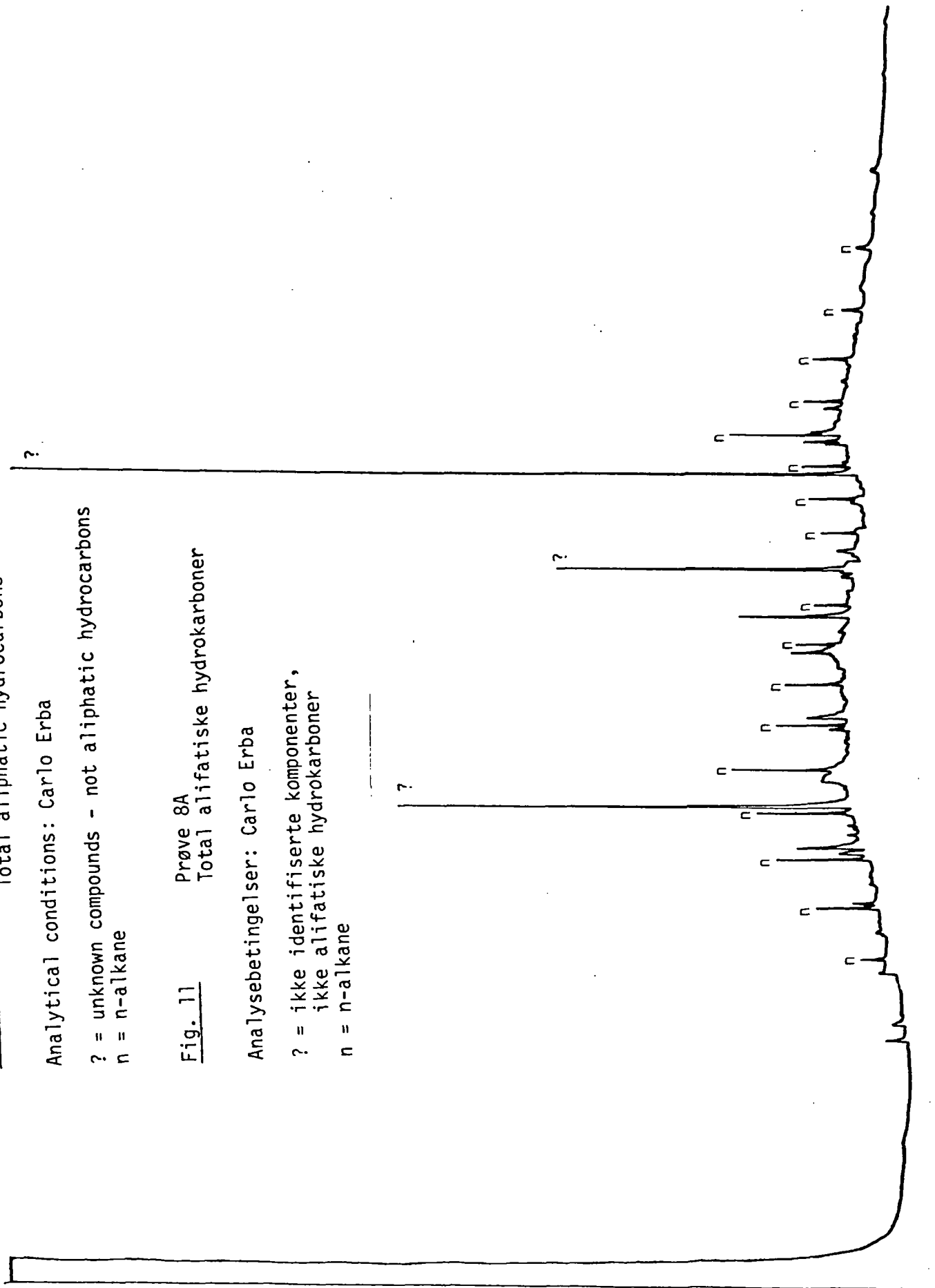


Figure 12 Sample 9
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical conditions: Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Fig. 12 Prøve 9
Total alifatiske hydrokarboner

Analysebetingelser: Hewlett-Packard

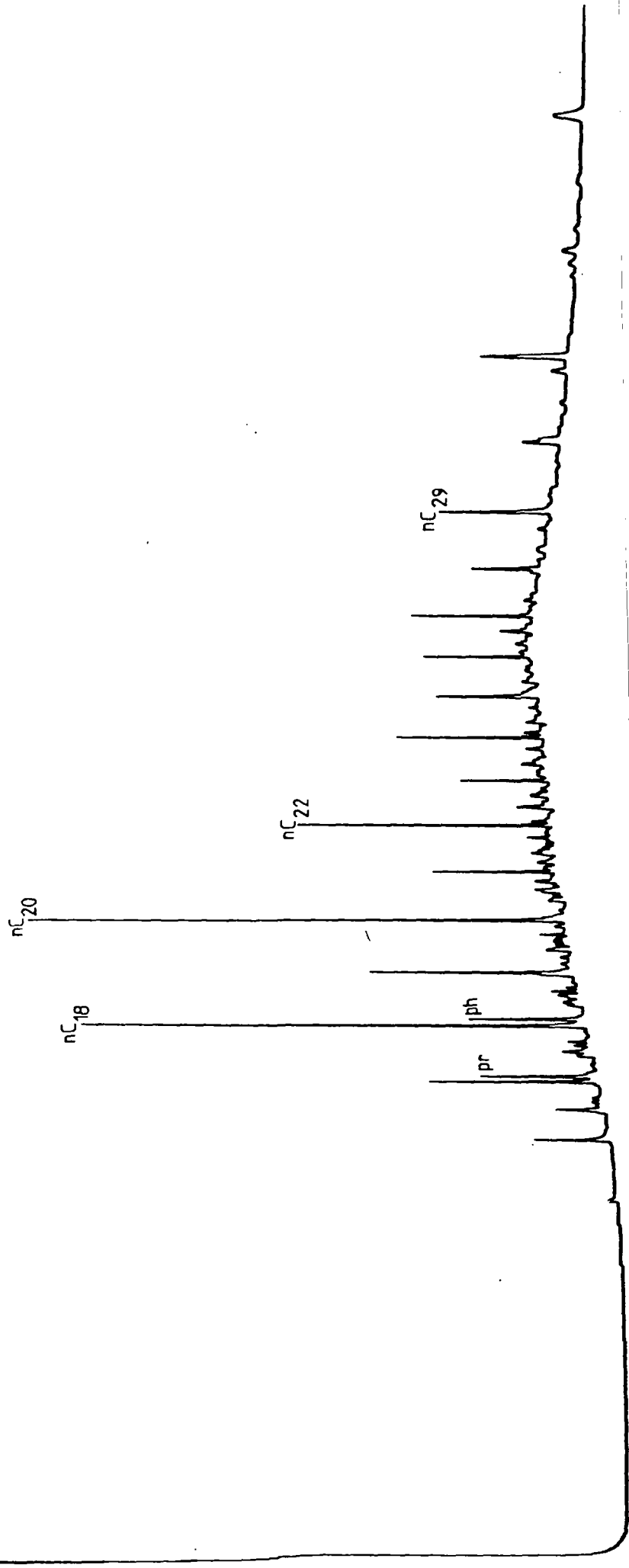


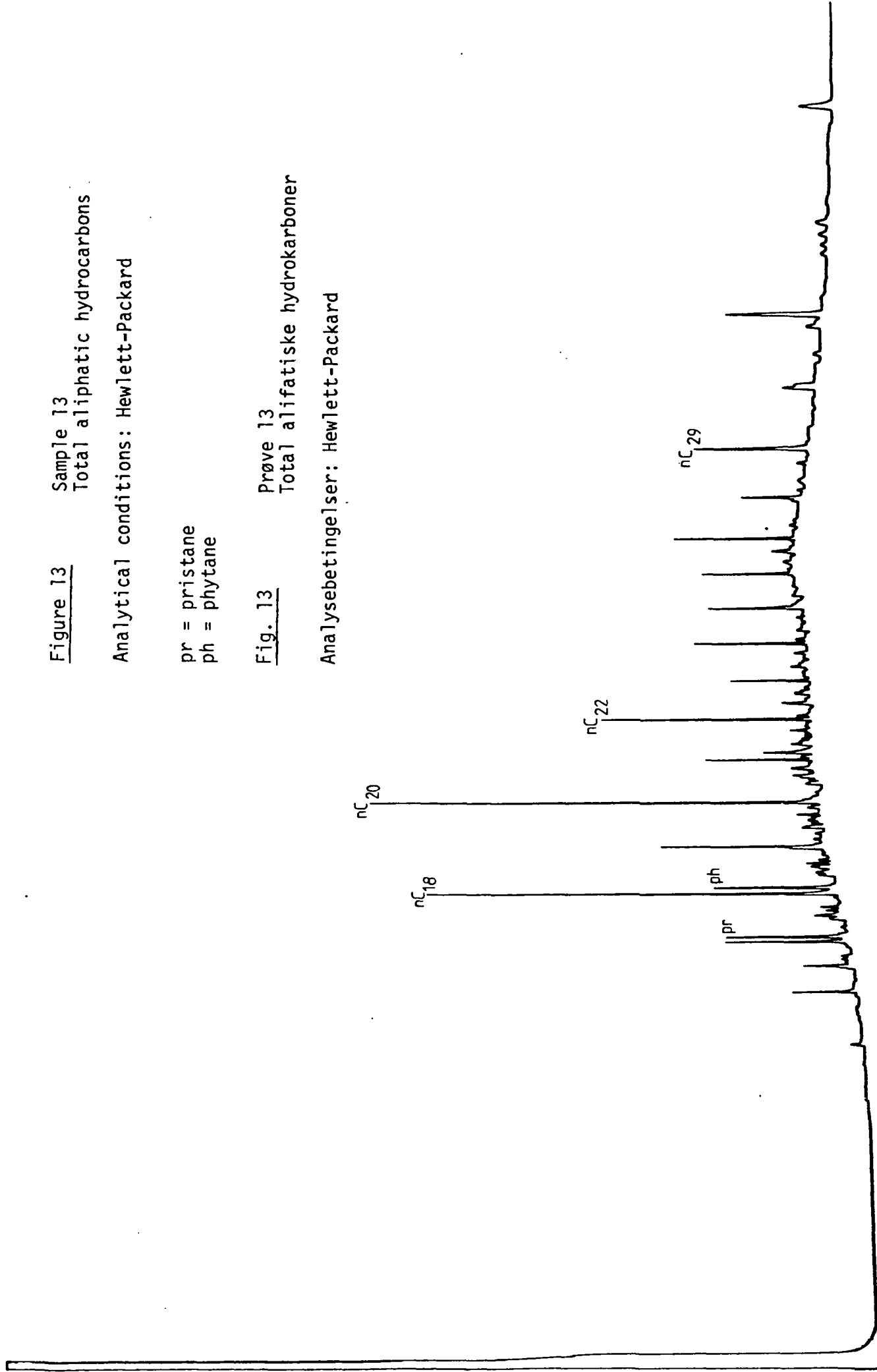
Figure 13 Sample 13
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical conditions: Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Fig. 13 Prøve 13
Total alifatiske hydrokarboner

Analysebetingelser: Hewlett-Packard



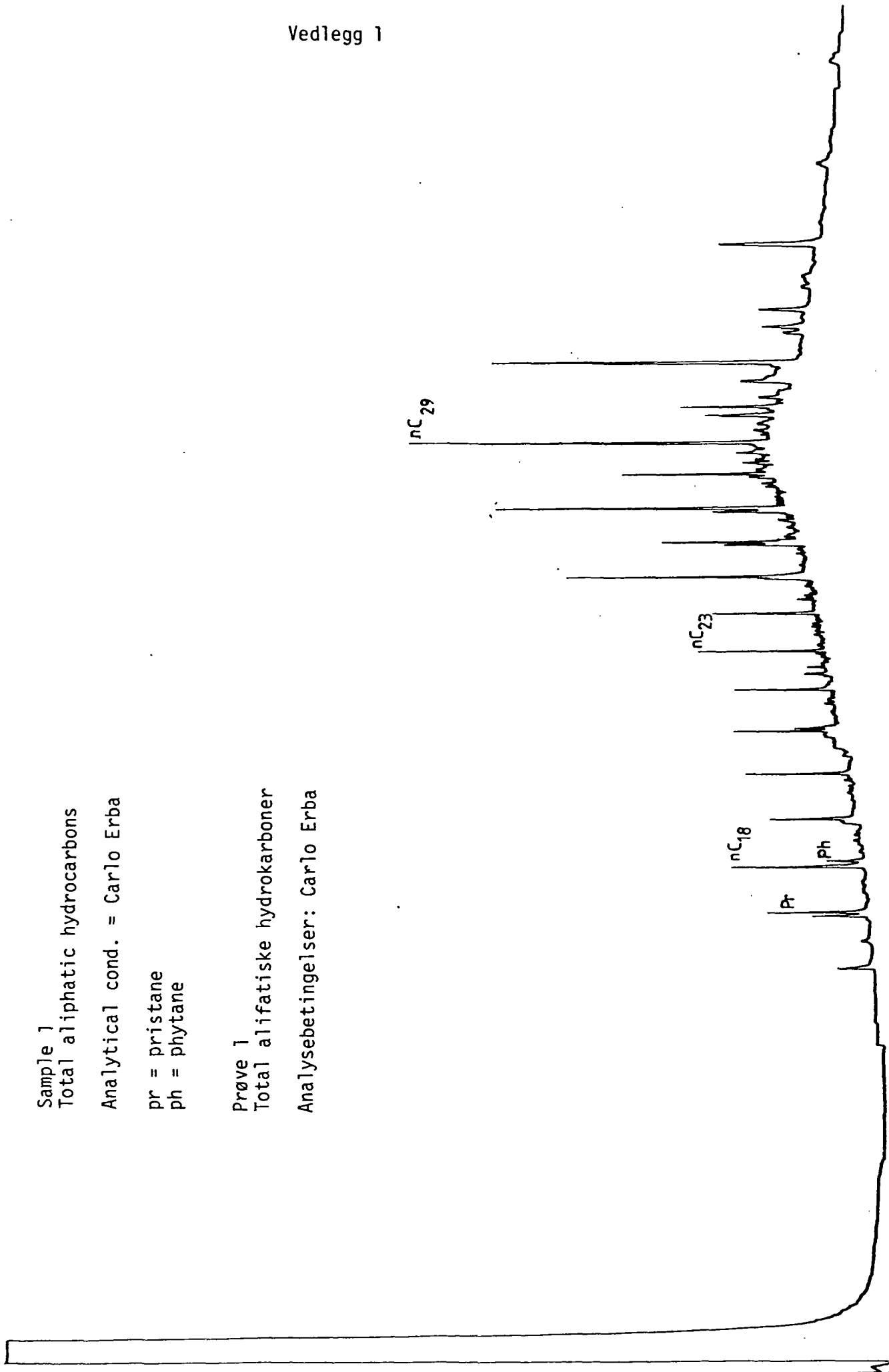
VEDLEGG

APPENDIX

Sample 1
Total aliphatic hydrocarbons
Analytical cond. = Carlo Erba

pr = pristane
ph = phytane

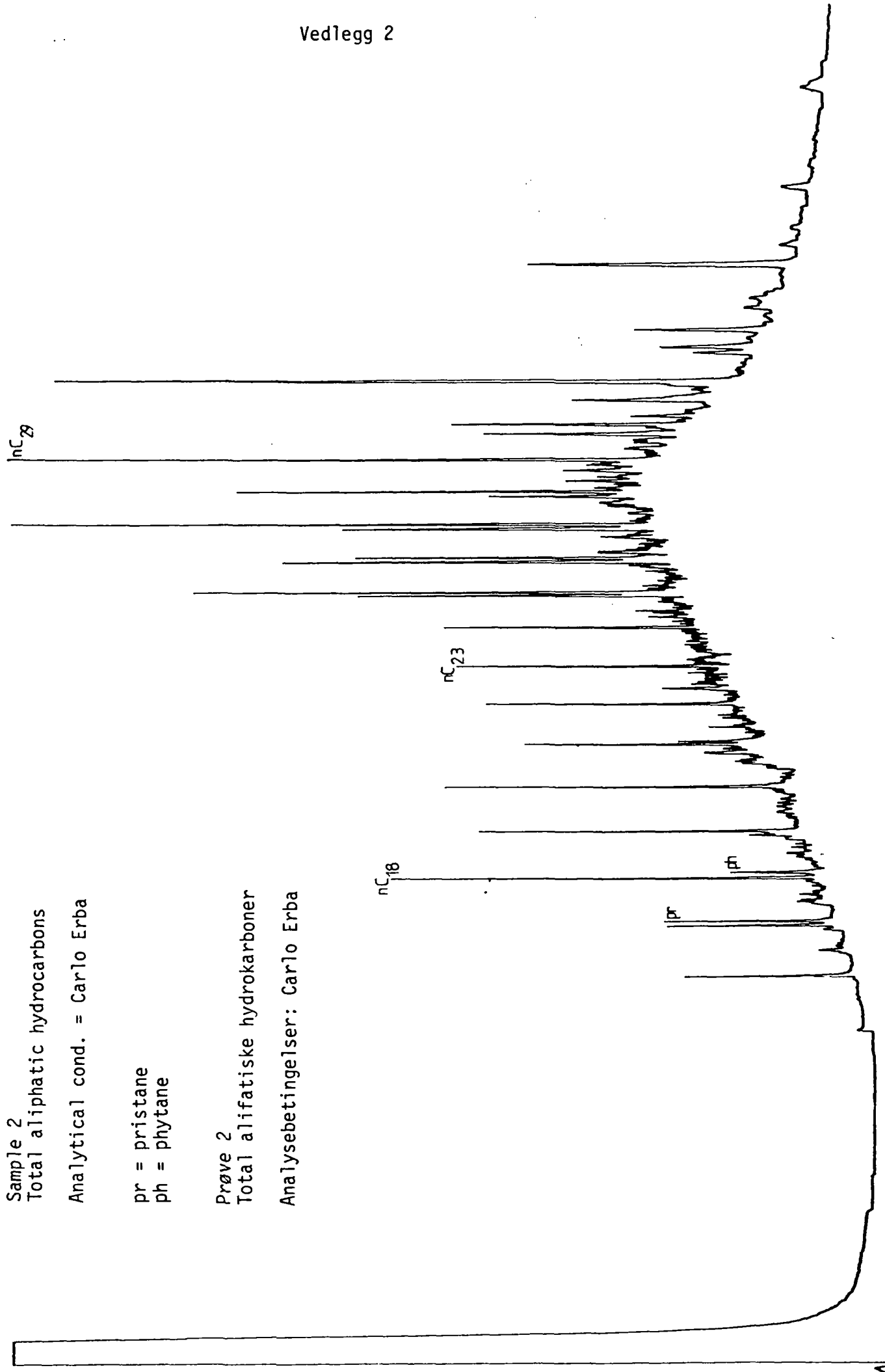
Prøve 1
Total alifatiske hydrokarboner
Analysebetingelser: Carlo Erba



Sample 2
Total aliphatic hydrocarbons
Analytical cond. = Carlo Erba

pr = pristane
ph = phytane

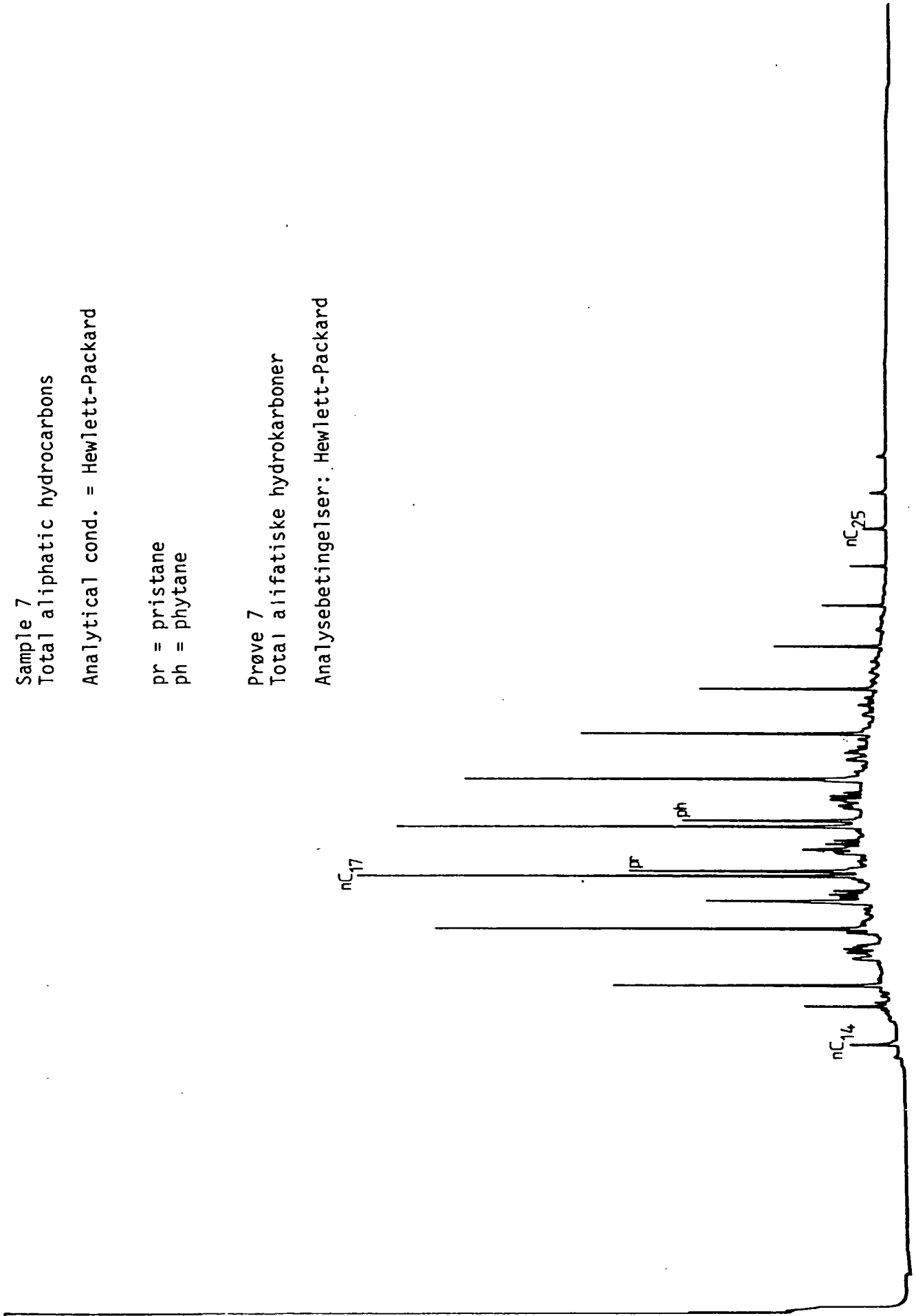
Prøve 2
Total alifatiske hydrokarboner
Analysebetingelser: Carlo Erba



Sample 7
Total aliphatic hydrocarbons
Analytical cond. = Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 7
Total alifatiske hydrokarboner
Analysebetingelser: Hewlett-Packard

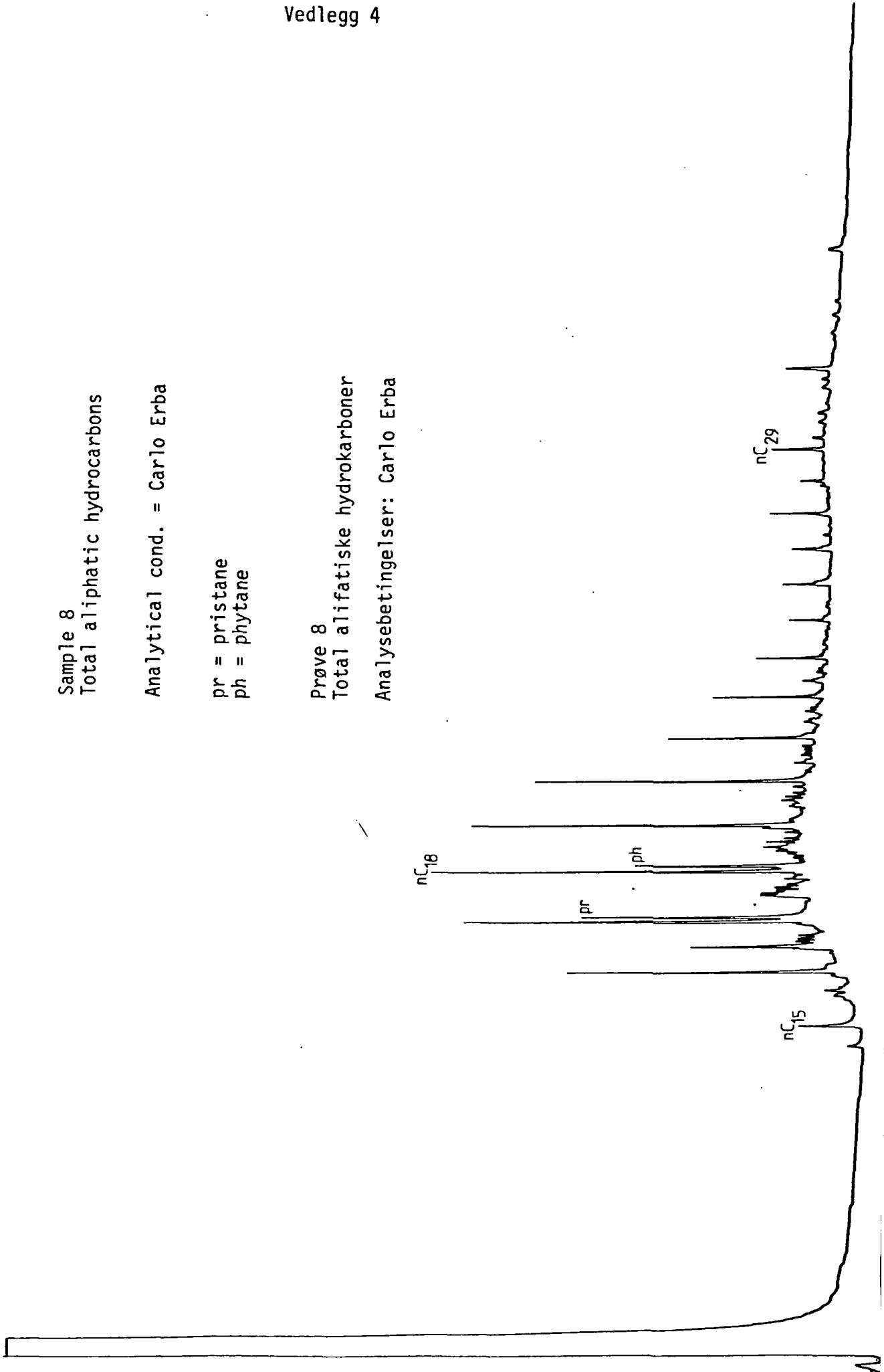


Sample 8
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical cond. = Carlo Erba

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 8
Total alifatiske hydrokarboner
Analysebetingelser: Carlo Erba



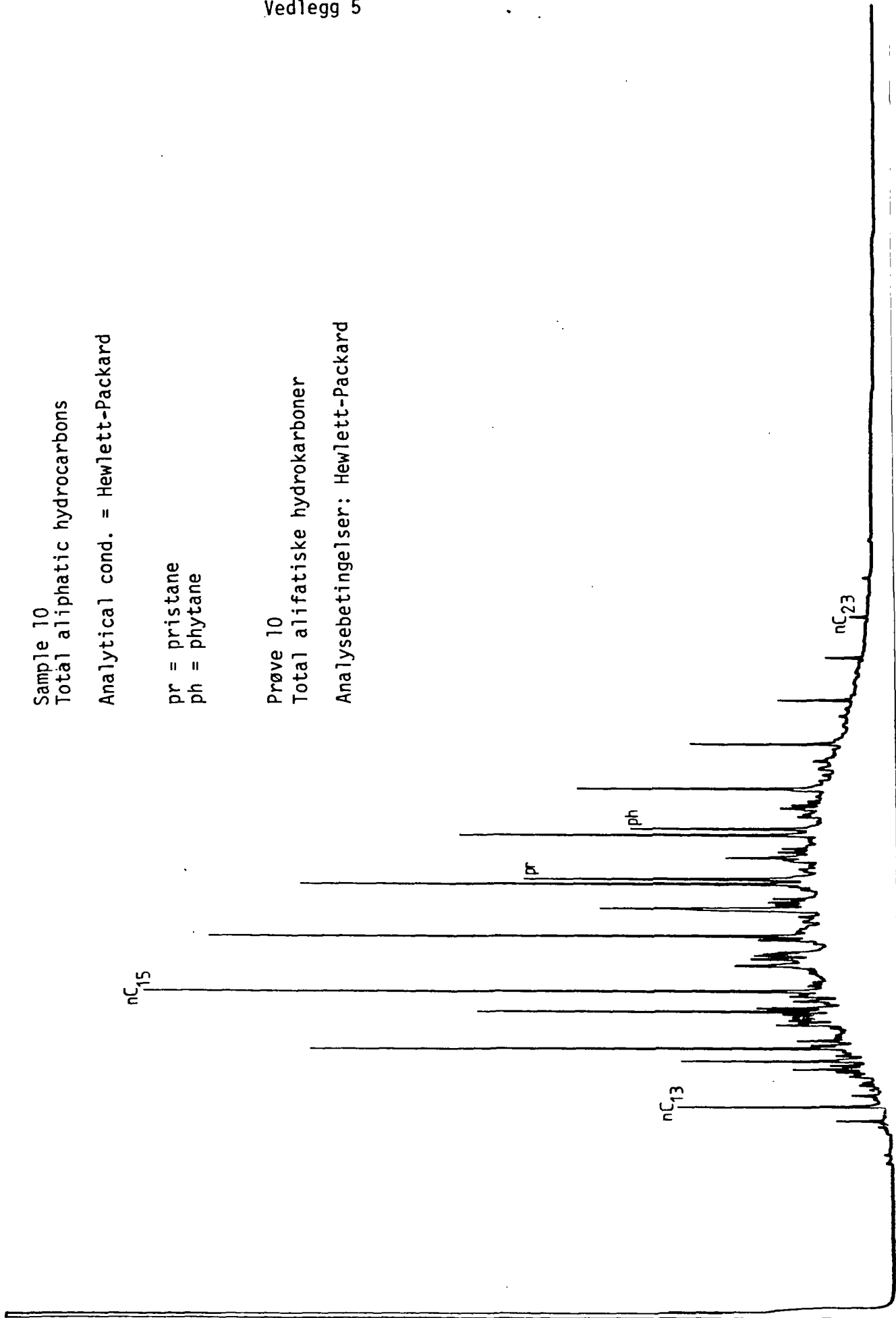
Sample 10
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical cond. = Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 10
Total alifatiske hydrokarboner

Analysebetingelser: Hewlett-Packard



Vedlegg 6

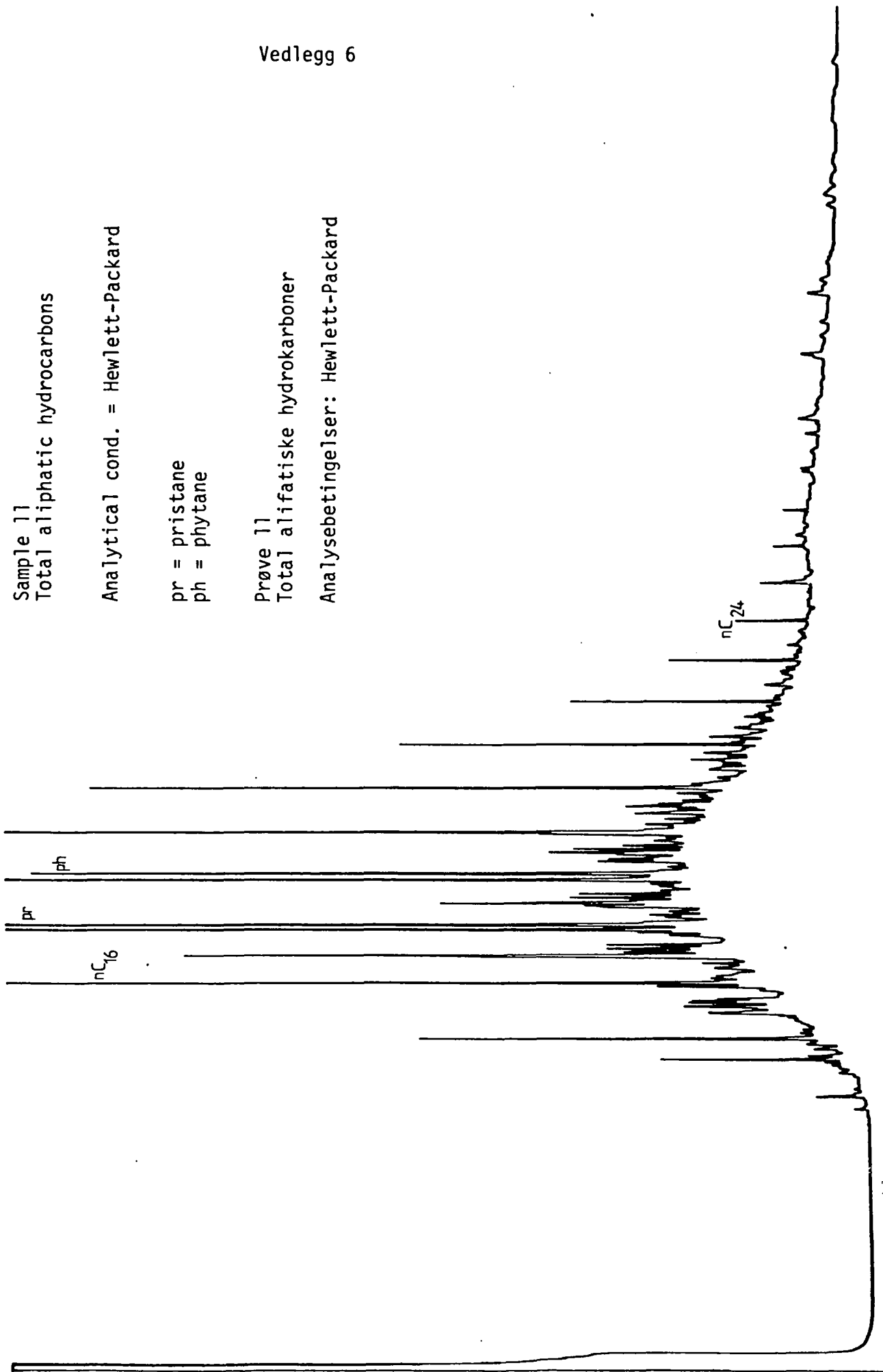
Sample 11
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical cond. = Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 11
Total alifatiske hydrokarboner

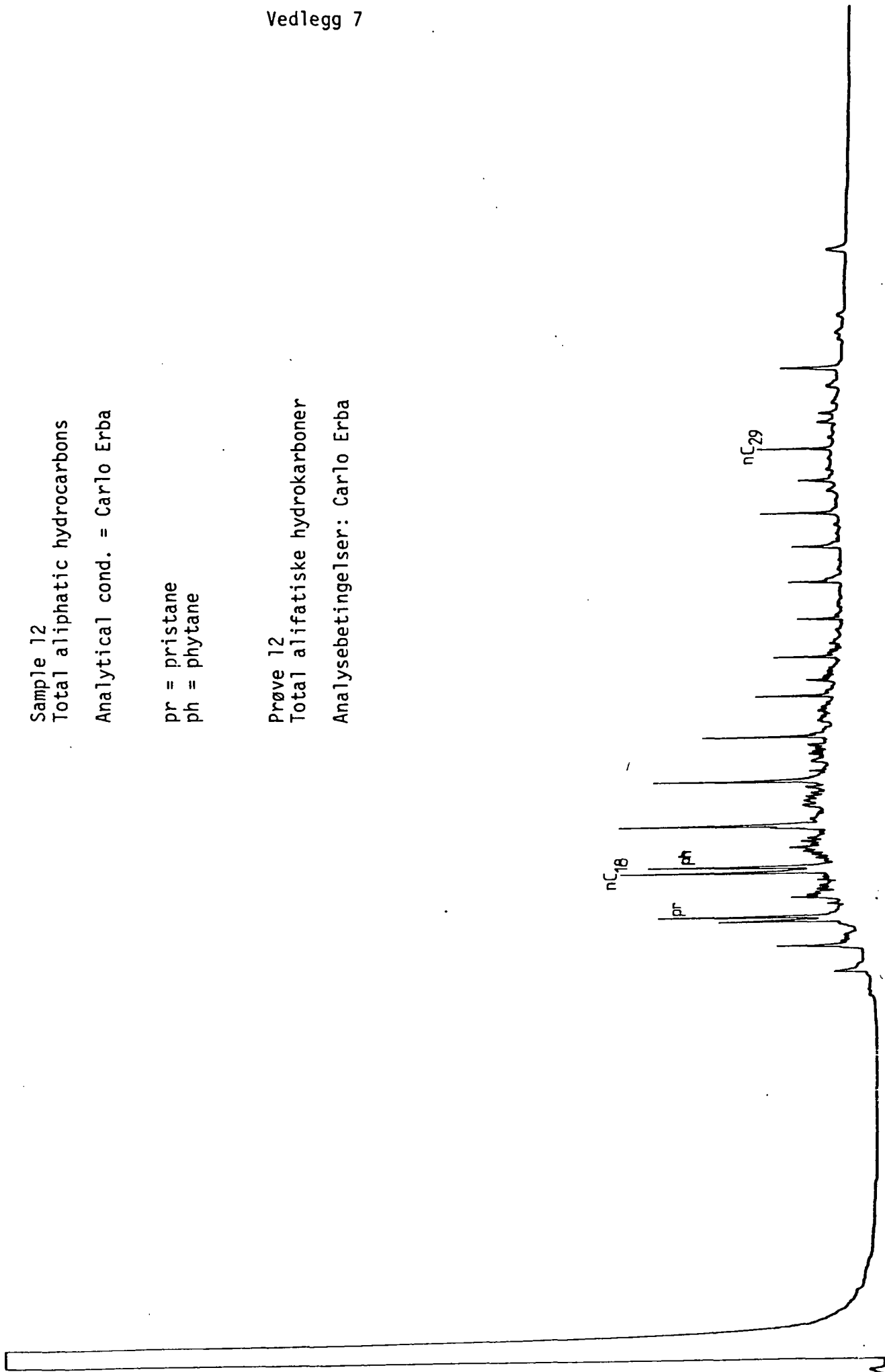
Analysebetingelser: Hewlett-Packard



Sample 12
Total aliphatic hydrocarbons
Analytical cond. = Carlo Erba

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 12
Total alifatiske hydrokarboner
Analysebetingelser: Carlo Erba

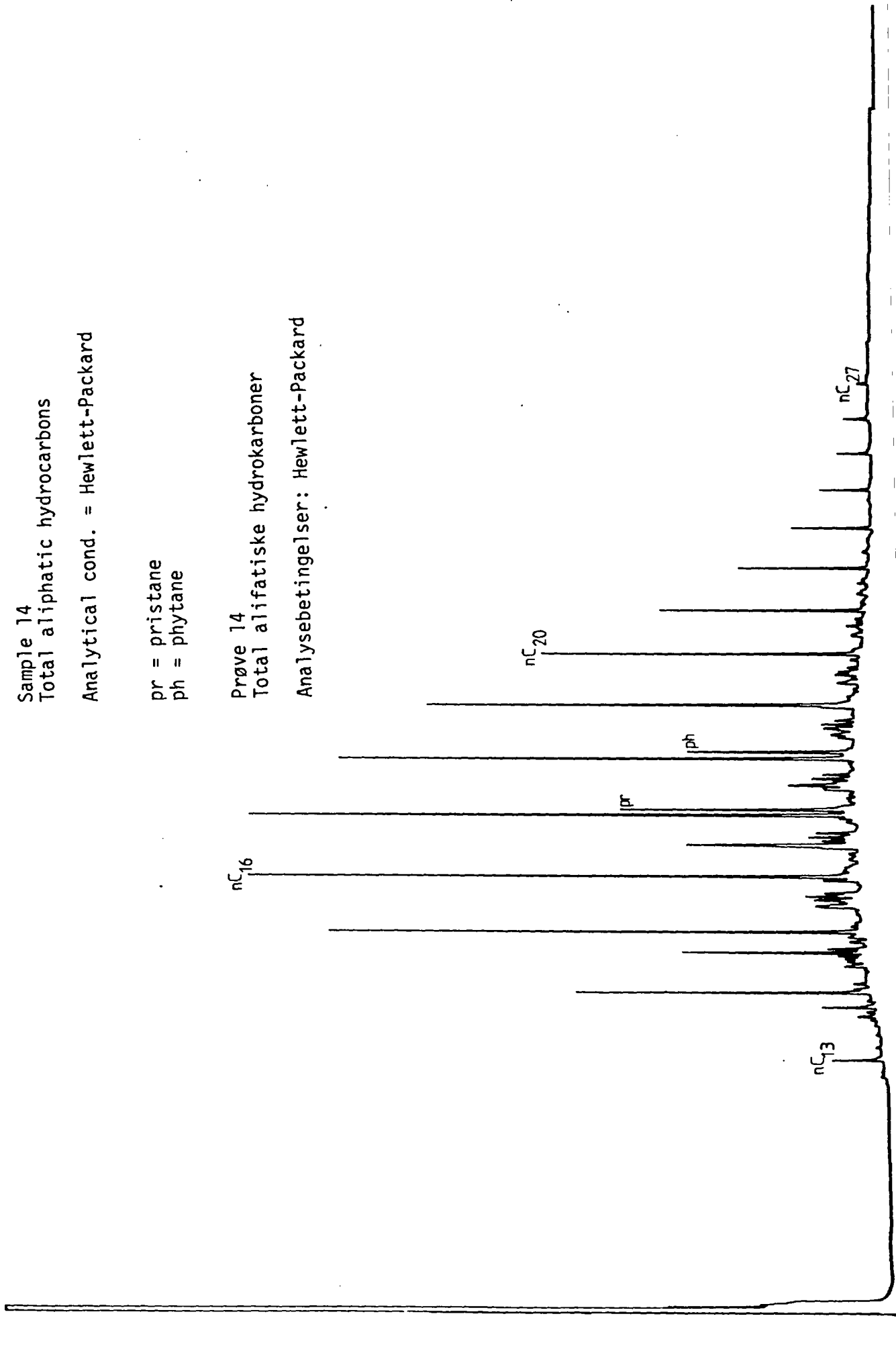


Sample 14
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical cond. = Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 14
Total alifatiske hydrokarboner
Analysebetingelser: Hewlett-Packard



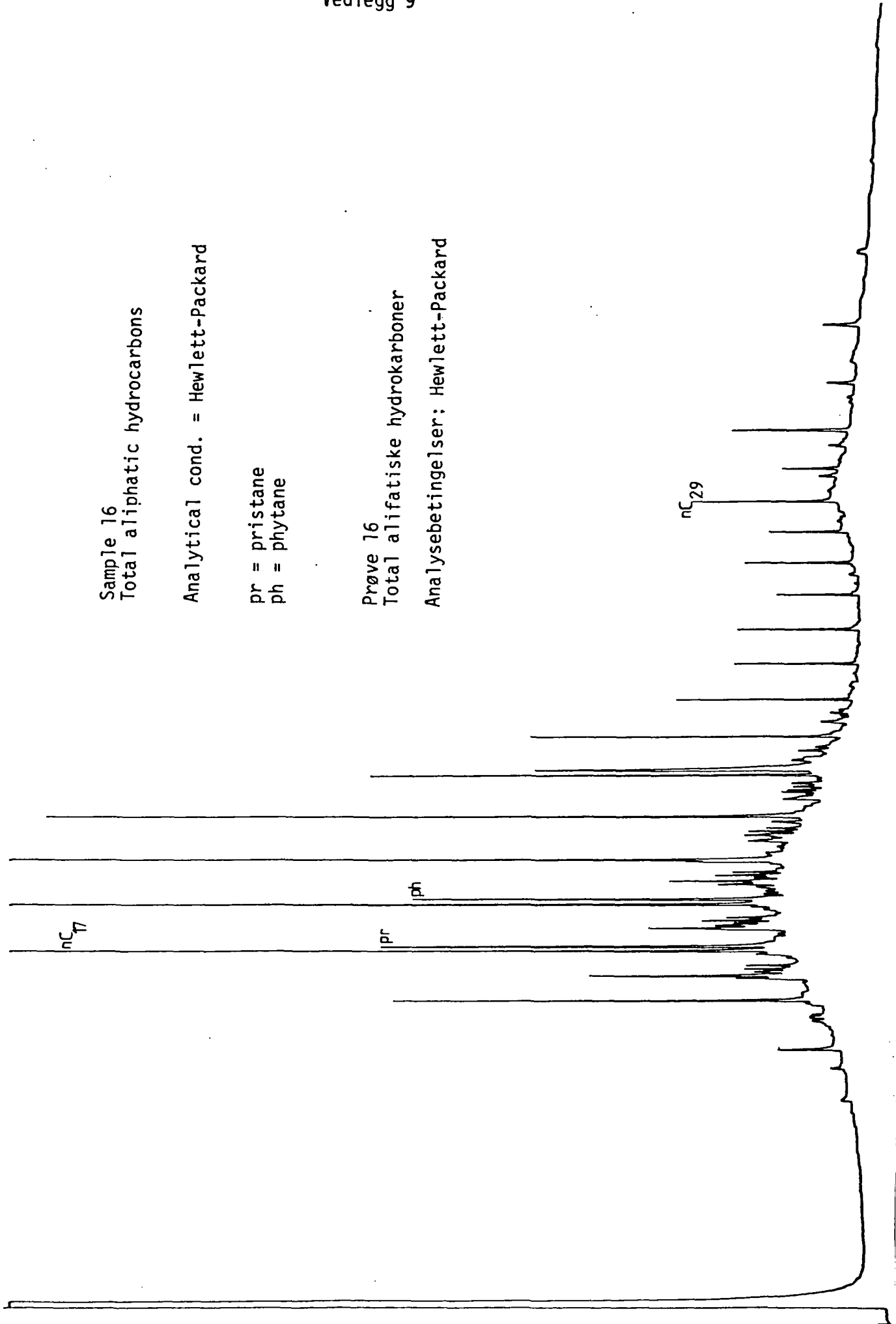
Sample 16
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical cond. = Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 16
Total alifatiske hydrokarboner

Analysebetingelser: Hewlett-Packard



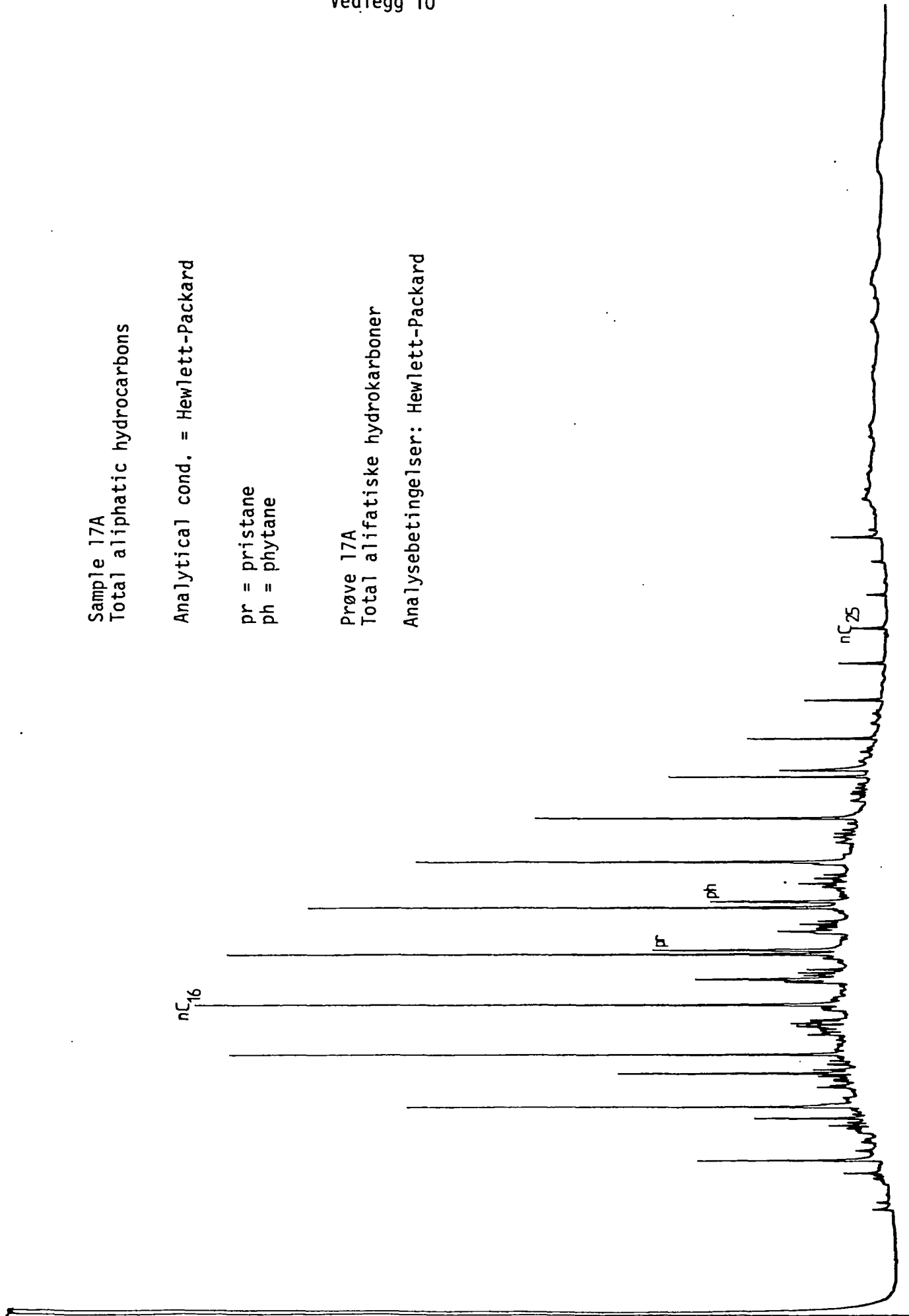
Sample 17A
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical cond. = Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 17A
Total alifatiske hydrokarboner

Analysebetingelser: Hewlett-Packard



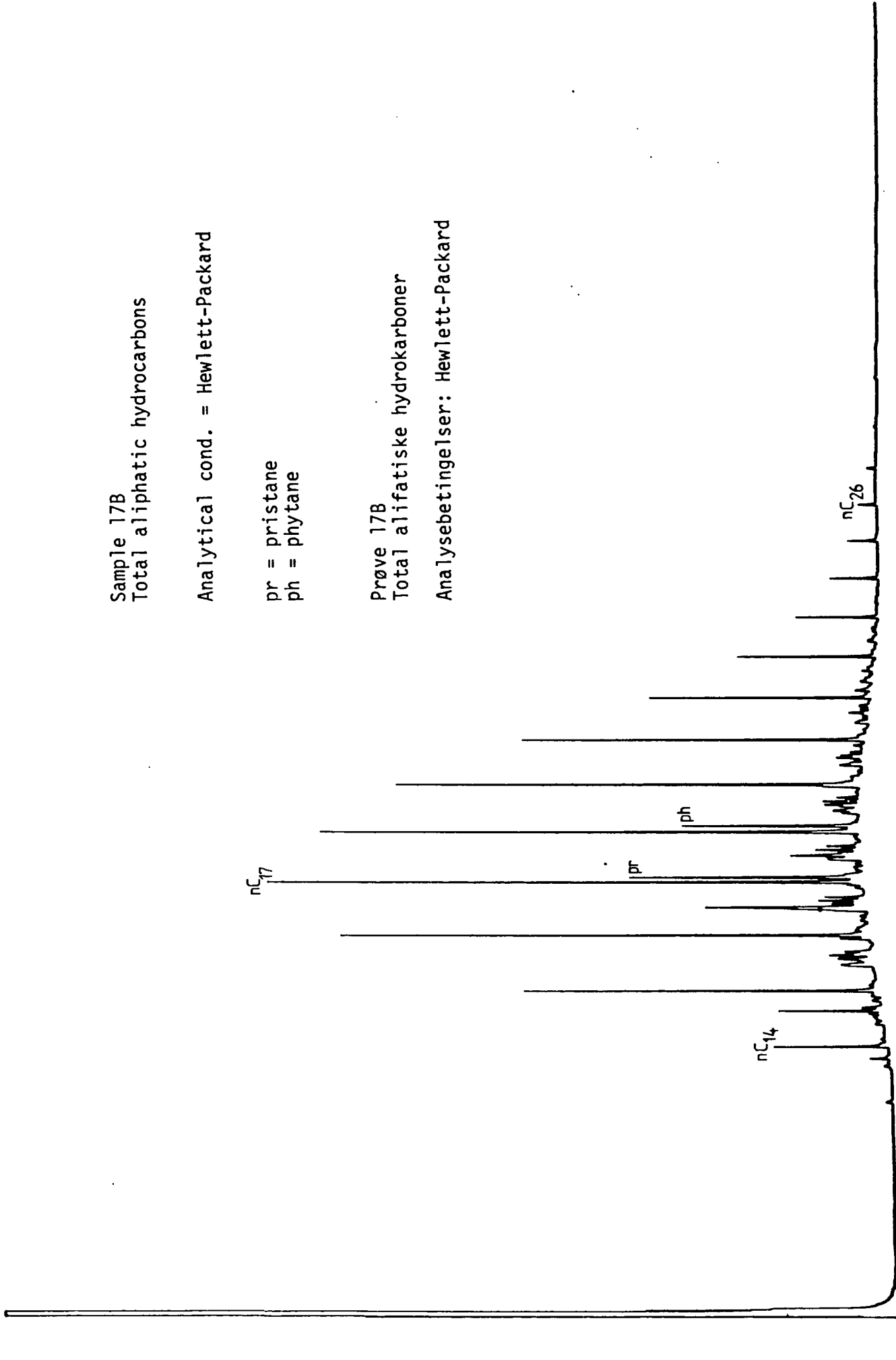
Sample 17B
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical cond. = Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 17B
Total alifatiske hydrokarboner

Analysebetingelser: Hewlett-Packard



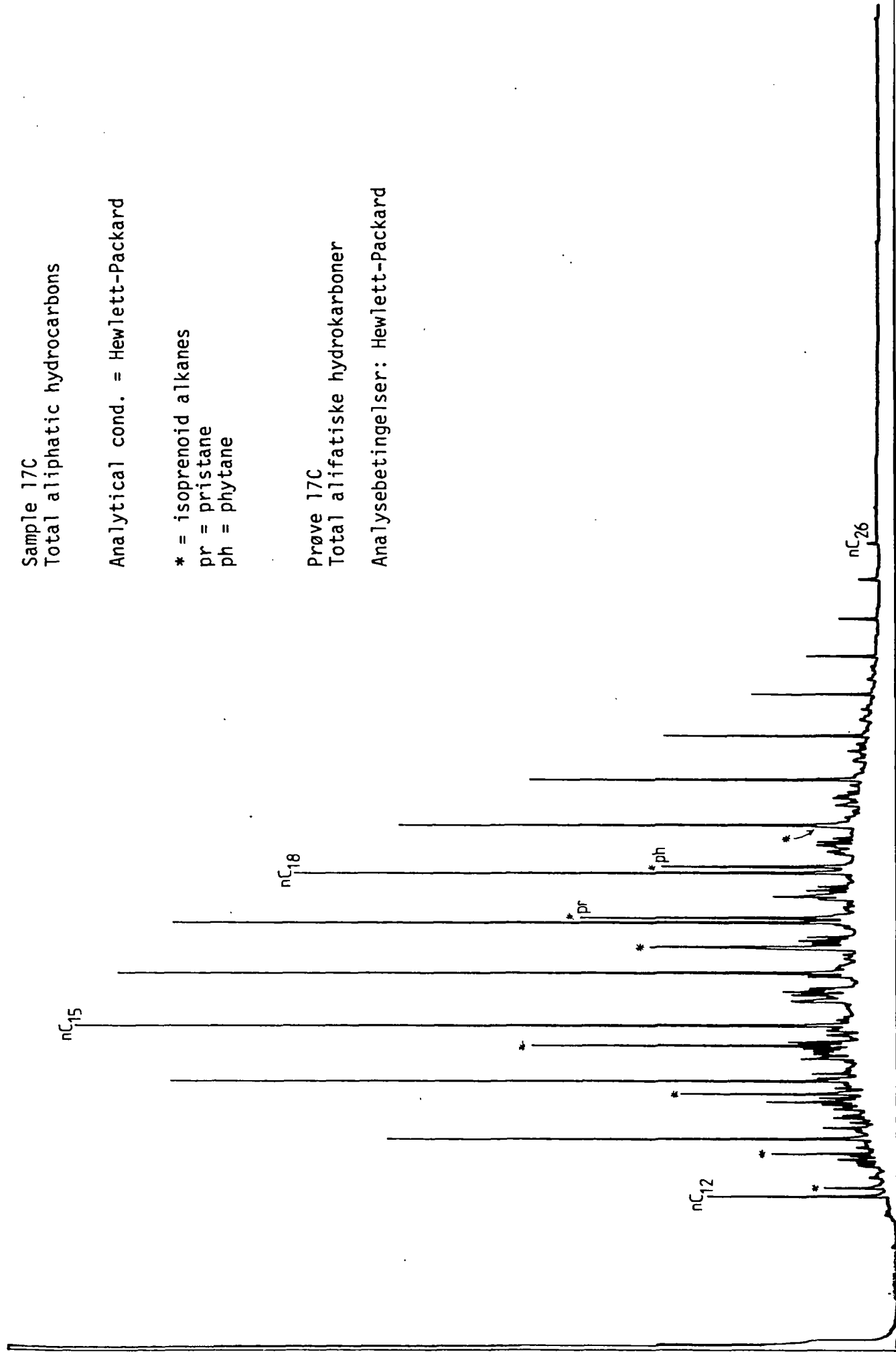
Sample 17C
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical cond. = Hewlett-Packard

* = isoprenoid alkanes
pr = pristane
ph = phytane

Prøve 17C
Total alifatiske hydrokarboner

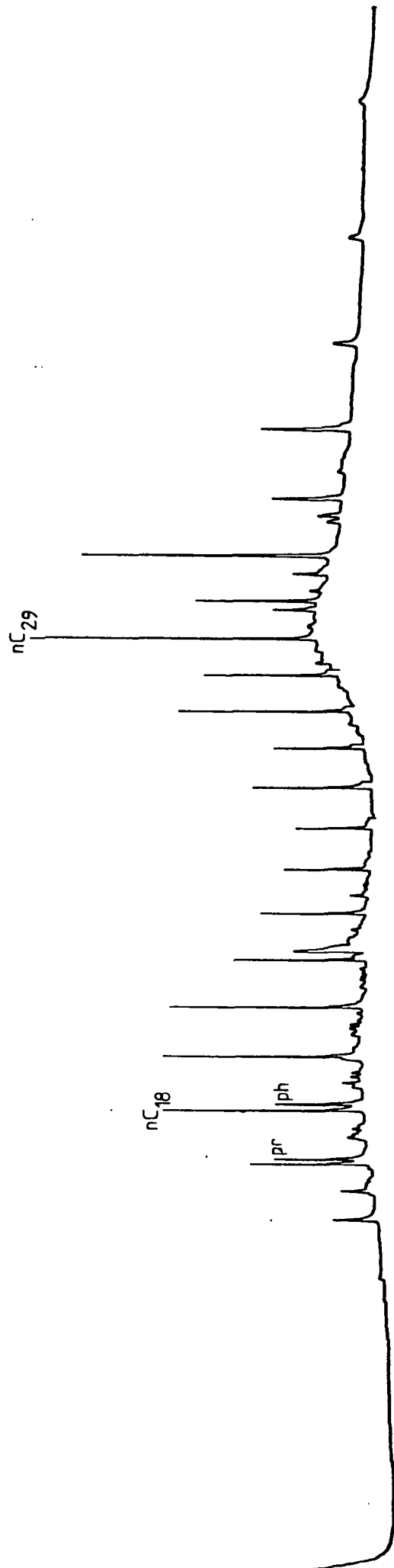
Analysebetingelser: Hewlett-Packard



Sample 18B
Total aliphatic hydrocarbons
Analytical cond. = Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 18B
Total alifatiske hydrokarboner
Analysebetingelser: Hewlett-Packard



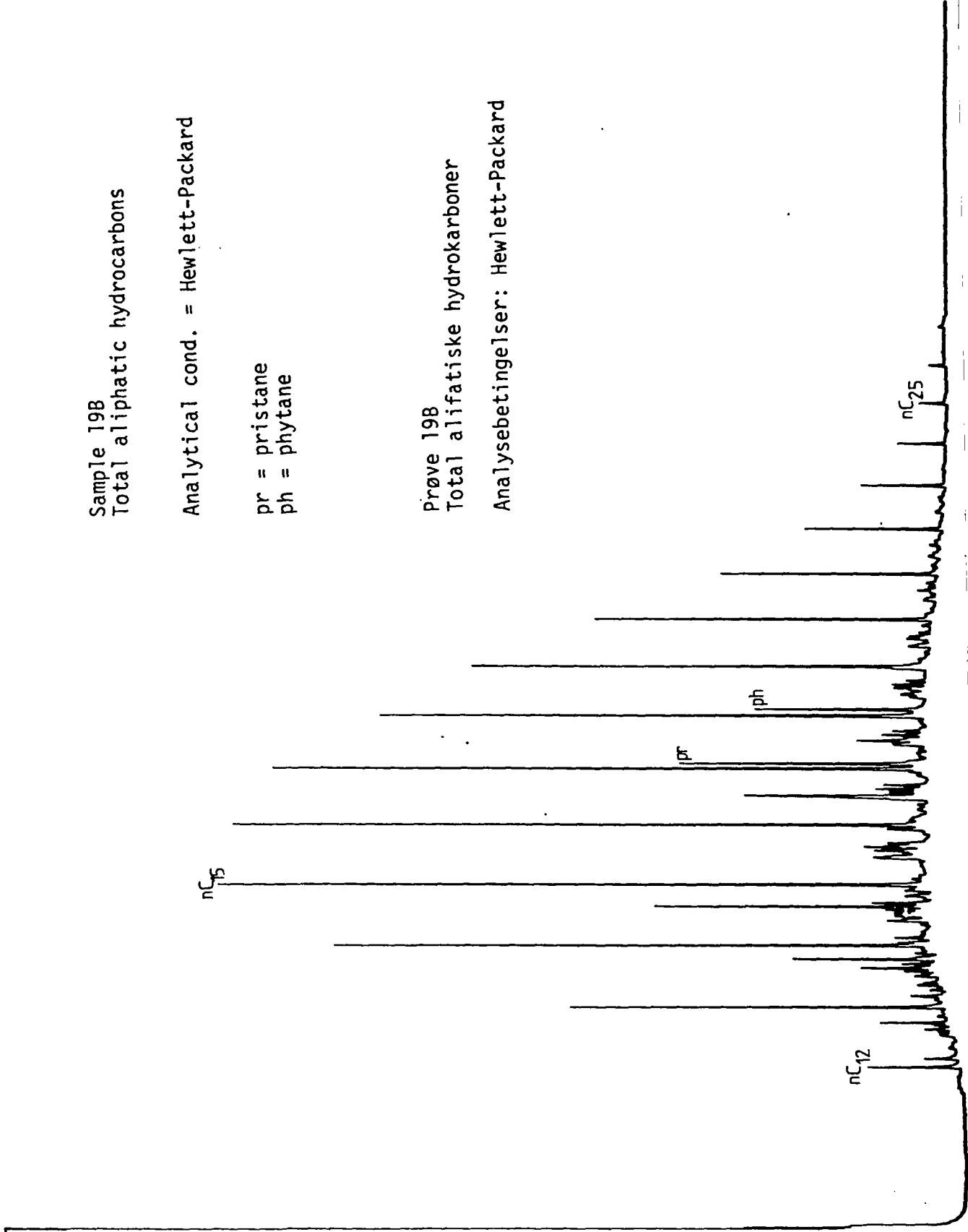
Sample 198
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical cond. = Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 198
Total alifatiske hydrokarboner

Analysebetingelser: Hewlett-Packard



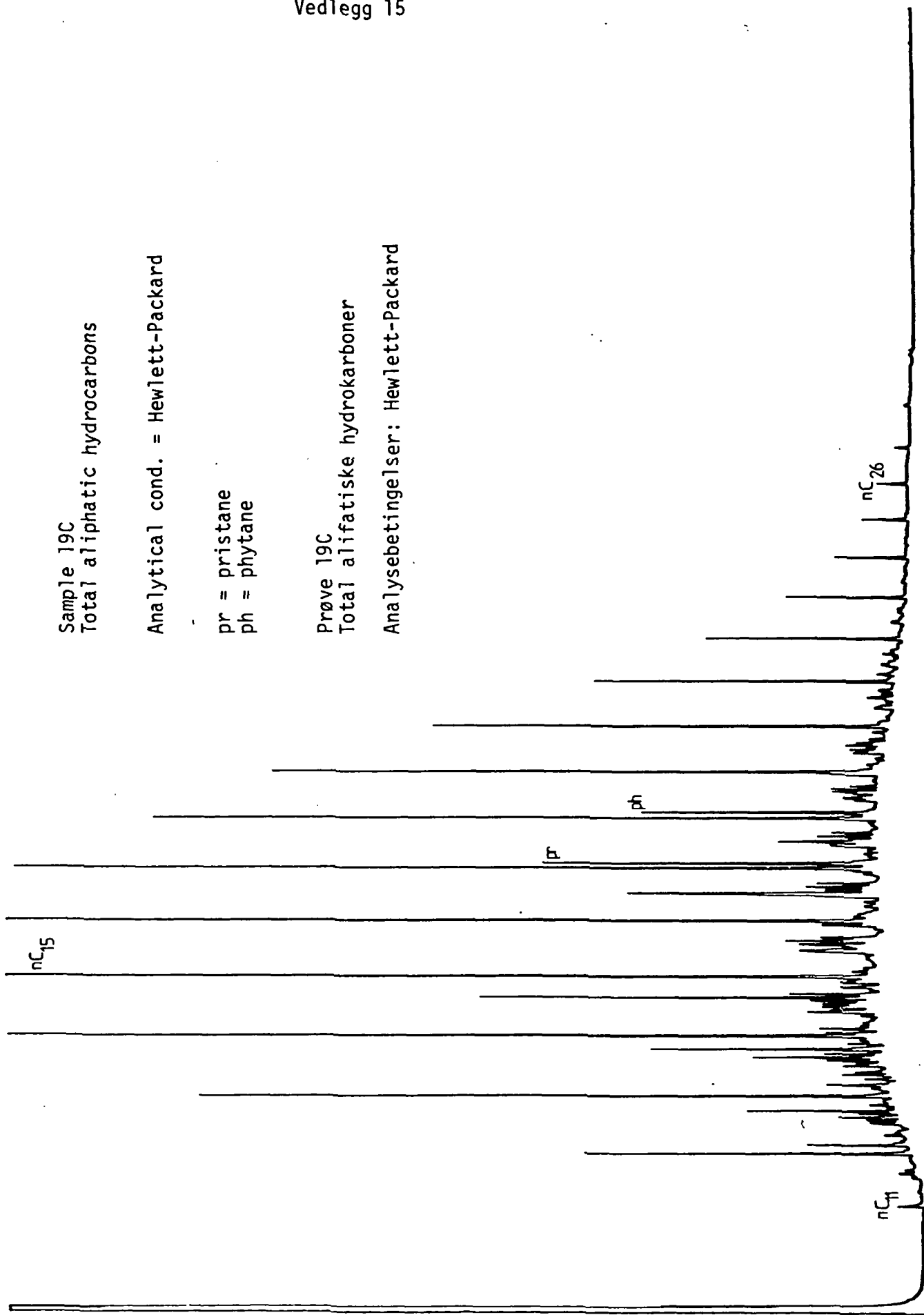
Sample 19C
Total aliphatic hydrocarbons

Analytical cond. = Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 19C
Total alifatiske hydrokarboner

Analysebetingelser: Hewlett-Packard

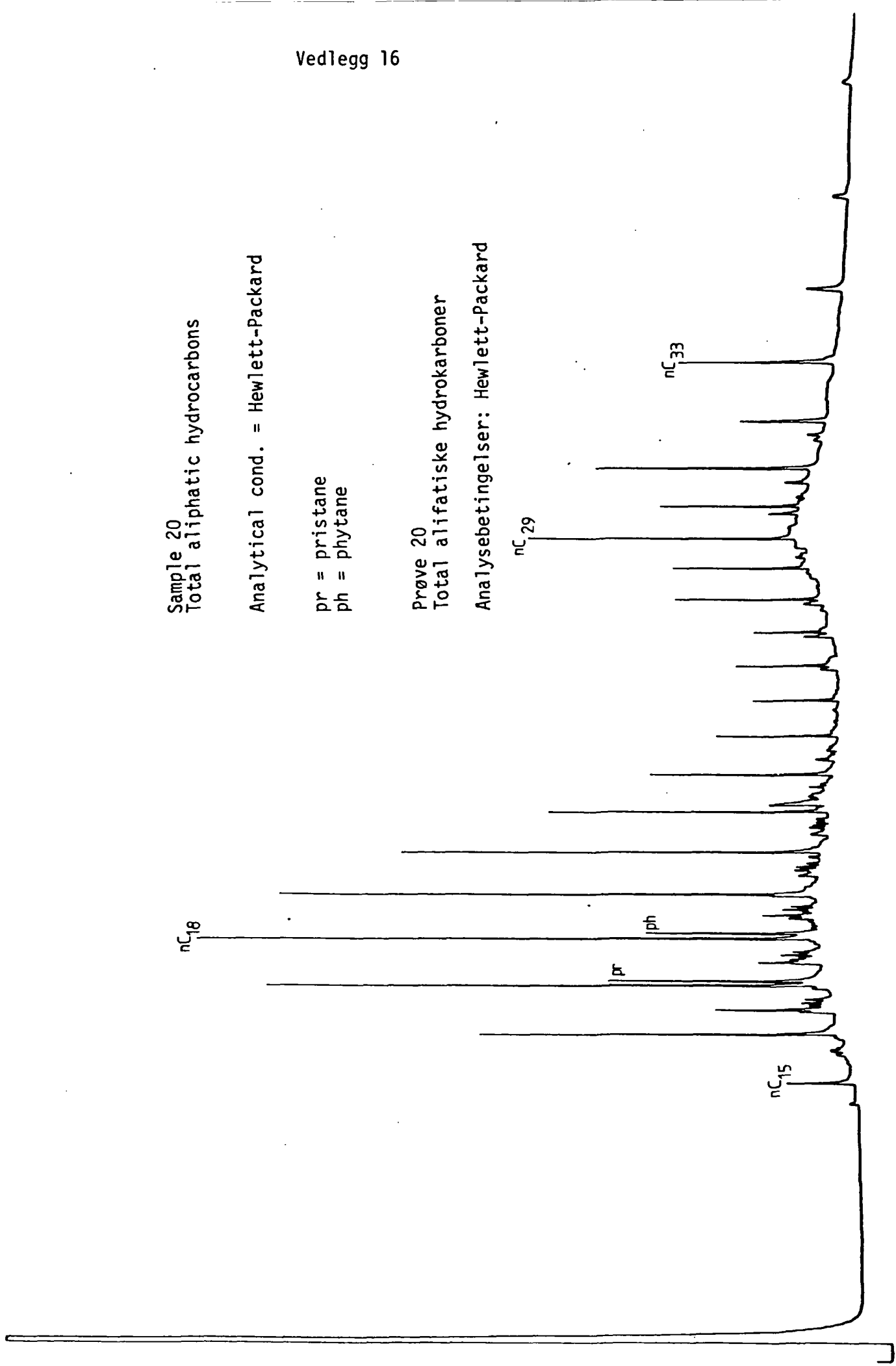


Sample 20
Total aliphatic hydrocarbons

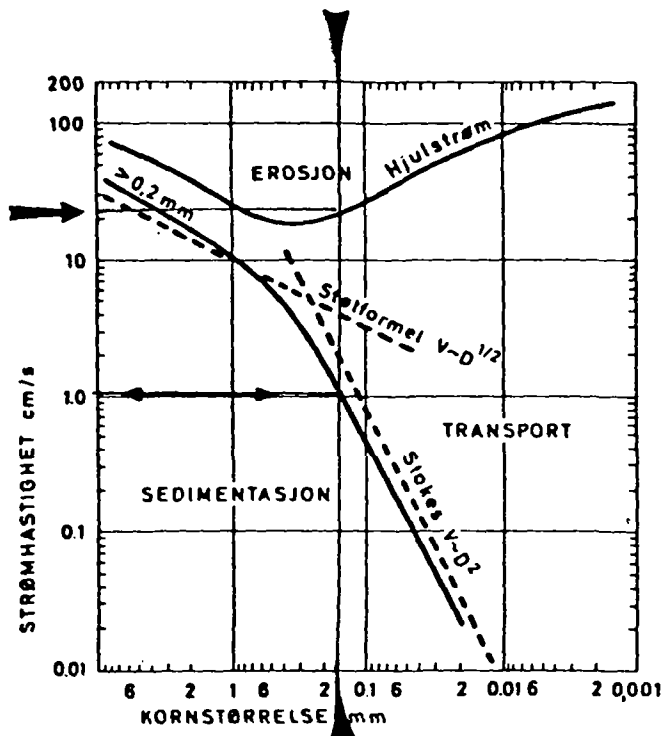
Analytical cond. = Hewlett-Packard

pr = pristane
ph = phytane

Prøve 20
Total alifatiske hydrokarboner
Analysebetingelser: Hewlett-Packard



Vedlegg 17



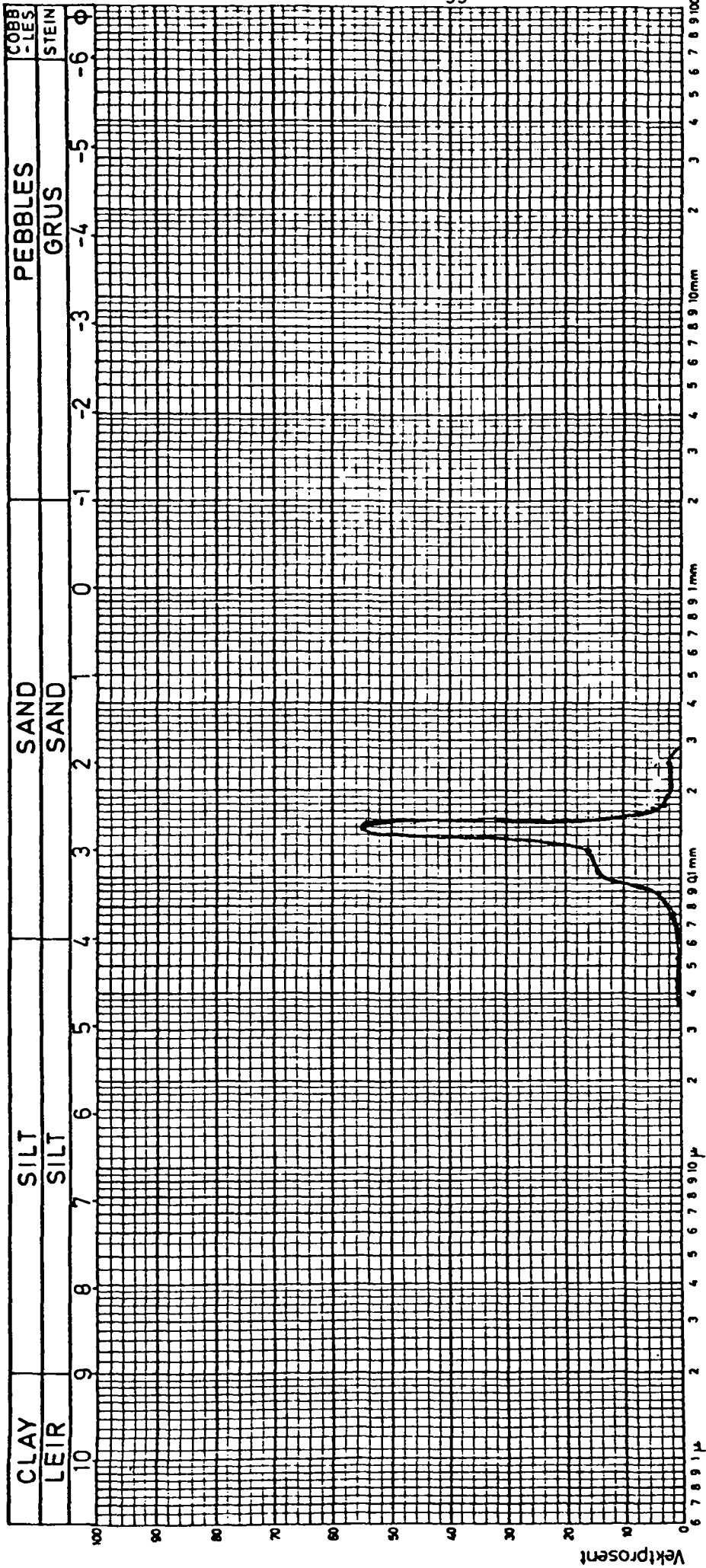
Erosjon, transport og sedimentasjon i vann som funksjon av kornstørrelse og strømhastighet. (Modifisert Hjulstrøms diagram).

SIKTEANALYSE

PRØVE NR. 4

UTFØRT AV:

Φ	Vekt g.	Vekt %	Kum %	Diam.	
- 4				16,0	
- 3,5				11,3	
- 3,0				8,0	
- 2,5				5,65	
- 2,0				4,0	
- 1,75				3,35	
- 1,50				2,80	
- 1,25				2,30	
- 1,0				2,0	
- 0,75				1,70	
- 0,50				1,40	
- 0,25				1,18	mm
0,0				1000	μ
0,25				850	
0,50				710	
0,75				600	
1,0				500	
1,25				425	
1,50				355	
1,75				300	
2,0	0,75	2,4		250	
2,25	0,69	2,2	4,6	212	
2,50	0,85	2,7	7,3	180	
2,75	16,98	54,9	62,2	150	
3,0	5,04	16,3	78,5	125	
3,25	4,48	14,5	93,0	106	
3,50	1,19	3,8	96,8	90	
3,75	0,45	1,5	98,3	76	
4,0	0,20	0,6	98,9	63	
4,25	0,08	0,3	99,2	53	
4,50	0,04	0,1	99,3	45	
4,75	0,03	0,1	99,4	38	
< 4,75				38	
	0,17	0,5	99,9		
Σ	30,95				

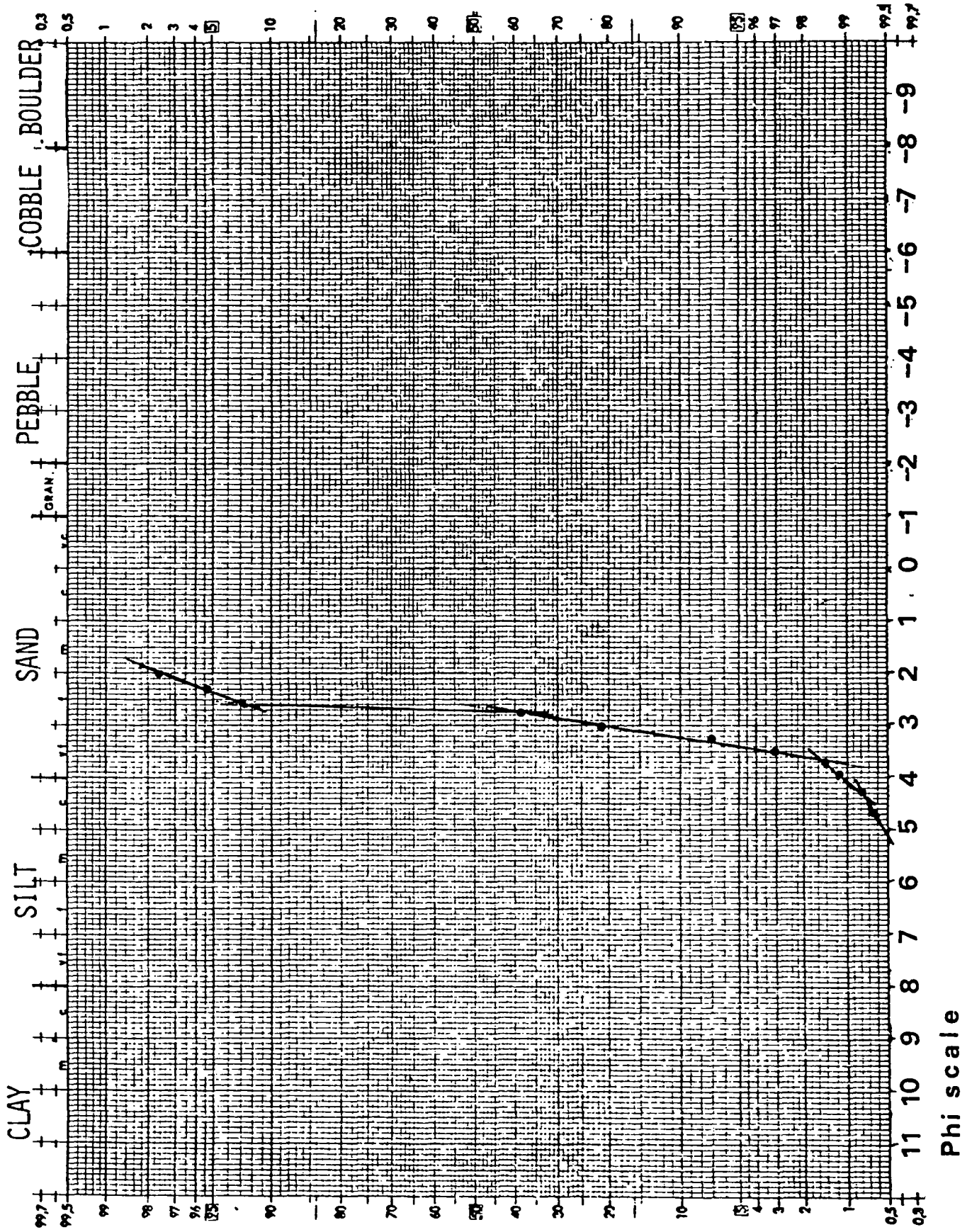


Kornstørrelse

PRØVE NR.	STED
4	15 - 12 - 3
	Ved borestedet før boring

SAMPLE NO: Vedlegg 20

PRØVE NR: 4

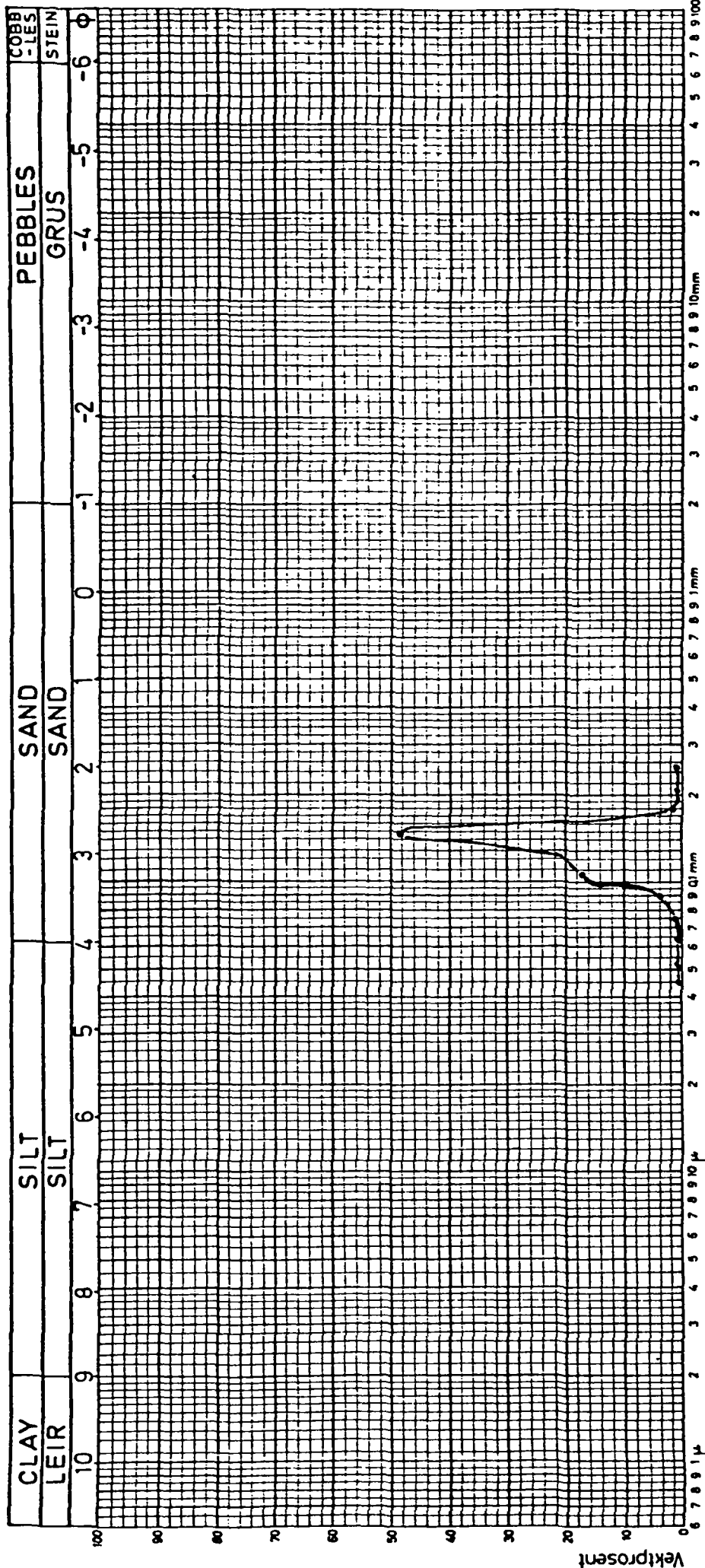


SIKTEANALYSE

PRØVE NR. 17B

UTFØRT AV:

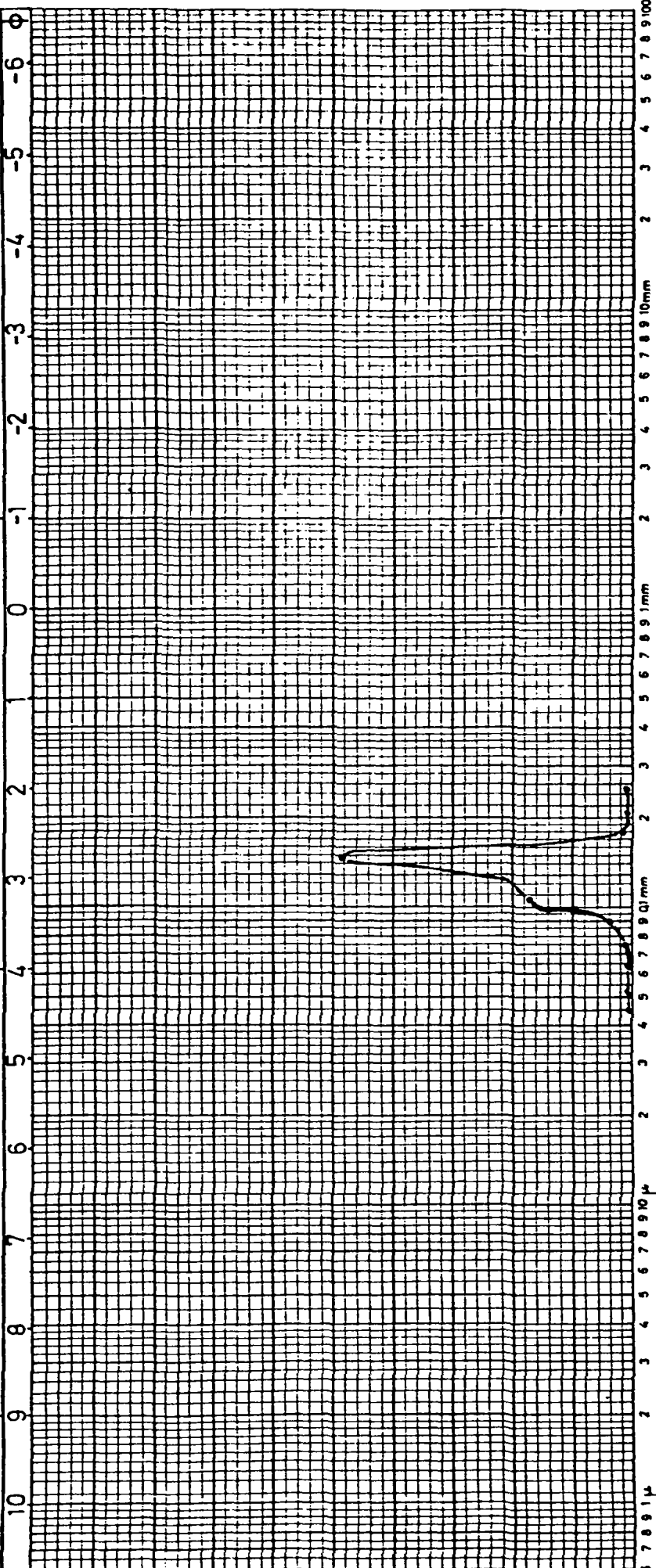
Φ	Vekt g.	Vekt %	Kum %	Diam.	
- 4				16,0	
- 3,5				11,3	
- 3,0				8,0	
- 2,5				5,65	
- 2,0				4,0	
- 1,75				3,35	
- 1,50				2,80	
- 1,25				2,30	
- 1,0				2,0	
- 0,75				1,70	
- 0,50				1,40	
- 0,25				1,18	mm
0,0				1000	μ
0,25				850	
0,50				710	
0,75				600	
1,0				500	
1,25				425	
1,50				355	
1,75				300	
2,0	0,34	1,4		250	
2,25	0,33	1,3	2,7	212	
2,50	0,47	1,9	4,6	180	
2,75	12,14	48,6	53,2	150	
3,0	5,44	21,8	75,0	125	
3,25	4,32	17,3	92,3	106	
3,50	1,06	4,3	96,6	90	
3,75	0,40	1,6	98,2	76	
4,0	0,18	0,7	98,9	63	
4,25	0,06	0,2	99,1	53	
4,50	0,01	0,1	99,2	45	
4,75	0,00	0,0		38	
< 4,75				38	
	0,15	0,6	99,8		
Σ	24,90				



Kornstørrelse

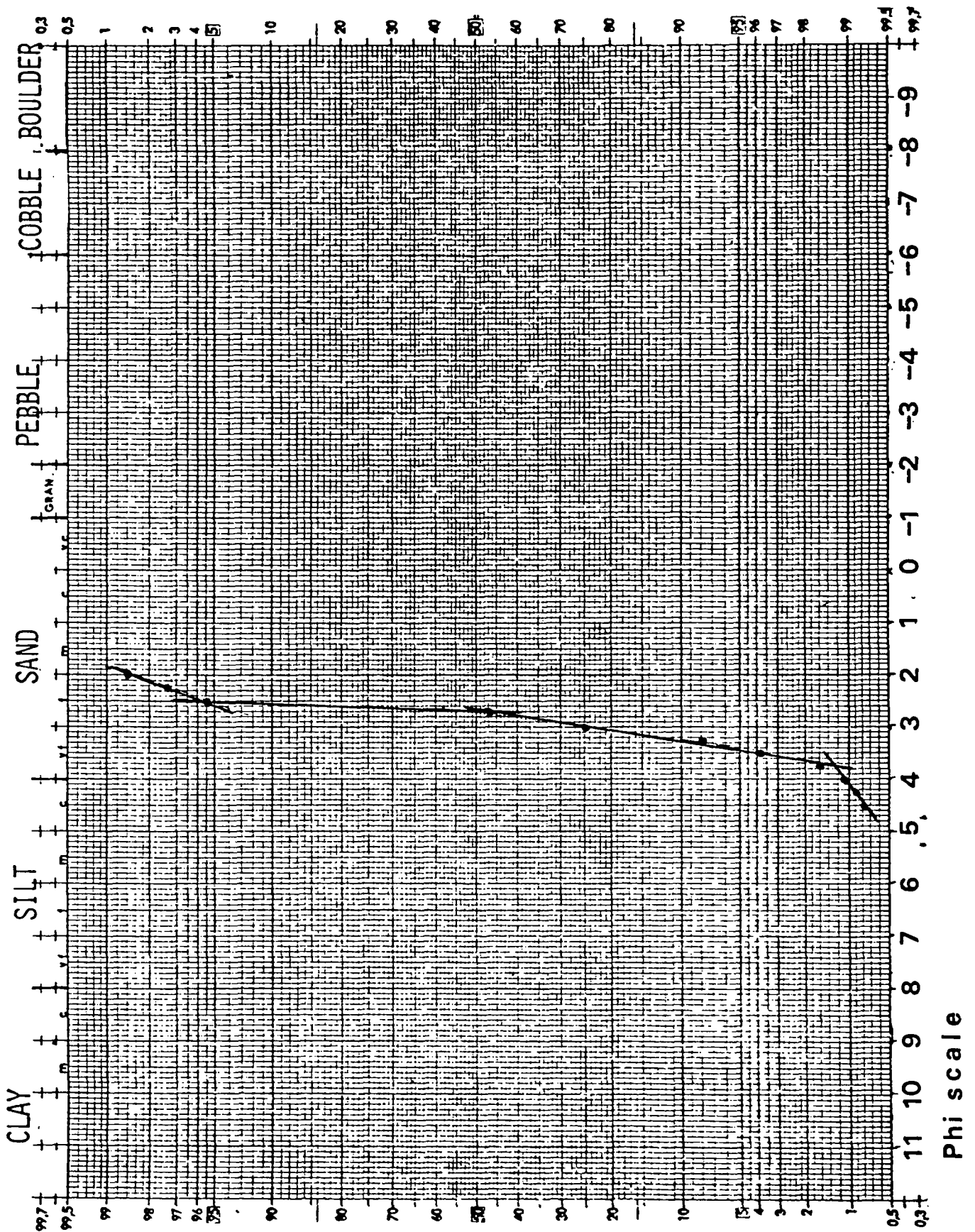
PRØVE NR.	STED
17 B	15 - 12 - 3
	Ved borestedet etter boreslutt, øverste cm

CLAY	SILT	SAND	PEBBLES	COBBLES
LEIR	SILT	SAND	GRUS	STEIN



SAMPLE NO: Vedlegg 23

PRØVE NR: **17 B**



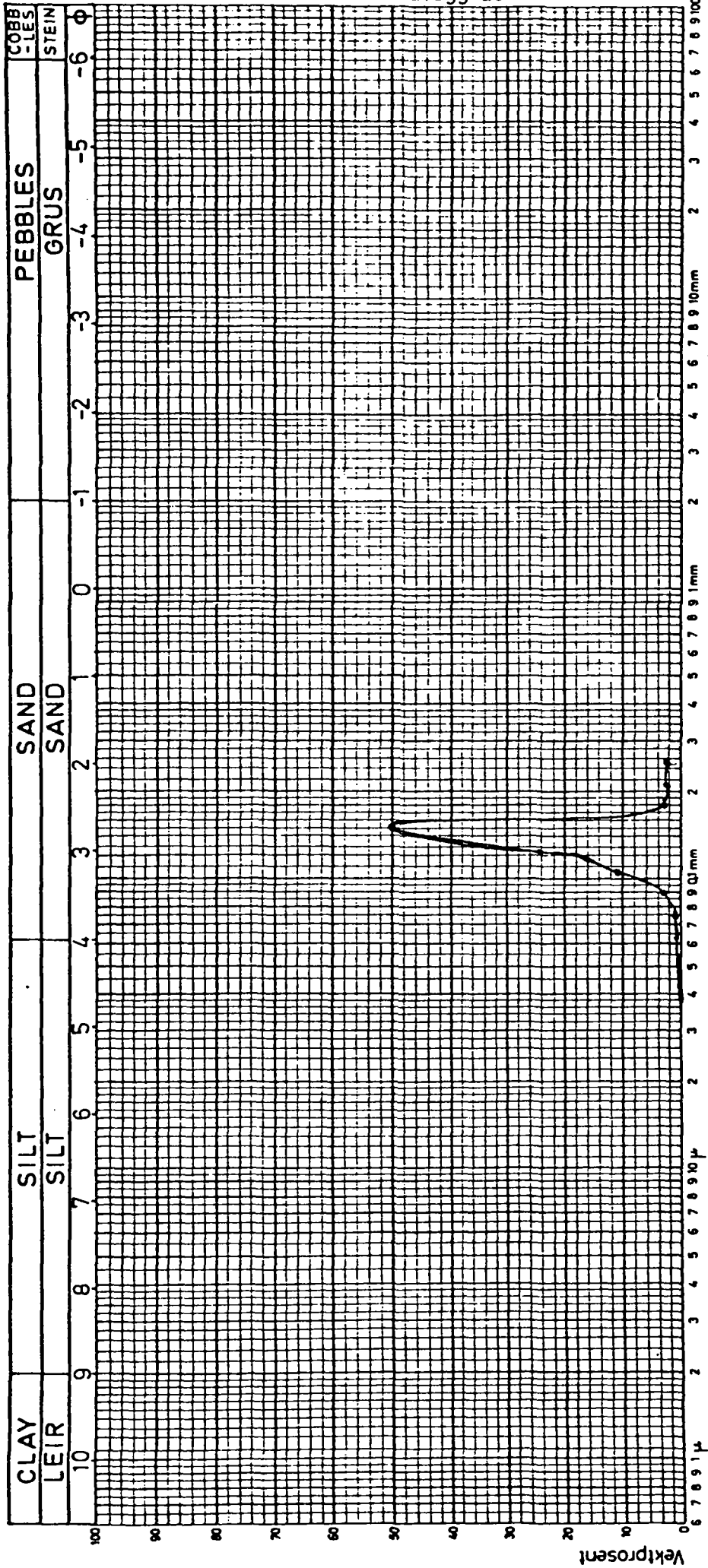
SIKTEANALYSE

PRØVE NR. 17C

UTFØRT AV:

Φ	Vekt g.	Vekt %	Kum %	Diam.	
- 4				16,0	
- 3,5				11,3	
- 3,0				8,0	
- 2,5				5,65	
- 2,0				4,0	
- 1,75				3,35	
- 1,50				2,80	
- 1,25				2,30	
- 1,0				2,0	
- 0,75				1,70	
- 0,50				1,40	
- 0,25				1,18	mm
0,0				1000	μ
0,25				850	
0,50				710	
0,75				600	
1,0				500	
1,25				425	
1,50				355	
1,75				300	
2,0	0,75	2,7		250	
2,25	0,71	2,5	5,2	212	
2,50	0,85	3,1	8,3	180	
2,75	13,92	50,0	58,3	150	
3,0	6,73	24,2	82,5	125	
3,25	3,27	11,7	94,2	106	
3,50	0,83	3,0	97,2	90	
3,75	0,40	1,4	98,6	76	
4,0	0,13	0,5	99,1	63	
4,25	0,06	0,2	99,3	53	
4,50	0,03	0,1	99,4	45	
4,75	0,01	0,0	99,4	38	
< 4,75	0,17	0,6	100,0	38	
Σ	27,86				

Vedlegg 25



Kornstørrelse

PRØVE NR.	STED
17 C	15 - 12 - 3
	Ved borestedet etter boreslutt, under toppskiktet

SAMPLE NO: Vedlegg 26
PRØVE NR: 17 C

