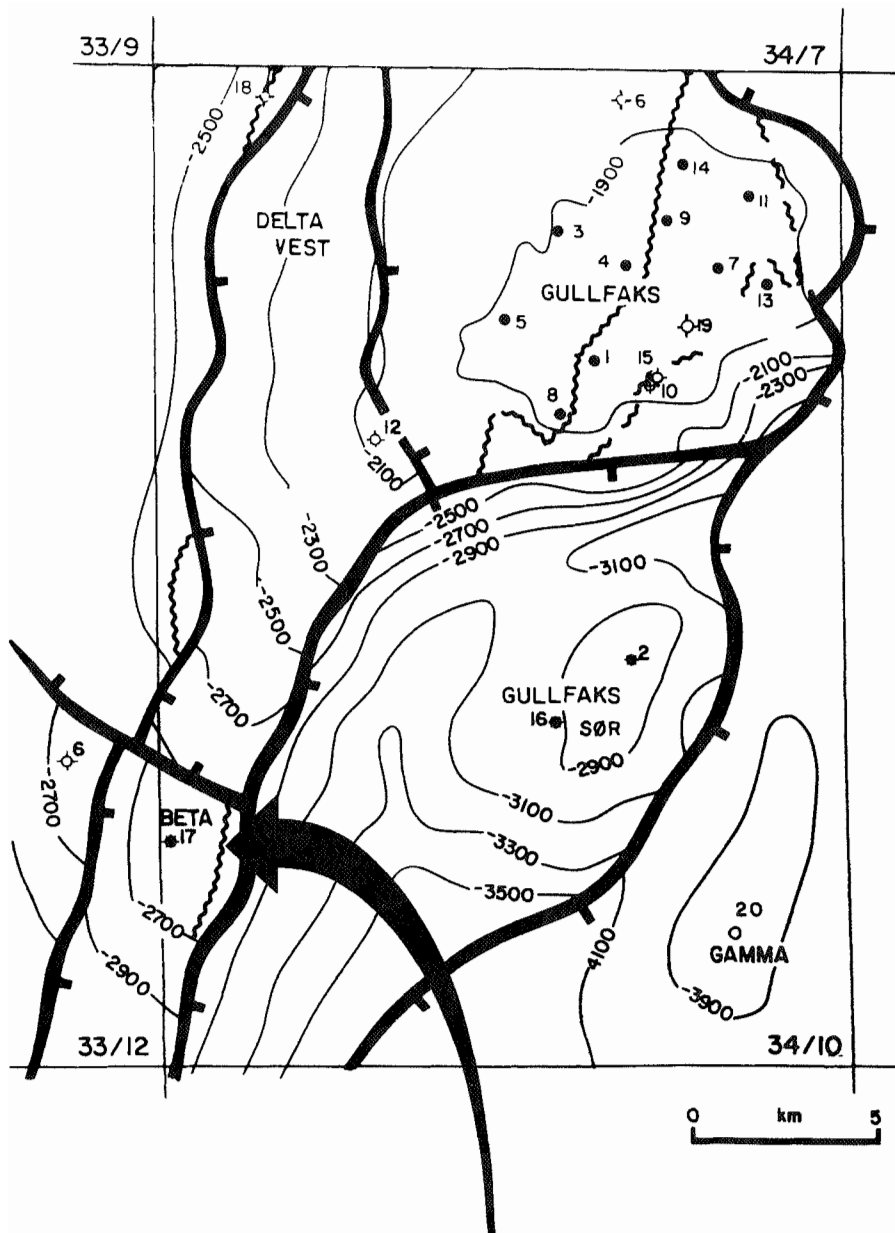


FUNNEVALUERINGSRAPPORT

34/10 - 17

BIND I



FUNNEVALUERINGSRAPPORT

34/10-17

LET/BER
Jan. 84

INNHOLD

1	SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER
2	INNLEDING
2.1	Beliggenhet
2.2	Lisens
2.3	Datagrunnlag
2.4	Brønnkontroll
2.5	Havdyp og bunnforhold
3	SEISMISK KARTLEGGING
3.1	Seismisk datagrunnlag
3.2	Korrelasjon mellom seismikk og brønn 34/10-17
3.3	Tolkning
4	GEOLOGISK BESKRIVELSE OG TOLKNING
4.1	Strukturell beliggenhet og utvikling
4.2	Stratigrafi
5	RESERVOARBETRAKTNINGER
5.1	Bergarts- og reservoarparametre
5.2	Reservoarfluid
5.3	Produktivitet
5.4	Utvinningsprosesser
6	HYDROKARBONPOTENSIALE
6.1	Reserveberegninger
6.2	Utvinnbare reserver
6.3	Hydrokarbonpotensiale i nærliggende områder
7	VIDERE UTFORSKNING
8	RAPPORTOVERSIKT
9	VEDLEGG

1. SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Brønn 34/10-17, den hittil eneste brønnen på Beta-strukturen, ble boret i tidsrommet 22.02.83-08.07.83 av boreriggen "Deepsea Bergen". Brønnen ble boret til et totalt dyp på -3441 m, og påviste gass og olje i Brent gruppens sandsteiner.

Reserveanslagene gir utvinnbare reserver på $22.5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass, $5 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ kondensat, samt $3 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje. En mindre del av reservoaret ligger i blokk 33/12, lisens 037.

Den seismiske datakvaliteten er varierende. Tolkningen er i hovedsak basert på ST 8213-data, og kartene samsvarer bra med tidligere tolkninger. De seismiske linjene er knyttet til brønnene 33/12-6, 34/10-12 og 34/10-17. Beta-strukturen er en relativt enkel forkastningsblokk, uten større forkastninger som kan være forseglende innen strukturen.

Stratigrafien i brønnen kan korreleres med de nærliggende brønnene 33/12-6, 34/10-2 og 16, samt de øvrige brønnene i blokk 34/10.

I 34/10-17 er Brent reservoaret inndelt i formasjonene Rannoch, Etive, Ness og Tarbert.

Fire intervaller ble produksjonstestet i Brent. De to øverste testene ble utført i gass-sonen, og produserte med 48/64" dyse fra 530 til $653 \times 10^3 \text{ Sm}^3$ gass/dag, og fra 501 til 734 Sm^3 olje/dag. En test i oljesonen (48/64" dyse) ga 782 Sm^3 olje/dag, samt $192 \times 10^3 \text{ Sm}^3$ gass/dag, mens nederste test ble gjort i vannsonen, med en rate på 1024 Sm^3 vann/dag (40/64" dyse). Trykket i reservoaret ble på -2747 m målt til 403 bar, tilsvarende 124 bar over normalt hydrostatisk trykk ved dette dyp.



Hva som videre skal gjøres av undersøkelser på Beta-strukturen, vil bli tatt stilling til etter at strukturene Gullfaks Sør (Alfa) og Gamma er mer utførlig evaluert. Den første letebrønnen på Gamma (34/10-20) er nå under boring.



TABELL 1 HOVEDATA

Dato: 08.01.84

Lisens 050, Blokk 34/10

Rettighetshavere:

Statoil (operatør)	85%
Norsk Hydro	9%
Saga	6%

Struktur:	Beta
Påvist:	Vår 1983
Brønner:	34/10-17
Vanddyp:	135 m
Feltets utstrekning:	11 km ²
Reservoardyp:	- 2575 m
Reservoartype:	Brent grp., sandstein
Hydrokarboninnhold:	Gass, kondensat, olje
Hydrokarbonkontakter:	Gass/olje: - 2837 m, olje/vann: - 2889
Utvinnbare reserver:	Gass: 22.5 x 10 ⁹ Sm ³
	Kondensat: 5 x 10 ⁶ Sm ³
	Olje: 3 x 10 ⁶ Sm ³

2. INNLEDNING

Denne rapporten er utarbeidet i følge "Midlertidige forskrifter for forsvarlig utnyttelse av petroleumsforekomster", kap. 11, §9, som krever at en funnevaluering skal distribueres til Oljedirektoratet innen 6 måneder etter boreslutt.

2.1. Beliggenhet

Blokk 34/10 begrenses av $61^{\circ}N$ og $61^{\circ}15'N$, samt $02^{\circ}\emptyset$ og $02^{\circ}20'\emptyset$ (fig. 2.1). Beta strukturen ligger i blokkens sørvestlige hjørne, og strekker seg over delingslinjen mot lisens 037 (blokk 33/12). 5% av reservene i gass-sonen, samt 22% av reservene i olje-sonen ligger i lisens 037.

Boreposisjon for brønn 34/10-17 er: $61^{\circ}03'58.93"N$
 $02^{\circ}00'50.78"\emptyset$

2.2. Lisens

Lisens 050 omfatter blokk 34/10 og har følgende rettighetshavere:

Statoil (operatør)	85%
Norsk Hydro	9%
Saga	6%

Lisensen ble tildelt 01.07.78 under tredje konsesjonsrunde.

2.3. Datagrunnlag

Den seismiske tolkningen er hovedsaklig utført på ST 8213 seismiske linjer, - i alt 365 km som utgjør et nett på tilnærmet 1 x 1 km over Beta strukturen. Statoil-data samlet inn i 1974 er også benyttet, dessuten en del linjer fra blokk 33/12 som ble samlet inn og prosessert mellom 1973 og 1976.

2.4. Brønnkontroll

Brønn 34/10-17 ble påbegynt 22.02.83 og boret til totalt dyp på -3441 m og produksjonstestet i en fase. Hele den hydrokarbonførende del av Brent gruppen ble kjerneboret.

Topp Brent ble i brønnen påtruffet på -2659.5 m dyp. Gass-olje kontakt er påvist på -2837 m, og olje-vann kontakt på -2889 m dyp.

En oversikt over brønndata er gitt i tabell 2.1. Detaljerte beskrivelser av boring, logging, kjerneprøvetaking og testing er å finne i følgende rapporter:

Completion Report 34/10-17
FMT Report Well 34/10-17
Petrophysical Report, Well 34/10-17
Well Testing Report, 34/10-17

For øvrig henvises til kap. 8, Rapportoversikt.

2.5. Havdyp og bunnforhold

Havbunnen over 34/10-Beta er svært jevn, og dypet avviker lite fra de 135 m som er målt i brønnlokasjonen. Oversiktskartet, fig. 2.1 viser grovt havbunnstopografien i området. Det er ikke gjort spesielle havbunnsundersøkelser ut over den foreskrevne borestedsundersøkelse. Det ble ikke rapportert vansker med hensyn til havbunnen under boring av brønn 34/10-17.

TABELL 2.1 BRØNNDATA 34/10-17

Boreposisjon	61°03'58.93"N 02°00'50.78"Ø
Brønntype:	Undersøkelsesbrønn
Borerigg:	"Deepsea Bergen"
Tid på borested:	22.02.83-08.07.83
KB (avstand boredekk- havnivå):	25 m
Vanndyp:	135 m
Totalt boredyp:	3466 m (KB)
Topp reservoar sand:	2684.5 m (KB)
Hydrokarbonkolonne:	229.5 m
Hydrokarbontype:	Gass og olje
Logger:	Gjennom hele reservoaret
Kjerneintervall:	2682.30-2965.83 m (KB)
Produksjonstester:	Test 1: 2934-2944 m (KB) Test 2: 2880-2890 m (KB) Test 3: 2835-2845 m (KB) Test 4: 2754-57, 2763-65, 2767.5-71.5, 2773-77, 2784.5-90.5 m (KB)
Brønnstatus:	Plugget og forlatt

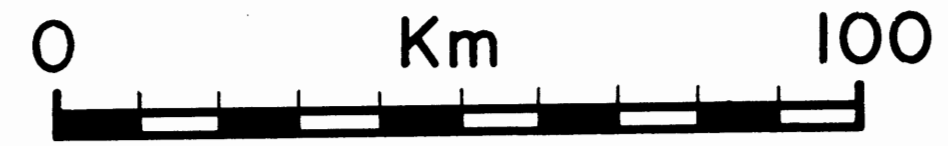
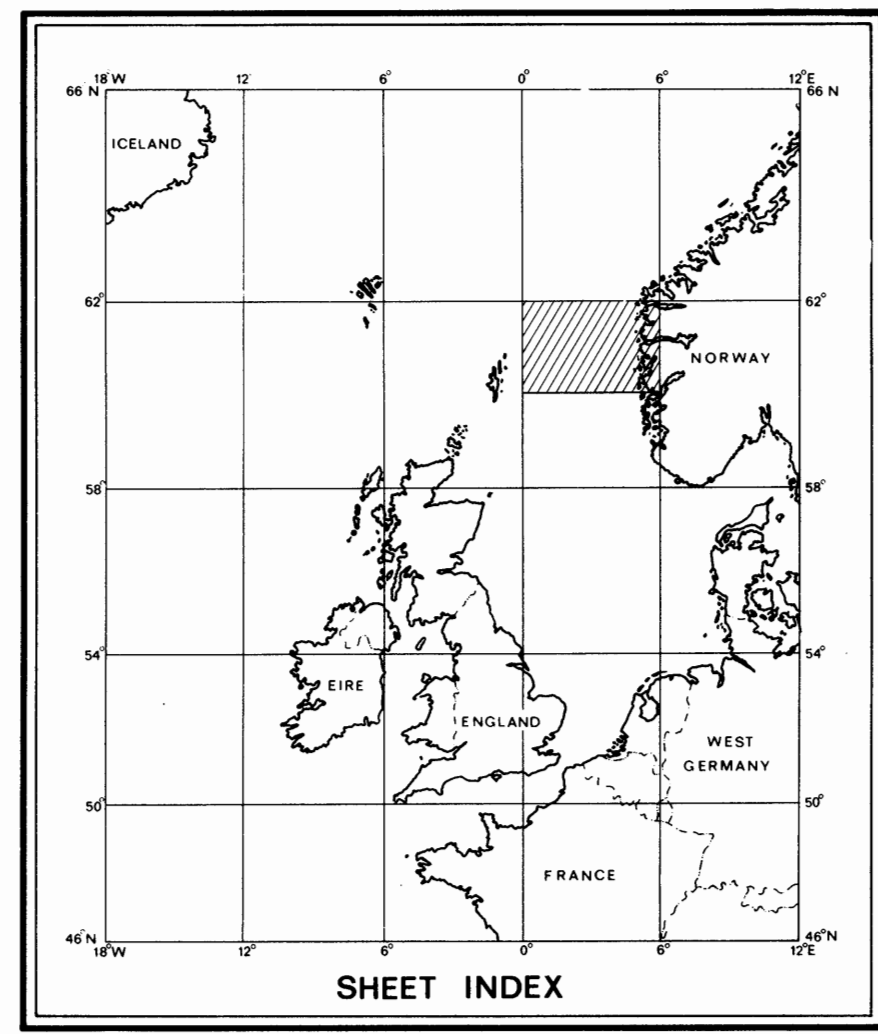
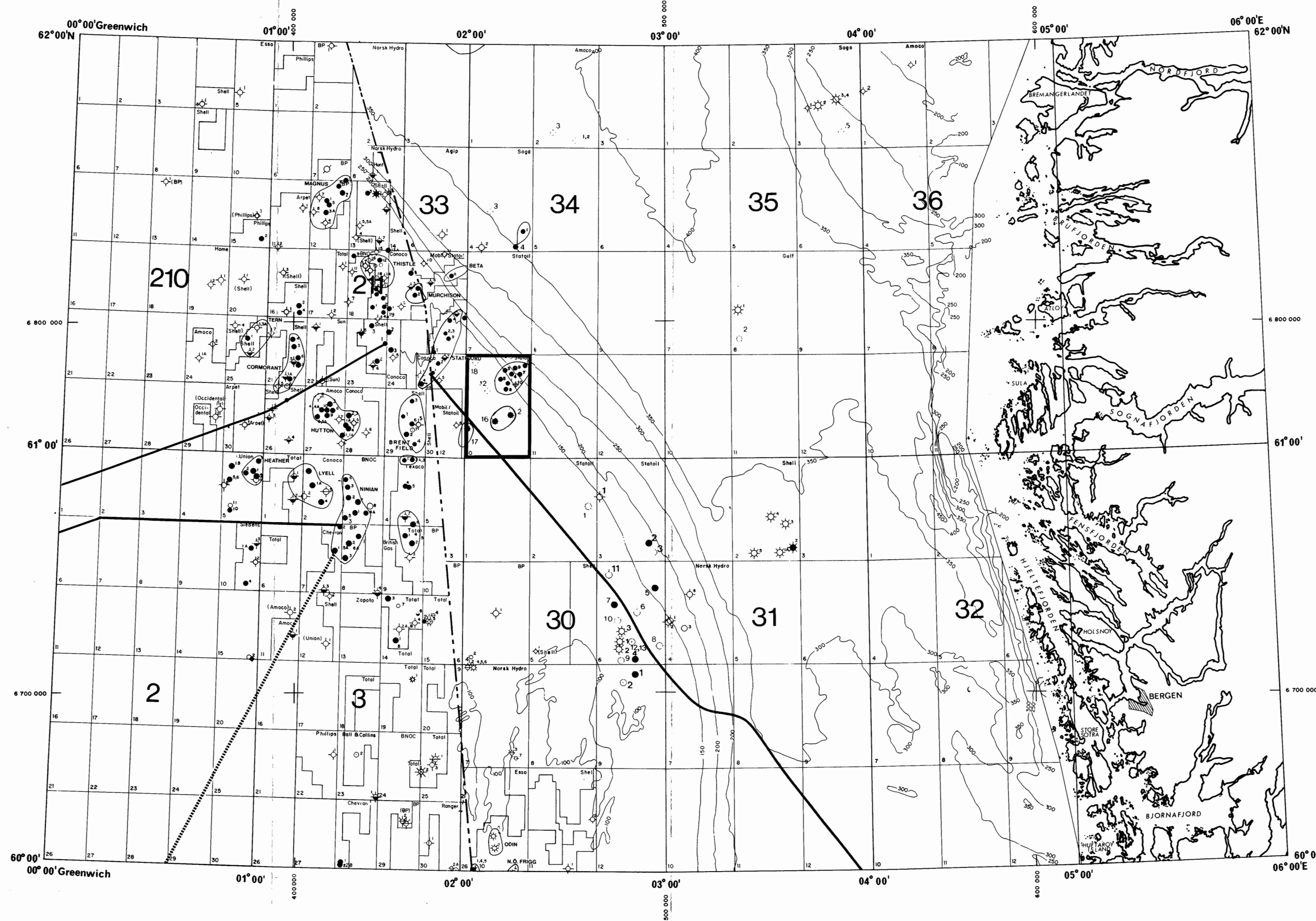


Fig. 2.1

 statoil Den norske stats oljeselskap a.s.	SKALA
	—
NORDSJØEN MELLOM 60°N OG 62°N Blokk 34/10	ORIGINAL ARB. AV
	TEGNET AV T. Vågnes
DATO 21-10-81	KONTROLL AV
	REVIDERT 11-12-78 21-6-81 31-7-81 ERSTATTER NR
	TEGNING NR 6008

3. SEISMISK KARTLEGGING

3.1. Seismisk datagrunnlag.

Tolkningen er i hovedsak utført på ST 8213 seismiske linjer. Undersøkelsen er gjort av S.E.I. og prosessert av Digicon. Linjene er orientert i N-S og Ø-V retning. Tilsammen ble det samlet inn 365 km.

I tillegg til disse data er også en del linjer i nabolisensen benyttet (PL 037, blokk 33/12). Disse data er samlet inn og prosessert av diverse selskaper i perioden 1973 til 1976. Kvaliteten på linjene er varierende og generelt sett dårligere enn ST 8213 data.

Statoil-data samlet inn av Geco i 1974 og prosessert av Geco/Statex i 74-79 er også benyttet. Generelt er også disse av dårlig kvalitet.

Mobil og Statoil data er skutt i retningen NV-SØ og NØ-SV.

3.2. Korrelasjon mellom seismikk og brønn 34/10-17.

Brønn 34/10-17 er boret på linje ST 8213-117 sp 158. I brønnen ble det gjort VSP registreringer. Hastighets-loggene er kalibrert med "check-shots" og syntetisk seismogram er beregnet. Figur 3.1. viser utsnitt av den seismiske linjen 117, "transposed stack" av VSP-seismogrammene, samt syntetisk seismogram og hastighetslogg.

Tabell 3.1. gir en oppstilling av formasjonstopper, samt toveis gangtid til de ulike reflektorene. Intervallhastigheten er også beregnet.

TABELL 3.1.

Tolkning av borehullsdata gir følgende topper :

Topper	Dyp (m) msl	Dyp (m) RKB	Toveis tid(s)	Tykkelse (m)		Intervall- hastighet m/s
miocene	422	447	0.488	501	} 1315	2099
oligocene	923	948	0.962	552		
eocene	1475	1500	1.482	262		
paleocene	1737	1762	1.741	56	} 221	2364
Lista	1793	1818	1.786	165		
kritt	1958	1983	1.928	270	} 607	2686
campan	2228	2253	2.129	337		
Ø.jura	2565	2590	2.380	94.5	94.5	2700
Brent (Tarbert)	2659.5	2684.5	2.450	32.5	} 315.5	2976
Ness	2692	2717	2.476	217		
Etive	2909	2934	2.622	2.5		
Rannoch	2911.5	2936.5	2.624	63.5		
Dunlin (Drake)	2975	3000	2.662	107		
Cook	3082	3107	2.731	160	} 422	3376
Amundsen	3242	3267	2.825	155		
Statfjord	3397	3422	2.912			

2575

3.3. Tolkning.

Tolkningen er gjort på migrerte linjer i helskala. ST 8213 linjene som går i Ø-V retningen (tilnærmet fall-retning for de geologiske lagene) er relativt gode, mens linjene i N-S retning i liten grad er benyttet da kvaliteten er meget dårlig. De gamle Statoil og Mobil data har vært til stor nytte for å knytte linjene sammen.

I tolkningen er følgende brønner knyttet til de seismiske data : 33/12-6, 34/10-12 og 34/10-17. For tolkningen av Beta strukturen er det brønn 34/10-17 som er av størst interesse.

Følgende topper er tolket :

Topp jura
Topp Brent
Topp Dunlin
Topp Statfjord

Se Fig. 3.2. seismisk linje ST 8312-117.

Strukturelle tidskart er tegnet over topp jura (Fig. 3.3.) topp Brent (Fig. 3.4.) og topp Dunlin (Fig. 3.5.).

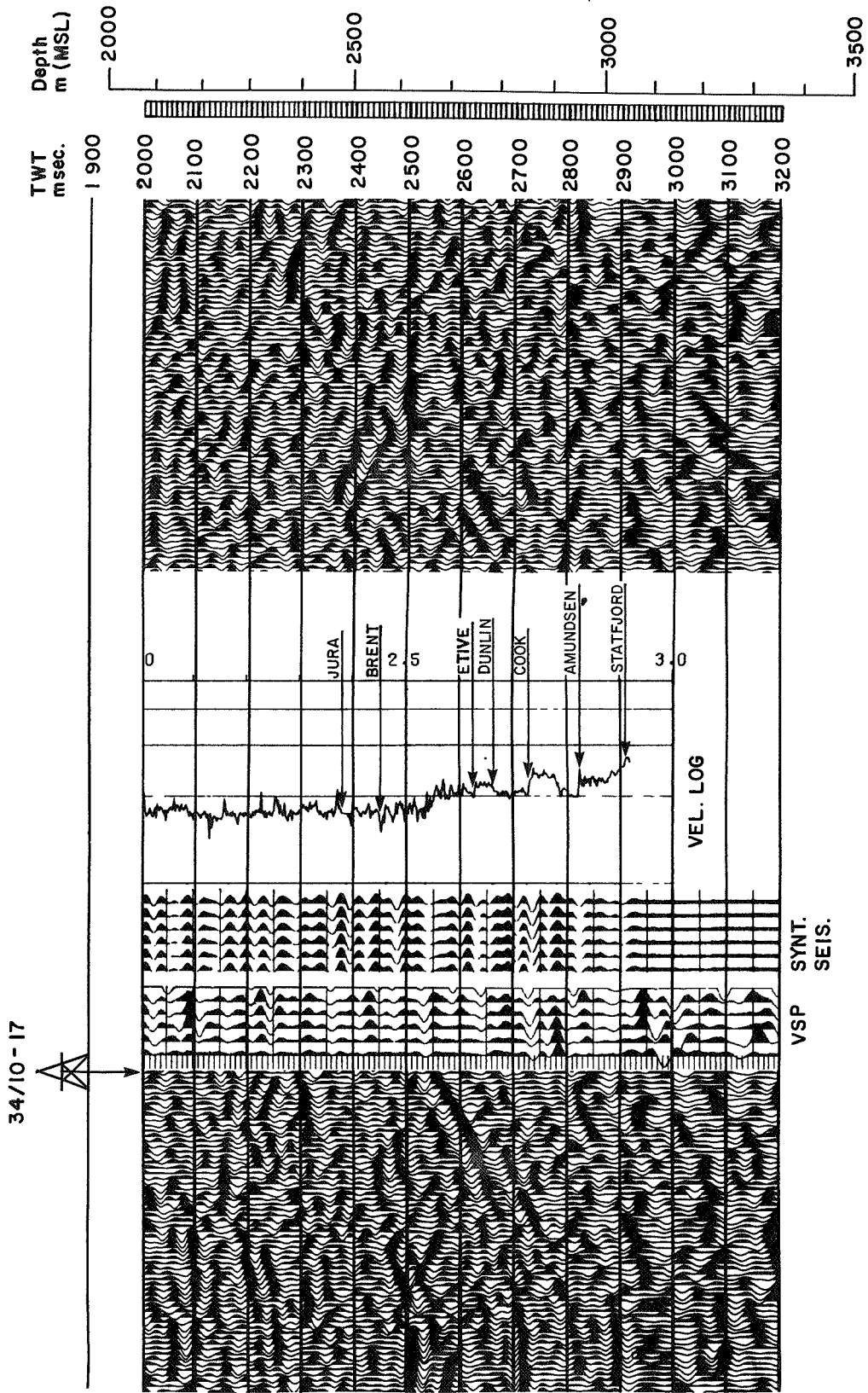
Topp jura er relativt veldefinert og enkel å tolke, bortsett fra den aller høyeste delen av strukturen hvor amplituden for signalet avtar. De prekimmeriske reflektorene er vanskelige å følge, imidlertid er topp Etive en nøkkelreflektor i tolkningen. Topp Dunlin er lagt under denne reflektoren. I områder hvor det har vært vanskelig å tolke topp Brent, har en antatt at tykkelsen av Brent fm er den samme som i 34/10-17, d.v.s. 316 m, tilsvarende ca. 210 ms toveis tid. Topp Brent er så kartlagt ved å trekke 210 ms fra Topp Dunlin.

Generelt er datakvaliteten god i syd og blir dårligere nordover på strukturen. Det er ingen problemer med å korrelere fra 33/12-6 forkastningsblokken til Beta-strukturen. I blokken nord for Beta er reflektorene lette å knytte til brønn 34/10-12.

Hovedforkastningene faller i store trekk sammen med tidligere tolkninger. Beta strukturen er kartlagt som en relativt enkel struktur. Det er mulig at det eksisterer flere mindre forkastninger innen blokken. Det vil derfor være naturlig på sikt å supplere det seismiske datagrunnlaget for å få en mer detaljert tolkning.

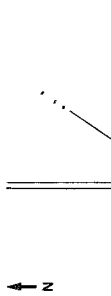
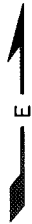
FIG. 3.1

SEISMIC CALIBRATION WELL 34/10-17



MIGRATED TIME SECTION

CLIENT STATOIL
 AREA BLOCK 34/10
 LINE ST8213-117
 SP I-443



RECORDING PARAMETERS

RECORDED BY S E I
 DATE 1982
 TIME 11:00
 BLOCK 34/10
 LINE ST8213-117
 SP I-443
 RECORDING HEADS 16
 RECORDING GEOPHONES 16
 RECORDING CHANNELS 16
 RECORDING SAMPLE RATE 1000
 RECORDING BANDWIDTH 0.5 to 50 Hz
 RECORDING GAIN 10000

PROCESSING PARAMETERS

PROCESSING BY S E I
 DATE 1982
 TIME 11:00
 BLOCK 34/10
 LINE ST8213-117
 SP I-443
 PROCESSING CHANNELS 16
 PROCESSING SAMPLE RATE 1000
 PROCESSING BANDWIDTH 0.5 to 50 Hz
 PROCESSING GAIN 10000
 PROCESSING FILTERS 10000 Hz low pass, 0.5 Hz high pass
 PROCESSING VELOCITY 1500 m/s
 PROCESSING TIME ZERO 0.000 s
 PROCESSING TIME GAIN 1.000 s

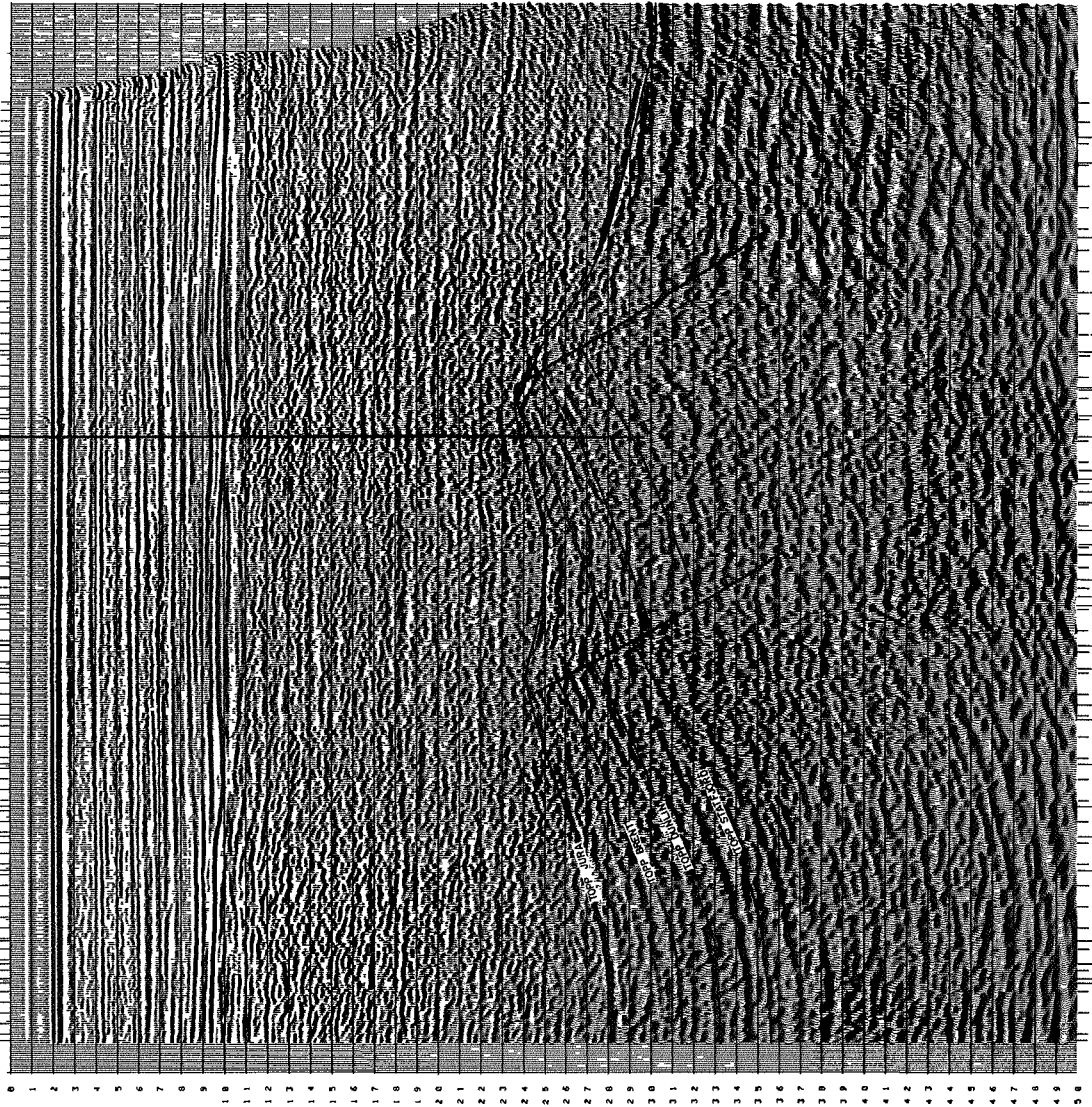
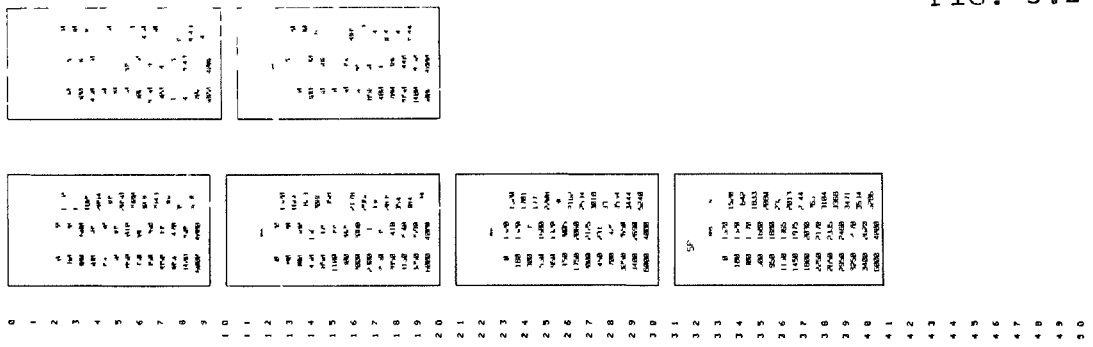
DISPLAY PARAMETERS

DISPLAY BY S E I
 DATE 1982
 TIME 11:00
 BLOCK 34/10
 LINE ST8213-117
 SP I-443
 DISPLAY CHANNELS 16
 DISPLAY SAMPLE RATE 1000
 DISPLAY BANDWIDTH 0.5 to 50 Hz
 DISPLAY GAIN 10000
 DISPLAY FILTERS 10000 Hz low pass, 0.5 Hz high pass
 DISPLAY VELOCITY 1500 m/s
 DISPLAY TIME ZERO 0.000 s
 DISPLAY TIME GAIN 1.000 s

STATOIL
 BLOCK 34/10
 LINE ST8213-117
 SP I-443

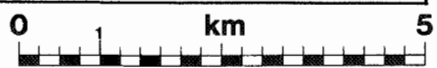
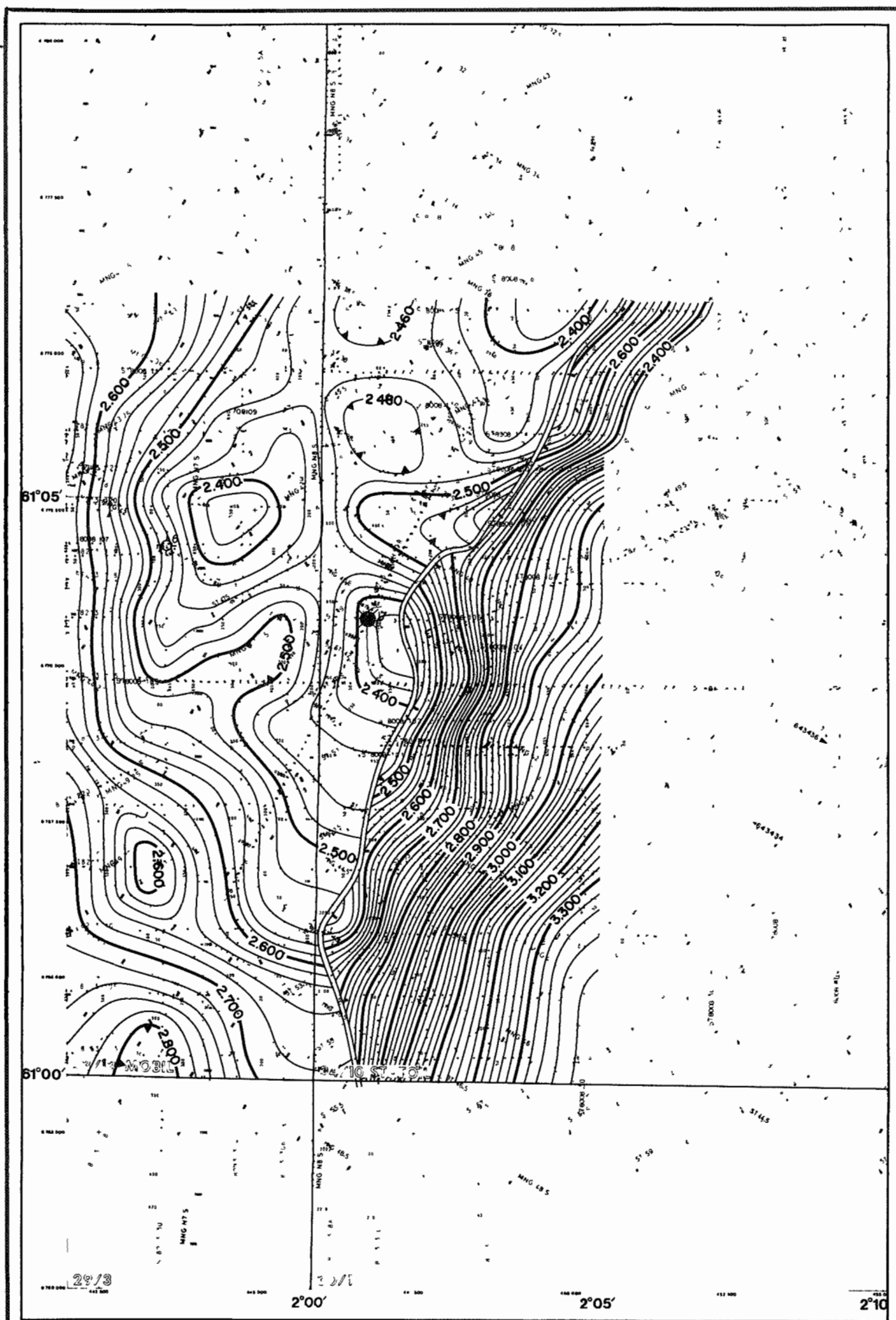
PROCESSED BY digicon
 digital exploration limited
 east grinstead england

FIG. 3.2



LINE MAG 4125
 LINE MAG 4050
 LINE MAG 4000
 LINE MAG 3950
 LINE MAG 3900
 LINE MAG 3850
 LINE MAG 3800
 LINE MAG 3750
 LINE MAG 3700
 LINE MAG 3650
 LINE MAG 3600
 LINE MAG 3550
 LINE MAG 3500
 LINE MAG 3450
 LINE MAG 3400
 LINE MAG 3350
 LINE MAG 3300
 LINE MAG 3250
 LINE MAG 3200
 LINE MAG 3150
 LINE MAG 3100
 LINE MAG 3050
 LINE MAG 3000
 LINE MAG 2950
 LINE MAG 2900
 LINE MAG 2850
 LINE MAG 2800
 LINE MAG 2750
 LINE MAG 2700
 LINE MAG 2650
 LINE MAG 2600
 LINE MAG 2550
 LINE MAG 2500
 LINE MAG 2450
 LINE MAG 2400
 LINE MAG 2350
 LINE MAG 2300
 LINE MAG 2250
 LINE MAG 2200
 LINE MAG 2150
 LINE MAG 2100
 LINE MAG 2050
 LINE MAG 2000
 LINE MAG 1950
 LINE MAG 1900
 LINE MAG 1850
 LINE MAG 1800
 LINE MAG 1750
 LINE MAG 1700
 LINE MAG 1650
 LINE MAG 1600
 LINE MAG 1550
 LINE MAG 1500
 LINE MAG 1450
 LINE MAG 1400
 LINE MAG 1350
 LINE MAG 1300
 LINE MAG 1250
 LINE MAG 1200
 LINE MAG 1150
 LINE MAG 1100
 LINE MAG 1050
 LINE MAG 1000
 LINE MAG 950
 LINE MAG 900
 LINE MAG 850
 LINE MAG 800
 LINE MAG 750
 LINE MAG 700
 LINE MAG 650
 LINE MAG 600
 LINE MAG 550
 LINE MAG 500
 LINE MAG 450
 LINE MAG 400
 LINE MAG 350
 LINE MAG 300
 LINE MAG 250
 LINE MAG 200
 LINE MAG 150
 LINE MAG 100
 LINE MAG 50
 LINE MAG 0

FIG. 3.3



 statoil Den norske stats oljeselskap a.s.	Skala
	Original av J.H.
	Tegnet av TD
	Ekstremt i m.
	Dato 05 11 92
	Revisert 12/12 02
	Å. kv. n.
	Tegning nr. X-05496
Blokk 34/10 TOPP JURA (Sen Kimmerisk Unkonformitet) Strukturelt tidskart Datum: November K1 0 020 sek. J. Henden	

FIG. 3.4

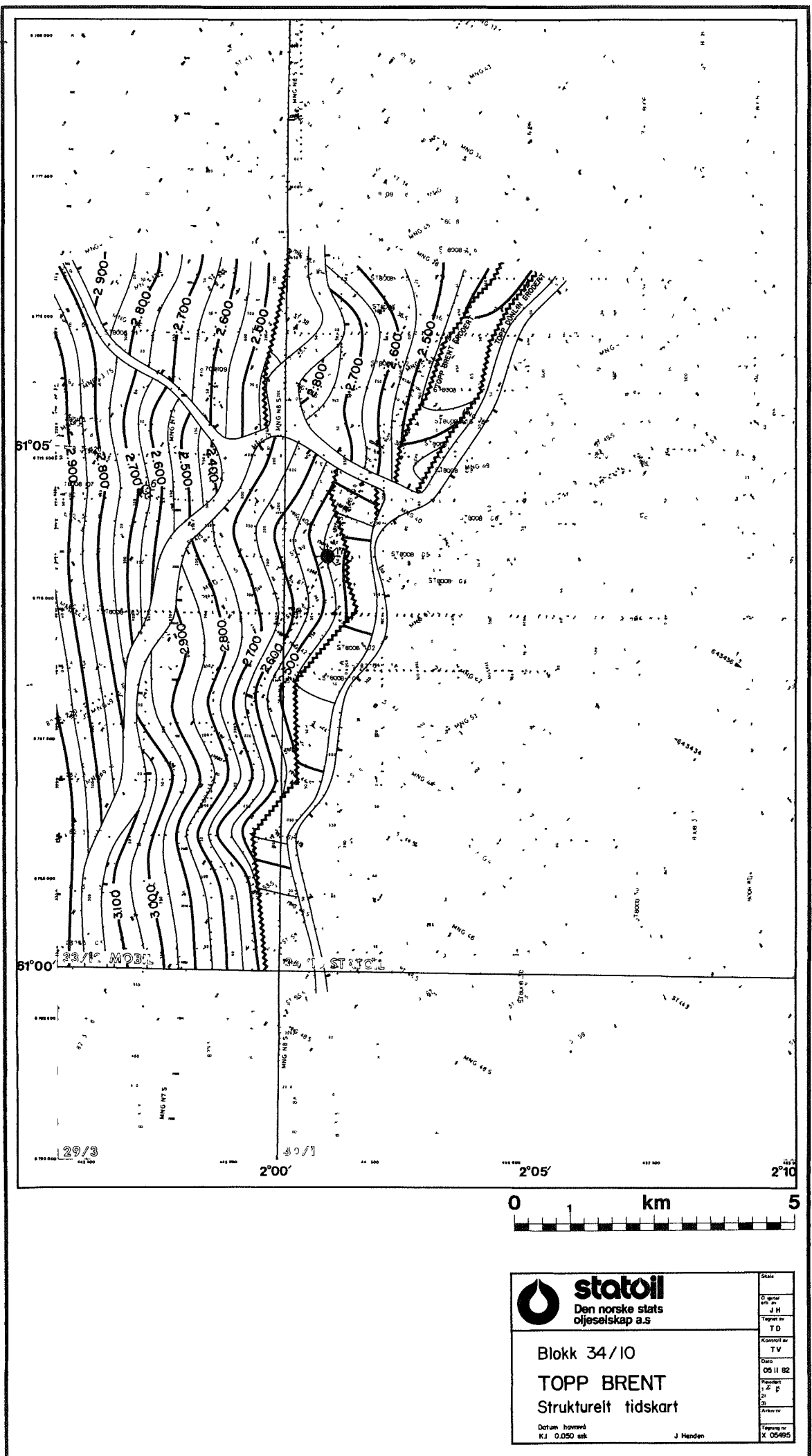
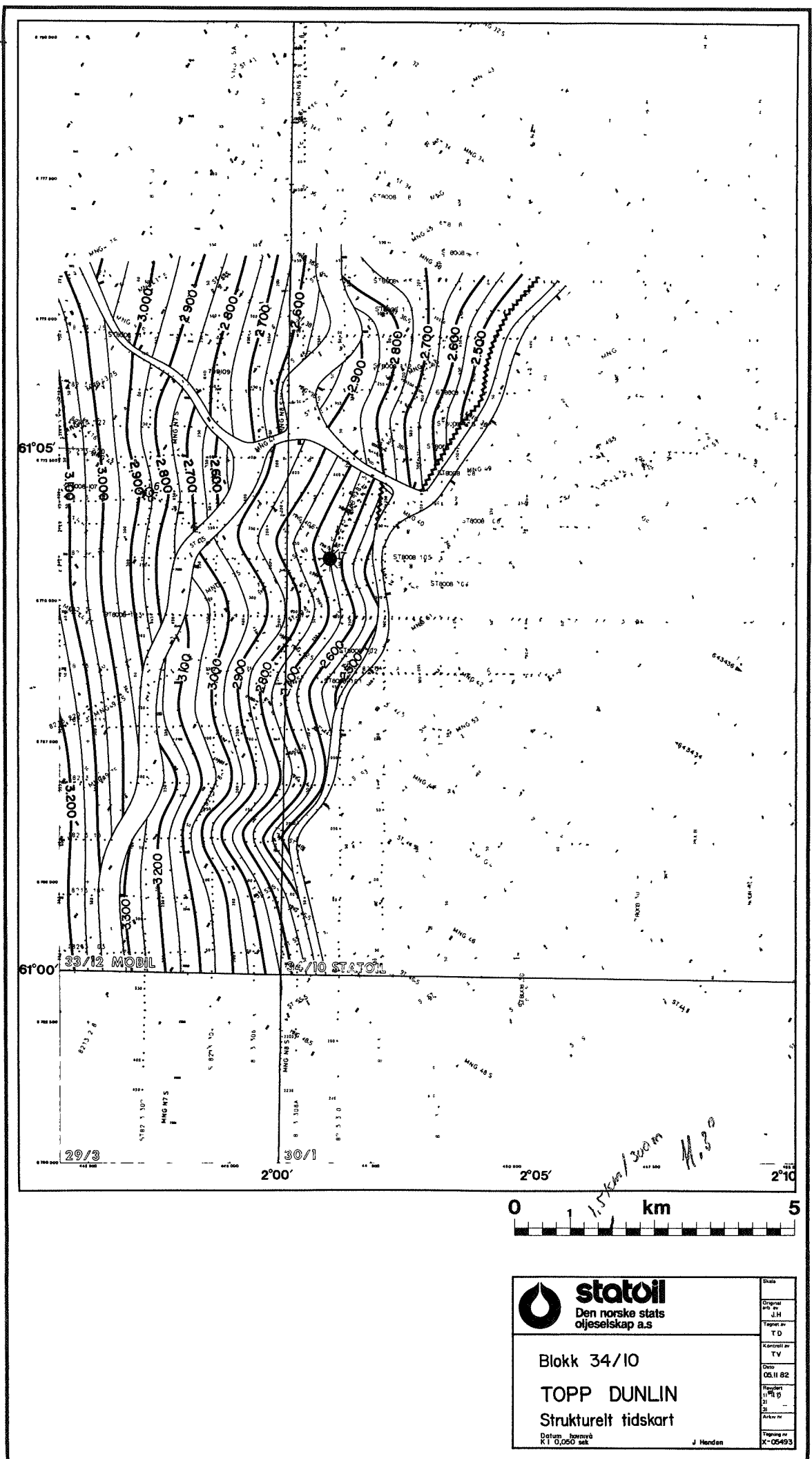


FIG. 3.5



6

 statoil Den norske stats oljeselskap a.s.	Skala Original art. nr. J.H. Tegning nr. TD
	Kонтент nr. TV Dato 05.11.82 Revidert 11.11.85 21 Arkiv nr.
Blokk 34/10 TOPP DUNLIN Strukturelt tidskart Dato: 1982 K1 0,050 sek.	
J. Henden X-05493	

4. GEOLOGISK BESKRIVELSE OG TOLKNING

4.1. Strukturell beliggenhet og utvikling

Blokk 34/10 ligger i den sentrale delen av Øst-Shetland bassenget, sørøst på Tampenkilen som utgjør den vestlige begrensningen av Viking trauet. Beliggenheten er ideell i forhold til Viking trauet hvor kilde-bergartene har vært modne fra tidlig tertiær, og migrasjon har kunnet foregå inn i de skråstilte forkastningsblokkene av jura alder som flankerer trauet.

Viktigste kildebergart antas å være Draupne formasjonen av øverste jura alder. Reservoarbergart i Beta strukturen er deltaiske sandsteiner i Brent gruppen. Takbergart er øvre jura skifre (Heather formasjonen), samt skifer og kalk av kritt alder hvor øvre jura er erodert.

Strukturelt er området dominert av NØ-SV og N-S gående forkastningsretninger (Fig. 4.1). Den første av disse retninger ser ut til å være den eldste, og er en følge av rejuvenerte kaledonske svakhetssoner. Det har vært bevegelser langs NØ-SV forkastningene helt fra den tidlig kimmeriske fasen i øvre trias, og mindre bevegelser har funnet sted opp gjennom undre og midtre jura.

I bathon startet den midt-kimmeriske fasen, og området ble brutt opp i stadig mindre, skråstilte forkastningsblokker. Den mer N-S gående forkastningsretningen utvikles nå. Etter den hovedkimmeriske fasen var Viking trauet et innsunket område mellom Horda-plattformen i øst og Tampen kilen/Øst Shetland plattformen i vest. I sedimentene reflekteres fasen ved tynning av øvre jura skifre mot toppen av skråstilte forkastningsblokker langs flankene av Viking trauet, mens det i selve trauet er avsatt store mektigheter av øvre jura skifre.

Den sen-kimmeriske fasen i tidligste kritt, samt den austriske fasen rundt overgangen undre/øvre kritt fortsatte den utviklingen som var påbegynt ved den hovedkimmeriske fasen. Det er sannsynlig at Gullfaks strukturen alt i tidligste kritt har begynt å stå fram som et positivt element i forhold til omliggende områder i 34/10. Det meste av erosjonen over Gullfaks - hvor de skråttstående lagene er skåret av helt ned til øvre trias lengst i sørøst - har trolig funnet sted under denne fasen.

I løpet av den austriske fasen har relieffet mellom Gullfaks og omkringliggende områder - særlig Gullfaks Sør (Alfa) og Gamma strukturene - blitt kraftig aksentuert. Mindre bevegelser ser ut til å ha pågått gjennom øvre kritt og ut i paleocen, men de strukturelle trekk som vi ser dem i dag var i all hovedsak ferdig utviklet etter den austriske fasen. Gjennom øvre kritt og tertiær har området gjennomgått en regional innsynkning.

Fig. 4.2. viser en modell for strukturell utvikling nedre jura-nåtid.

4.2 Stratigrafi

En utførlig beskrivelse av brønn 34/10-17 er gitt i "Completion report 34/10-17". Fig. 4.3 viser en forenklet litho- og kronostratigrafisk kolonne av brønnen. Kronostratigrafisk inndeling av brønnen er utført av Paleoservices.

4.2.1. Statfjord formasjonen

Brønn 34/10-17 ble boret til et totalt dyp av 3466 m (KB). Topp Statfjord fm, som var tørr, ble påtruffet på 3422 m, slik at formasjonen i brønnen er representert med kun 44 m. P.g.a. problemer med loggene helt nederst i hullet, har noen inndeling eller beskrivelse av Statfjord fm ikke vært mulig, bortsett fra å plukke toppen.

4.2.2 Dunlin gruppen

Overgangen fra Statfjord formasjonens sand til Amundsen formasjonens skifer er skarp. Dette skiftet i lithologi skyldes en hurtig regional transgresjon fra nord. Amundsen fm. har i brønn 34/10-17 en mektighet på 155 m. Dette intervallet ble boret med turbin, hvilket vanskeliggjør datering. Paleoservices antyder en alder av pliënsbach-eldste toarc ut fra regionale sammenlikninger.

Den overliggende (160 m tykke) Cook formasjonen består i sin nedre del av siltig skifer. De laveste 2/3 av formasjonen utgjøres av oppgrovingssekvenser av marin silt/sandstein. De øverste 20 m består av relativt ren sandstein med kalkbenker. Cook fm. antas å være utviklet som resultat av et eustatisk fall i havnivå. Paleoservices angir en alder av eldste toarc.

Drake formasjonen som består av skifer er i 34/10-17 107 m tykk, og ble avsatt i løpet av toarc og eldste bajoc.

Total mektighet av Dunlin gruppen er 422 m. I den nærmeste brønnen, 33/12-6 som ligger 3.4 km not NV er mektigheten 436 m. Dunlin grp. ser ut til å tynne mot øst i retning av Viking traudet, da mektigheten er vesentlig mindre i brønnene på Gullfaks Sør (Alfa) strukturen (34/10-2 og 34/10-16). I 34/10-16 er Dunlin grp. 322 m tykk, mens den i 34/10-2 bare er 200 m. I sistnevnte brønn er imidlertid mektigheten ikke representativ, da nedre del av Cook fm. mangler p.g.a. en forkastning.

4.2.3 Brentgruppen

Brent gruppen av bajoc-bathon alder har en total mektighet på 315.5 m i brønnen. Det ble i alt tatt 16 kjerner i intervallet 2682.30 m til 2965.83 m (RKB).

Rannoch formasjonen (43.5 m tykk) består av laminert og lavvinklet krysskiktet finsand med en del bølgeslagsstukturer ("hummocky crossbeds"), og representerer prodelta/delta front avsetninger. Etive formasjonen er i denne brønnen kun 2.5 m tykk, og kan representere en "tributary mouth bar" avsetning. Den 217 m mektige Ness fm representerer selve delta planet og er hovedsaklig utviklet med "bay fill" sekvenser, elvekanaler og sump/elvesletteavsetninger. De øverste vel 40 m av Ness består av delta front avsetninger i form av oppgrovningssekvenser som kan representere "mouth bars". Tarbert fm. er 32.5 m tykk og representeres av estuarine avsetninger med tidevannskanaler og "shoreface" sander. Den øverste meteren består av silt og finsand med linser av grovere sand som kan være "reworked".

4.2.4 Øvre jura skifer

Kun Heather formasjonen er representert, med 94.5 m tykkelse. Formasjonen består av leirstein med tynne kalkbenker, og er avsatt i et sublittoralt til åpent marint miljø. Alderen er bathon-callov.

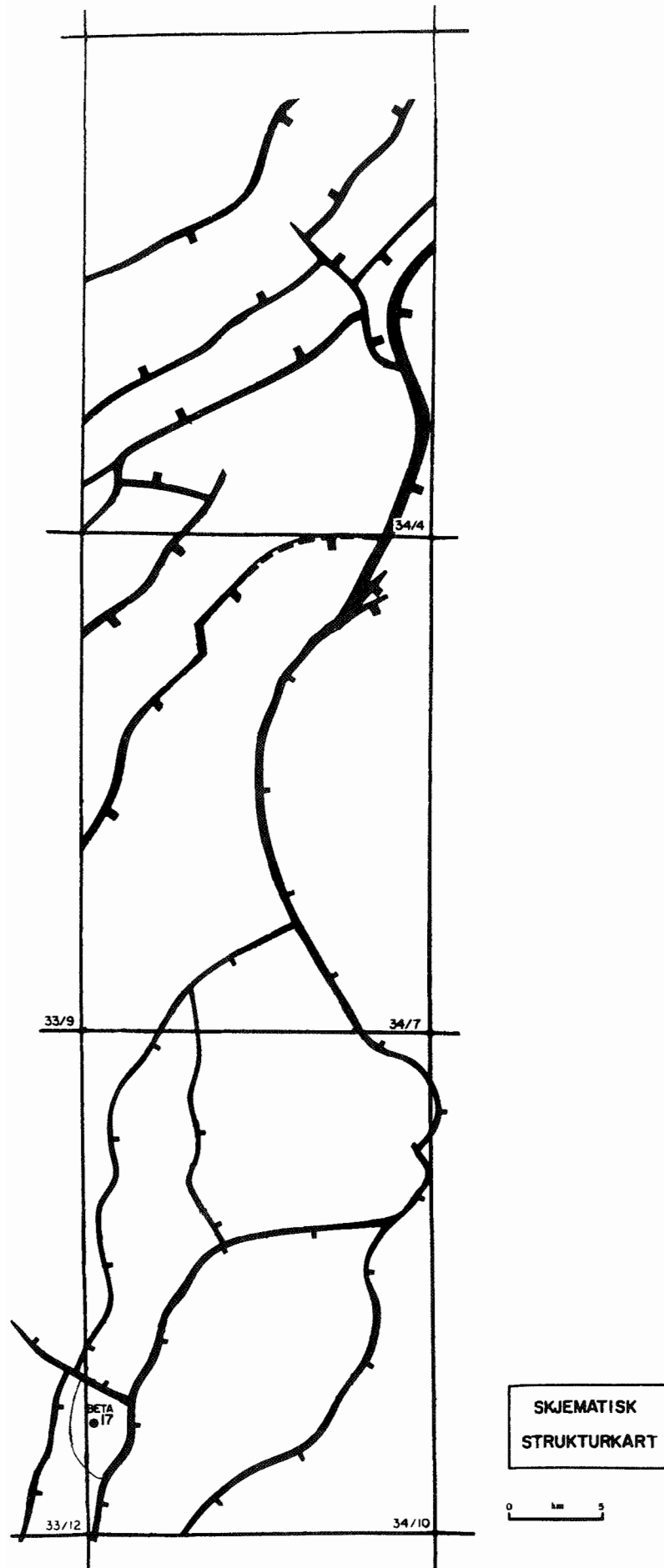
4.2.5 Kritt og Tertiær

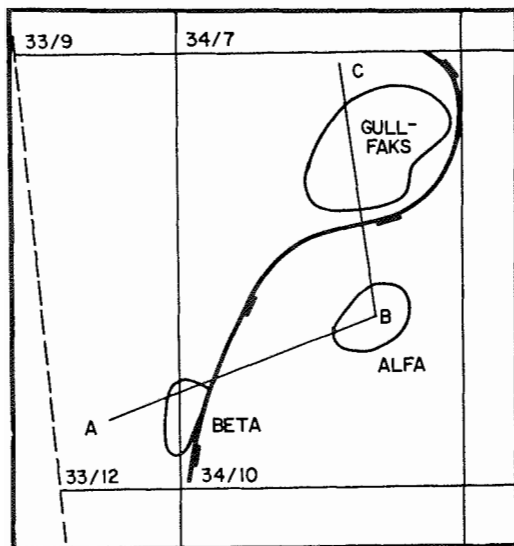
Det er et større tidsbrudd mellom Heather fm og de overliggende marine leirsteiner av kritt alder. Kritt pakken har en total mektighet av 607 m. De nederste 2.5 m av krittavsetningene er datert til nedre kritt (barrem-hauteriv), d.v.s. Cromer Knoll gruppen. Disse kalkrike skifrene er lett kjennelige på logger fra andre brønner i området. Cromer Knoll gruppen kan imidlertid ikke ses på loggene fra 34/10-17. Et nytt tidsbrudd skiller nedre kritt fra øvre kritt, som omfatter sedimenter av santon-maastricht alder.

Avsetningene fra tertiær består av vekslende lag av leire, silt og sand.

For videre beskrivelse av kritt og tertiær henvises til "Completion report 34/10-17".

FIG. 4.1





BLOKK 34/10

STRUKTURELL UTVIKLING
JURA — NÅTID

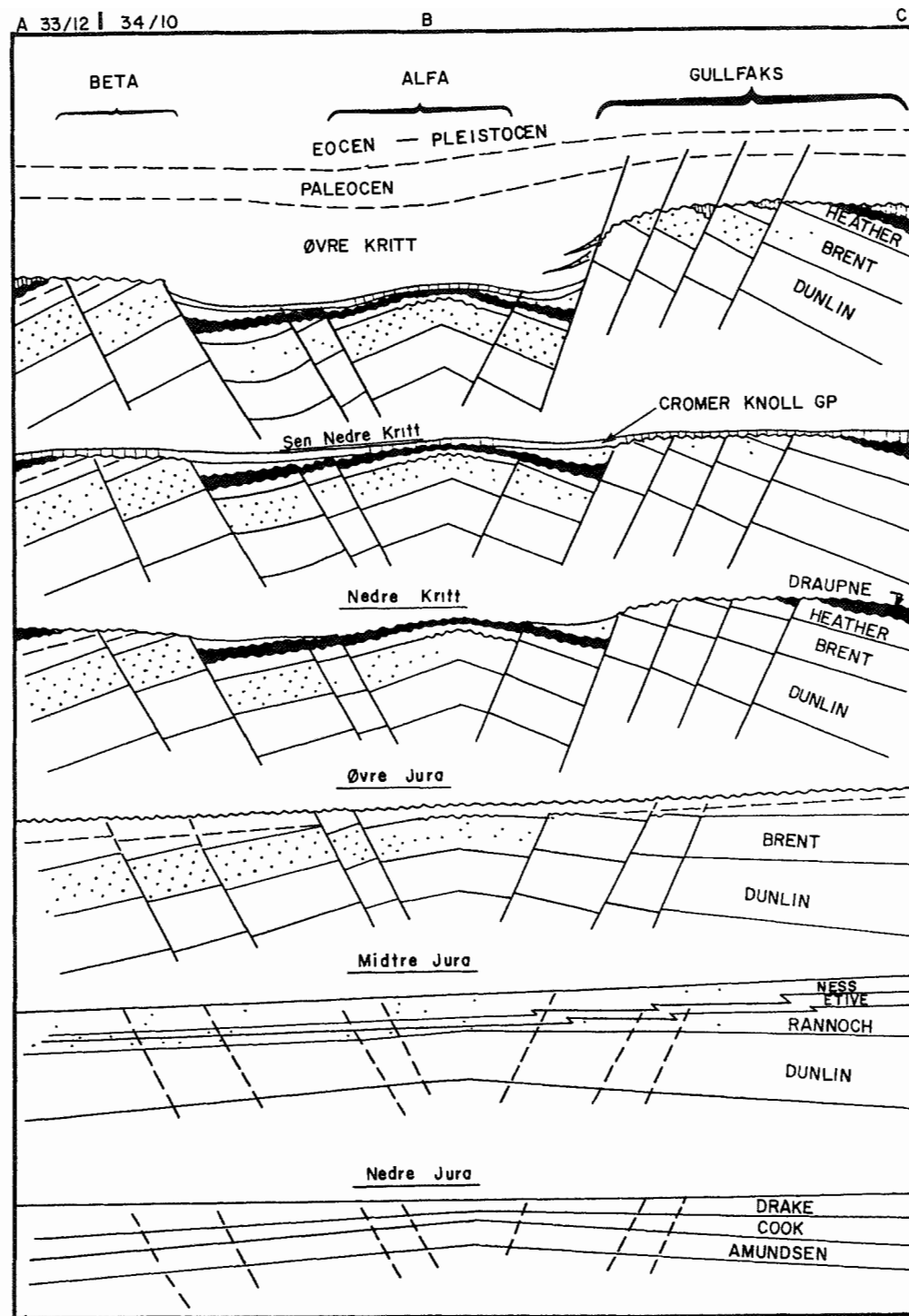
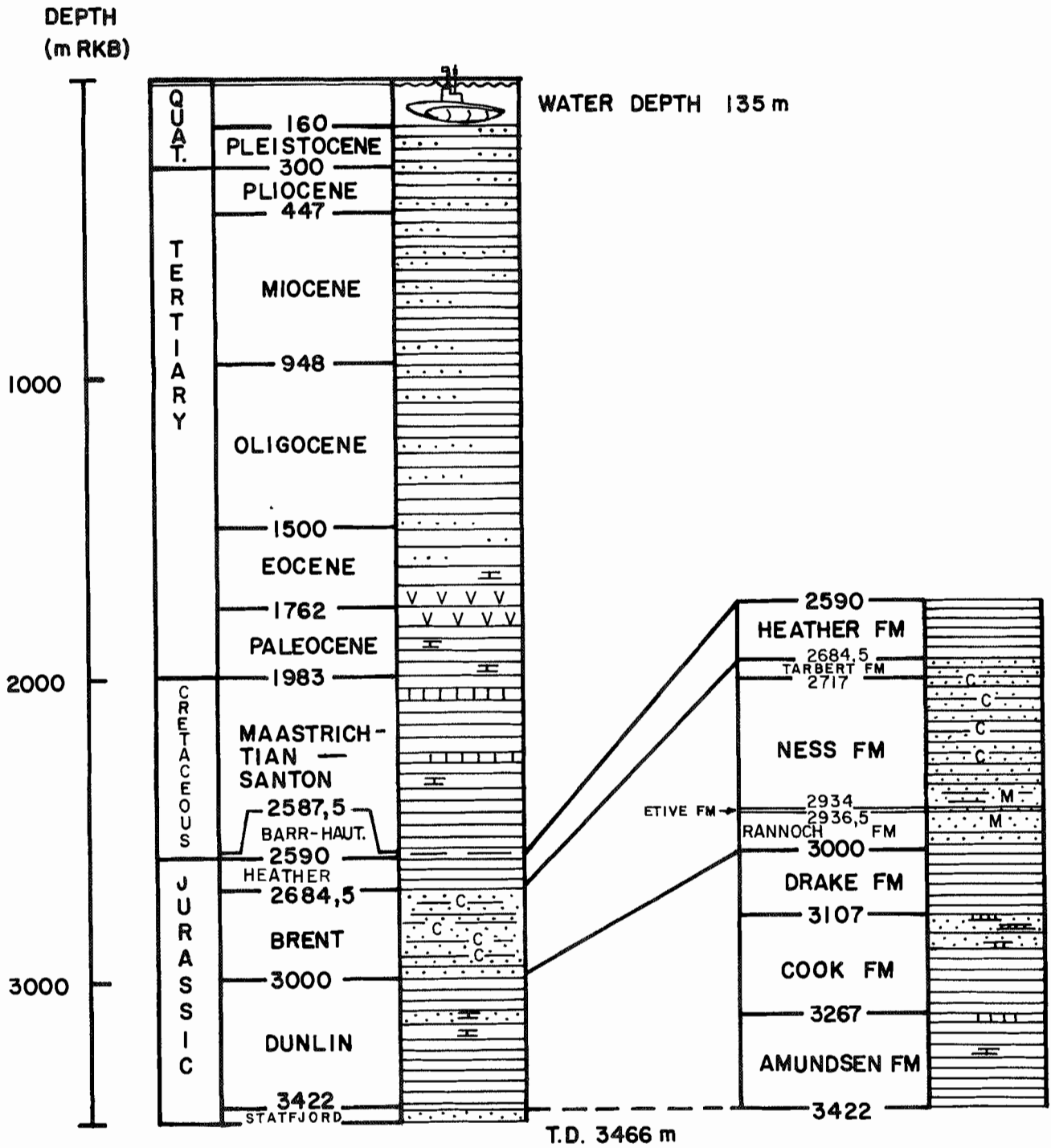
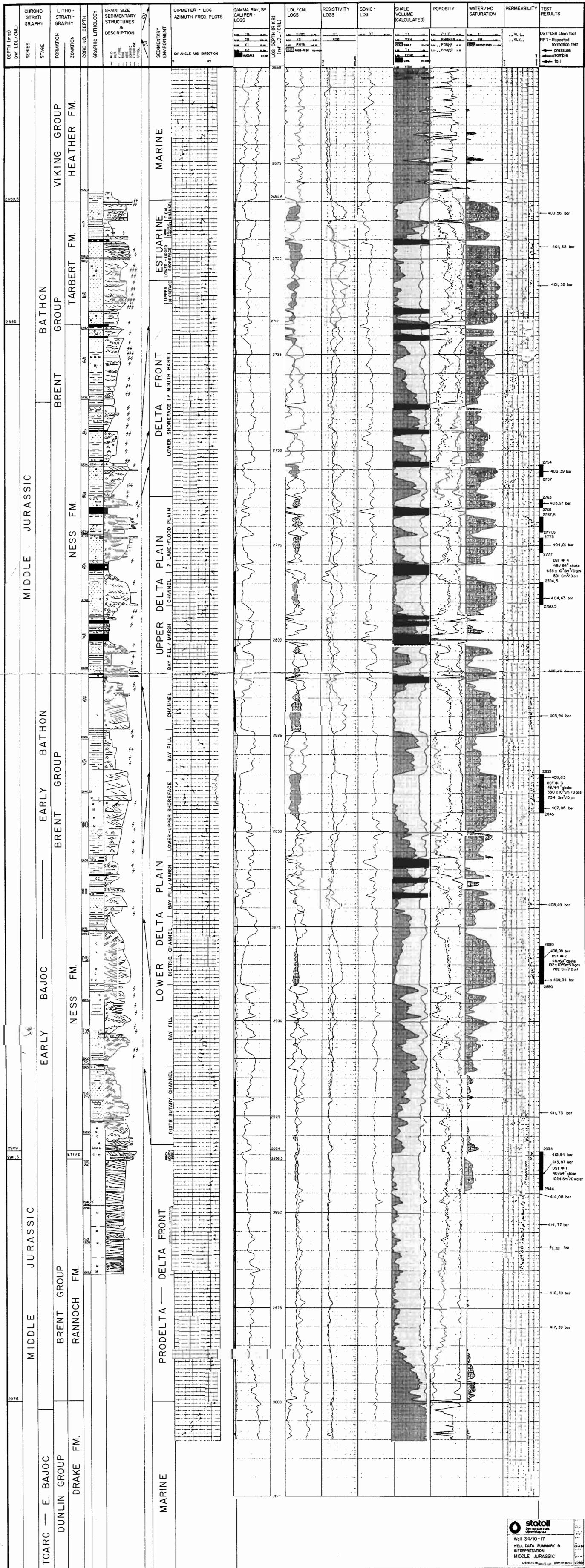


FIG. 4.2

34/10 - 17 LITHOLOGY





statOil
 Well 34/10-17
 WELL DATA SUMMARY &
 INTERPRETATION
 MIDDLE JURASSIC

FIG. 4.4

5 RESERVOARBETRAKTNINGER

5.1 Bergarts- og reservoarparametre

5.1.1 Reservoar tykkelse, porøsitet og metningfordeling

Tykkelsen av reservoarbergarten, porøsitet og vannmetning i brønn 34/10-17 er bestemt ut fra evaluering av borehullslogger og kjernedata. Tabell 5.1 viser et sammendrag av de petrofysiske parametrene.

Ut fra loggene er det hovedsaklig Tarbert og Ness leddene som er hydrokarbonførende, med kun mindre residuelle mengder i Etive og Rannoch leddene. Porøsiteten i sandene er jevnt over høy, varierende mellom 20 - 24% med en gradvis minking i bunnen av Rannoch.

Gjennom reservoarintervallet i brønn 34/10-17 ble det kjørt et komplett sett av logger, bestående av Dual Induction Focused Log, Borehole Compensated Acoustilog, Compensated Densilog, Compensated Neutron, Gamma Ray, Dual Laterolog, Micro Laterolog og Spectralog. I tillegg ble hastighetslogger kjørt. Loggeselskapet var Dresser Atlas.

Ved tolkning ble hovedsaklig en tungmineral-sandsteinsmodell brukt. Unntaket er Rannoch, hvor en kalksteins-sandsteinsmodell passet bedre. Gamma-stråle loggen og kryssplottet mellom tetthetsloggen og nøytronloggen er hovedindikatorer på leirmengden. Både Tarbert og Rannoch inneholder forstyrrende mengder av glimmer og andre tungmineraler. Indonesiaformelen ble benyttet i vannmetningsutregningen.

En mer fyldig beskrivelse av loggevalueringen er gitt i "Petrophysical Report, Well 34/10-17".

Tabell 5.1

PETROFYSISKE PARAMETRE

BRØNN 34/10-17

SONE	Intervall mRKB	Tykkelse m	Sand m	PRODUKTIV HYDROKARBON-SONE			
				Tykkelse m	Gj. snitt porøsitet %	Gj.snitt vannmetn. %	Gj.snitt skifervol.%
Tarbert ledd	2684.5-2717	32.50	25.75	25.50	24	18	13
Ness ledd	2717 - 2934	217.00	118.50	97.00	23	30	13
Etive ledd	2934-2936.5	2.50	2.50	0.00	-	-	-
Rannoch ledd	2936.5-3000	63.50	51.50	0.00	-	-	-
Gass-sone	2684.5-2862	177.50	101.75	99.50	23	26	12
Olje-sone	2862-2914	52.00	28.50	23.00	23	34	18

Filtreringsverdier: $\emptyset < 0.12$ $S_w > 0.65$ $V_{sh} > 0.40$

5.1.2 Permeabilitet

Permeabiliteten i reserovarbergarten er målt på kjerneprøver og også beregnet fra data innsamlet under produksjonstestene for de sonene som ble testet. Det ble tatt 16 kjerneprøver fra 2682 m til 2965 mRKB (283m) og de dekker hele det hydrokarbonførende reservoaret pluss en del av vannsonen. Produksjonstester ble utført i 4 soner.

Horisontal permeabilitet varierer fra 20 000 md til mindre enn 0.1 md i de tette sonene. Gjennomsnittlig horisontal permeabilitet for de permeable lagene (der permeabiliteten er større enn 1 md) i hydrokarbonsonen varierer fra 500 md til 4000 md. Permeabiliteten i vannsonen varierer fra 2000 md til under 50 md nederst i sonen med et gjennomsnitt på omlag 200 md.

Permeabiliteten som er beregnet fra testsone 3 og 4 er lavere enn kjernepermeabiliteten for de samme sonene. Dette skyldes trolig at bare deler av intervallet har bidratt til testproduksjonen.

Tabell 5.2 viser permeabilitet for hver formasjon samt testberegnet permeabilitet.

Tabell 5.2 Permeabilitet, Brønn 34/10-17

<u>Formasjon/Sone</u>	<u>Intervall, mRKB</u>	<u>K_h, kjerne, md</u> ¹⁾	<u>K_h/K_v</u> ¹⁾
Tarbert	2684.5 - 2717.0	1960	1.4
Ness	2717.0 - 2934.0	1305	1.2
Etive	2934.0 - 2936.5	2200	1.2
Rannoch	2936.5 - 3000.0 ²⁾	130	1.4
Hydrokarbonsone	2684.5 - 2914.0	1530	1.2
Vannsoner	2914.0 - 3000.0 ²⁾	335	1.4

<u>Test nr.</u>	<u>Produktivt intervall, mRKB</u>	<u>Permeabilitet fra test, md</u>
1	2921 - 3000 ²⁾	190
2	2864 - 2890 ³⁾	2000 —
3	2834 - 2848	570
4	2754 - 2790 ⁴⁾	270

1) Aetm. gj.snitt K_{liq} for kjerneprøver med over 1 md permeabilitet.

2) Kjernerdata ned til 2965 mRKB

3) 2 separate soner (totalt 18m)

4) 7 separate soner (totalt 23.5m)

5.1.3 Fluid-kontakter

Det er i brønn 34/10-17 påvist et reservoarfluidsystem som består av en gass-sone, en oljesone og en vannsone. Kontakten mellom gass- og oljesonen er foreløpig bestemt til å ligge i området 2850 - 2874 mRKB. Videre ligger olje-vann kontakten i området 2910 - 2918 mRKB.

Disse kontaktene er bestemt ved hjelp av trykkgradienter oppnådd med FMT-logg (repetierbar formasjonstrykk måler) og tildels bekreftet av andre logger. Datakvaliteten er noe usikker slik at kontaktene ikke kan bestemmes eksakt. Fluidkontaktene er vist på figur 5.1.

For reserveberegninger er valgt gass-olje-kontakt på 2862 mRKB og olje-vann-kontakt på 2914 mRKB.

5.1.4 Reservoartrykk

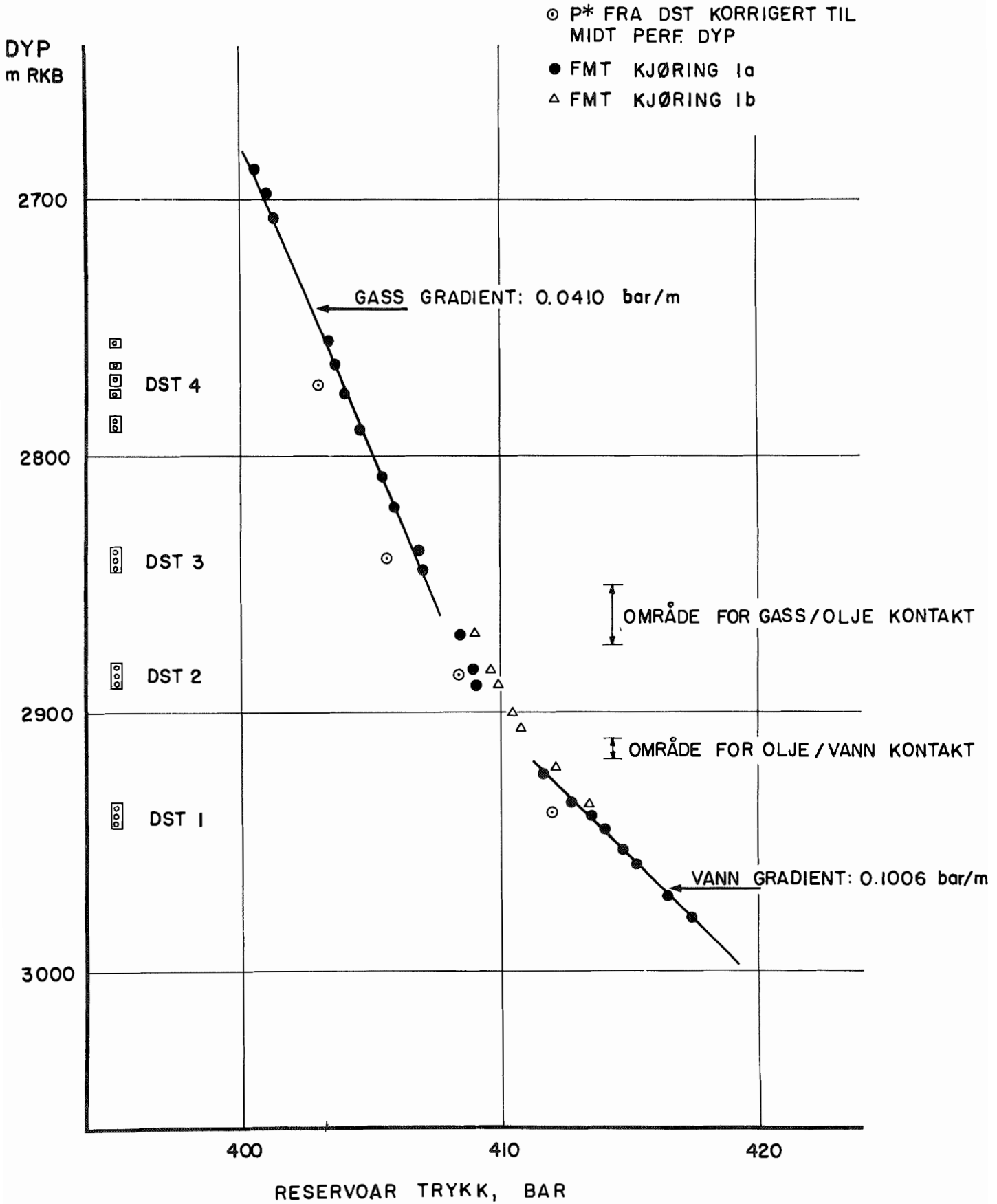
Trykkforholdene i brønnen ble kartlagt ved hjelp av FMT-logg og trykkmålinger under produksjonstestene. Resultatene av disse målingene er vist i figur 5.1. Det ekstrapolerte trykket (p^*) fra produksjonstestene antas å gi det riktige reservoartrykket, mens FMT resultatene gir trykkgradientene.

Følgende trykkgradienter er beregnet:

Gass-sonen:	0.0410 bar/m
Olje-sonen:	0.048 - 0.060 bar/m
Vann-sonen:	0.1006 bar/m

FMT-målinger i Cook- og Statfjord-formasjonene (ikke vist på figur 5.1) viser en fortsettelse av vanngradienten fra Brent-formasjonen. Det tyder på samme trykksystem i disse formasjonene.

Fig. 5.1 DST OG FMT TRYKK MOT DYP
BRØNN 34/10-17



5.1.5 Reservoartemperatur

Resultatene fra produksjonstestene gir en antatt reservoartemperatur på 108°C på 2940 mRKB dyp (testsone nr. 1). Temperaturen reduseres med en gradient på 4.0°C pr. 100m oppover i reservoaret.

Bunnhullstemperaturen ble målt kontinuerlig under alle produksjonstestene, og temperaturen som ble målt under strømningsperiodene er antatt å være mest representativ for reservoartemperaturen.

5.2 Reservoarfluid

5.2.1 Fluidsystem

Resultater fra FMT-logg, produksjonstester og analyser av olje- og gass-prøver fra testene viser at fluidsystemet i Brentformasjonen i 34/10-17 består av en sone med hydrokarboner i gassfase, en sone med hydrokarboner i væskefase og en vannsone. Som beskrevet i avsnitt 5.1.3 har det ikke vært mulig å bestemme kontaktene mellom de forskjellige sonene eksakt. Dette skyldes tildels datakvaliteten, men resultatene tyder også på et gradvis tyngre fluidsystem i gass-sonen og over i oljesonen (segregering). I et slikt system vil gass-olje kontakten være vanskelig å bestemme utfra trykk-gradienter.

5.2.2 Gass-sonen

To produksjonstester ble utført i gass-sonen (test nr. 3 og 4) og det ble tatt prøver av produsert gass og kondensat fra separator. Det er utført PVT-analyser av rekombinerte prøver fra begge testene ved Expro laboratorium i England. Målingen av produksjonsratene under test nr. 3 er noe usikker, og det gjør at PVT-resultatene ikke anses å være helt representative for reservoarfluidet. For test nr. 4 er resultatene av PVT-analysene som følger:

Dugg-punktet for gassen er målt til 384 bar ved reservoartemperatur. Dette er 19 bar under reservoartrykket ved samme dyp.

Gass-kondensat forholdet ble under testen målt til $1300 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ (tilsvarer 770 Sm^3 kondensat pr. 10^6 Sm^3 gass). Dette forholdet vil øke ettersom kondensat blir utfelt i reservoaret når trykket synker under duggpunktet. Maksimum væskeutfelling er 23% ved 187 bar.

Tettheten av kondensatet ved standardbetingelser er 0.78 g/cm³ (50° API). Molekylvekten av reservoarfluid er målt til 28.7.

-

Komposisjon av reservoarfluid fra test nr. 4 er som følger:

<u>Komponent</u>	<u>Mol %</u>
Nitrogen	1.05
Karbondioksyd	0.85
Metan	70.40
Etan	9.87
Propan	5.52
i-Butan	1.14
n-Butan	1.93
i-Pentan	0.79
n-Pentan	0.84
Hexan	1.77
Heptan	1.37
Oktan	1.42
Nonan	0.78
Dekan pluss	2.27

Det ble målt 0.7 ppm H₂S i separatorgassen under produksjonstesten.

5.2.3 Olje-sonen

En produksjonstest ble utført i oljesonen (test nr.2), og det ble tatt prøver av den produserte væske både fra separator og i et bunnhullskammer. Det ble senere utført PVT-analyser av bunnhullsprøven ved Statoils laboratorium. Også separatorolje-prøver er analysert.

Kokepunkt (bubble point pressure) for oljen er målt til 402 bar ved reservoartemperatur. Dette er 6 bar under reserovartrykket ved samme dyp.

Totalt gass-olje forhold (R_g) er målt til $392 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ og ettstegs separasjon (single flash) gass-olje forhold er målt til $339 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$. Det ble under testen målt et gass-olje forhold på $245 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ gjennom testseparator. Denne separasjonen var imidlertid ikke fullstendig, og det produserende gass-olje forhold er beregnet til $280 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$. Den store variasjonen i gass-olje forhold ved ulike målebetingelser viser at separasjonsbetingelsene vil ha stor betydning for gass-olje forholdet under produksjon fra denne sonen.

Analyser av separator-olje viser at denne har et høyt parafin innhold og at stivnepunkt-temperaturen er 9°C .

Tettheten av oljen ved standardbetingelser er 0.85 g/cm^3 (35° API). Tettheten av reservoarfluid ved kokepunktstrykk er 0.60 g/cm^3 (tilsvarende en trykkgradient på 0.059 bar/m) og molekylvekten er målt til 66.3.

Komposisjon av reservoarfluid fra test nr. 2 er som følger:

<u>Komponent</u>	<u>Mol %</u>
Nitrogen	0.87
Karbondioksyd	0.76
Metan	57.00
Etan	9.28
Propan	5.82
i-Butan	1.19
n-Butan	2.19
i-Pentan	0.99
n-Pentan	1.07
Hexan	1.52
Heptan	2.38
Oktan	2.72
Nonan	1.72
Dekan pluss	12.49

Det ble målt 1.0 ppm H₂S i separatorgassen under produksjonstesten.

5.2.4 Vann-sonen

Produksjonstest nr. 1 ble utført i vannsonen. Det ble oppnådd en høy produksjonsrate, og de vannprøvene som ble tatt mot slutten av testen synes å være fri for forurensinger og skulle derfor være representative for formasjonsvannet. Det er utført analyser av formasjonsvannet ved Statoil's laboratorium.

Total ione konsentrasjon er målt til 33150 mg/l og "ekvivalent NaCl konsentrasjon" er beregnet til 32119 mg/l. pH verdien er målt til 7.0 og tettheten er 1.021 g/cm³ ved 20°C. Resistiviteten er 0.22 ohm-meter ved 20°C.

5.3 Produktivitet

Det ble utført produksjonstester fra fire soner i brønn 34/10-17 : Vanntest i Etive/Rannoch formasjonen, olje/gass test i nedre Ness formasjon og to gass/kondensat tester høyere oppe i Ness formasjonen.

Selv om de produktive hydrokarbonsonene er relativt tynne, så viste testene at høye produksjonsrater kan oppnås. Dette skyldes både den gode permeabiliteten og den lette hydrokarbontypen som har en lav viskositet i reservoaret.

5.3.1 Produktivitet i oljesonen

Brønn 34/10-17, som ble boret forholdsvis høyt på reservoar-strukturen, penetrerte olje-sonen i nedre del av Ness formasjonen. Lenger nede på strukturen vil imidlertid den øvre delen av Ness og også Tarbert formasjonene være olje-fylt. Både test nr. 2, 3 og 4 gir derfor indikasjoner på forventet produktivitet i oljesonen. Alle disse testene viste lite fall i bunnhullstrykket ved økende produksjonsrate. Dette indikerer høy produktivitet og gode reservoaregenskaper. Man skal imidlertid merke seg at kokepunktet for oljen er målt til 402 bar. Fri gass vil utvikles i reservoaret når trykket synker under dette, enten på grunn av høye produksjonsrater eller på grunn av en generell senking av reservoartrykket etter en tids produksjon. Dette vil føre til dårligere produktivitet. Resultater fra spesielle kjerneanalyser (relativ permeabilitet) og påfølgende reservoarstudier vil være nødvendig for å bestemme brønnproduktiviteten ved lavere trykk.

Figurene 5.2, 5.3 og 5.4 viser produktiviteten som ble oppnådd under produksjonstestene i hydrokarbonsonen.

5.3.2 Produktivitet i gass-sonen

Da brønn 34/10-17 ligger høyt på strukturen vil det meste av gassreservene være i de formasjonene som er gass-fylt i denne brønnen. Resultatene fra test nr. 3 og 4 kan derfor benyttes til å vurdere produktiviteten i gass-sonen. Som nevnt over viste disse testene god produktivitet. Produksjonsevnen vil imidlertid avta når reservoartrykket synker under duggpunkt-trykket (målt til 375 bar og 384 bar for henholdsvis test nr. 3 og test nr. 4) fordi kondensat da vil utfelles i reservoaret. Dette fører til at permeabiliteten til det strømmende medium (gass-fasen) reduseres. Også for gass-sonen vil det derfor være nødvendig med reservoarstudier for å bestemme produktiviteten ved lavere trykk.

Figurene 5.3 og 5.4 viser produktiviteten som ble oppnådd under produksjonstestene i gass-sonen. Figurene viser også estimert produktivitet for trykk ned til duggpunkt-trykket.

5.3.3 Resultater fra produksjonstestene

Produktiviteten som ble målt under produksjonstestene i hydrokarbonsonen er vist i figurene 5.2, 5.3 og 5.4 for henholdsvis test nr. 2, 3 og 4.

Figurene viser bunnhullstrykk og trykkfall i test-røret som funksjon av produksjonsrate. For alle testene synker bunnhullstrykket forholdsvis lite ved økende rate, noe som indikerer god produktivitet. Trykkfallet i testrøret (3½" ytre diameter) øker imidlertid sterkt med økende rate. Dette store trykkfallet på grunn av friksjon viser at testrøret er underdimensjonert i forhold til reservoarproduktiviteten. Betydelig høyere produksjonsrate (ved et gitt brønnhodetrykk) vil kunne oppnås ved å bruke et større produksjonsrør (f.eks. 4½").

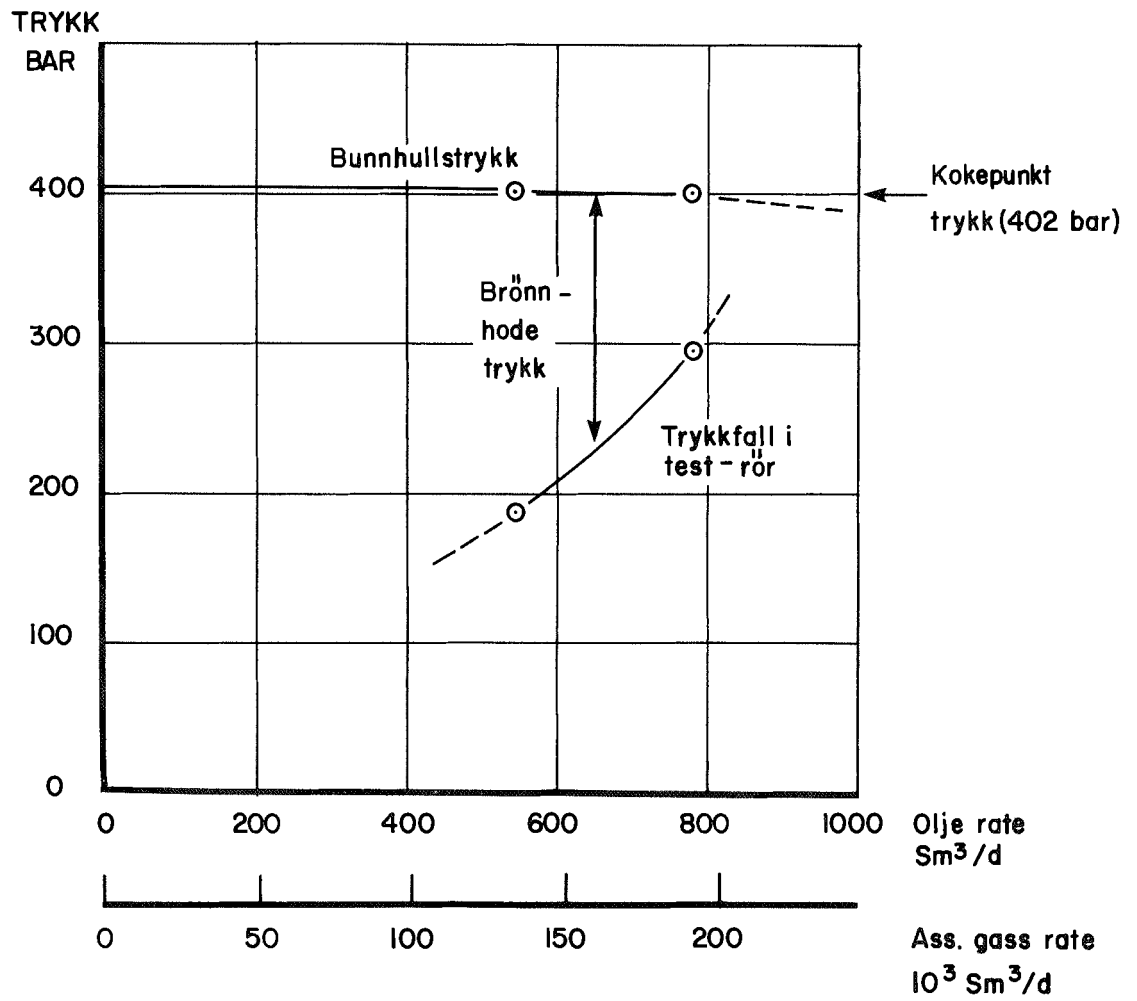


Fig. 5.2 Produktivitet, Brønn 34/10-17, Test nr. 2

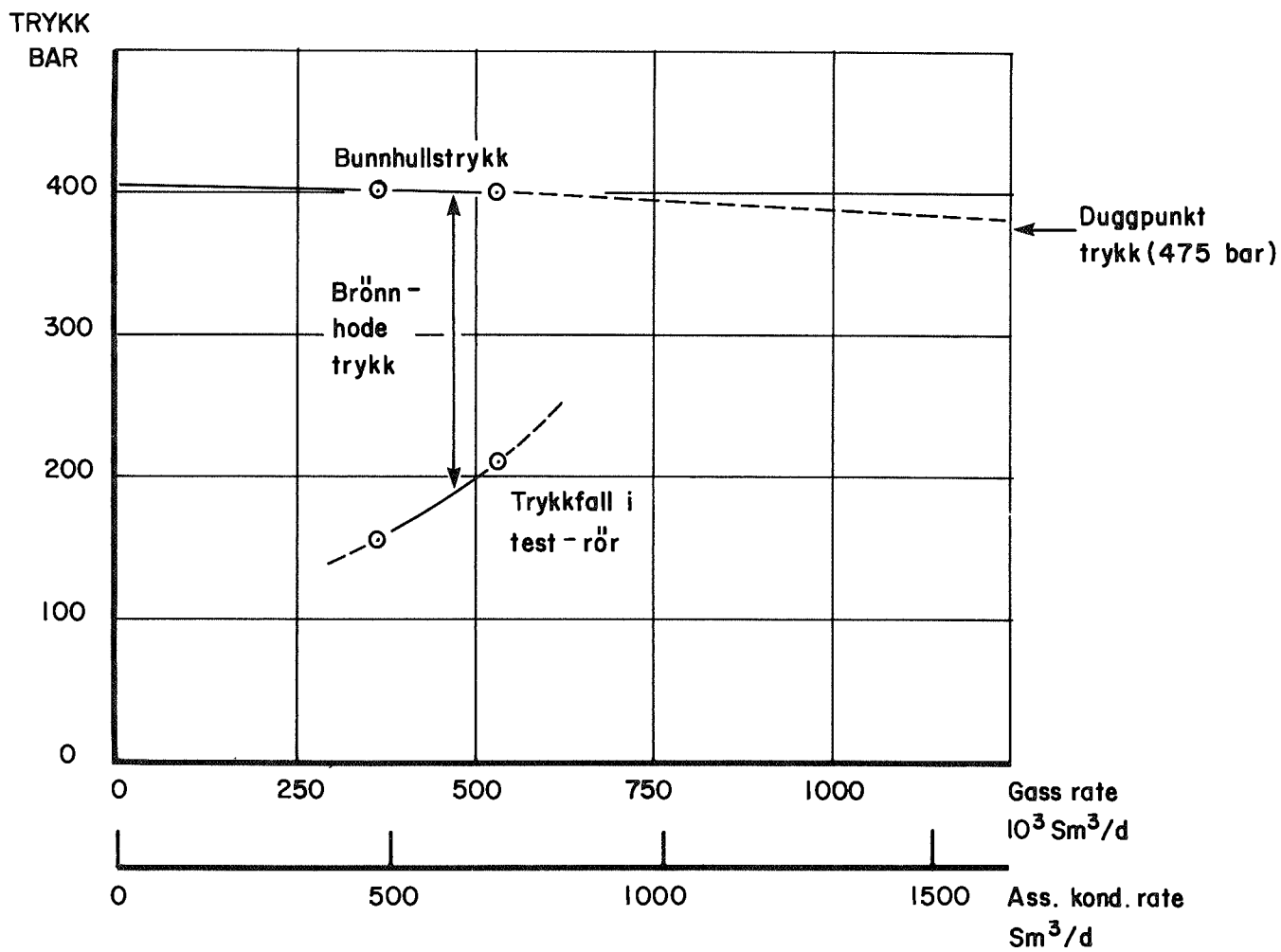


Fig. 5.3 Produktivitet, Brønn 34/10-17, Test nr. 3

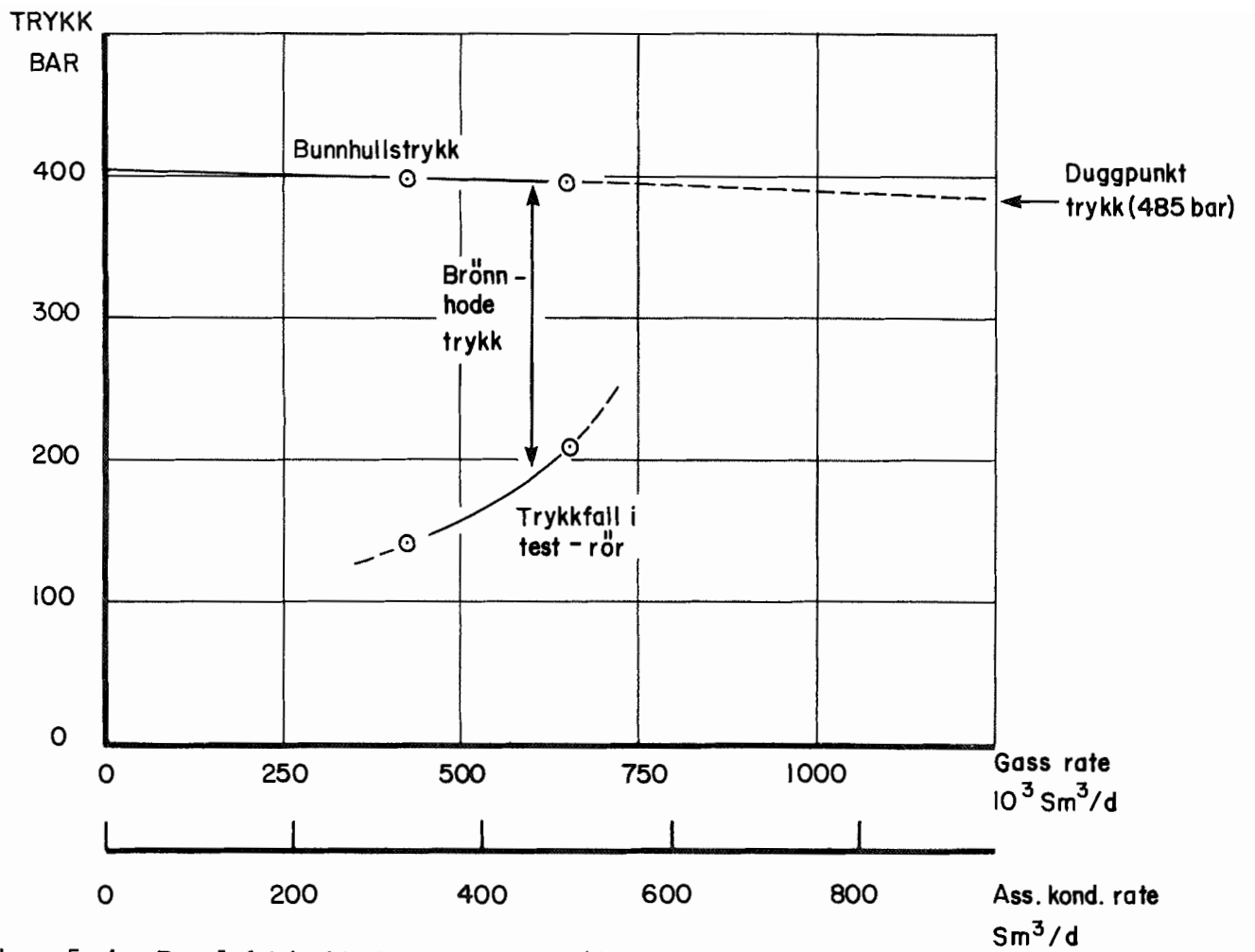


Fig. 5.4 Produktivitet, Brønn 34/10-17, Test nr. 4

5.4 Utvinningsprosesser

De hydrokarbonbærende sonene som ble påtruffet i brønn 34/10-17 består av en rekke forholdsvis tynne sandsekvenser i Ness formasjonen. Disse sandlagene har noe varierende, men generelt høy permeabilitet. Hydrokarbonsystemet består av en gass-sone med en underliggende olje-sone. Testresultatene indikerer en viss grad av segregering i reservoaret, det vil si større andel av tyngre hydrokarbonkomponenter i nedre del av gass-sonen sammenlignet med den øvre delen. Kokepunktstrykket for oljen og duggpunktet for gassen er målt til å ligge på reservoartrykket eller like under dette.

Alternative produksjonsmetoder for dette feltet vil være:

1. Produksjon ved trykkavlastning (ingen kunstige utvinningsmetoder).
2. Produksjon med fullt trykkvedlikehold ved hjelp av gassinjeksjon og/eller vanninjeksjon (eventuelt med tilsetning av kjemikalier for å øke utvinningen).

Produksjon med trykkvedlikehold ved hjelp av injeksjon synes å være lite egnet for dette reservoaret. Dette skyldes i første rekke at reservoaret består av mange separate lag med varierende permeabilitet og med vertikale barrierer (tette lag) imellom. Utstrekningen og kontinuiteten av lagene vil også være usikker. Injeksjonseffektiviteten vil derfor variere sterkt fra lag til lag med den følge at man i enkelte lag ikke vil kunne opprettholde trykket og at man i andre lag vil få tidlig gjennombrudd av gass, eventuelt vann til produksjonsbrønnene. Ved et effektivt injeksjonsprogram vil man imidlertid kunne oppnå en høyere utvinning av kondensat/olje både i gass- og oljesonen sammenlignet med produksjon ved trykkavlastning.

Ved produksjon med trykkavlastning vil man i dette feltet få den vesentligste drivenergien fra gass-ekspansjon, både i gass-sonen og fra løsningsgass i oljesonen. En trykkreduksjon i reservoaret vil imidlertid gi en ugunstig meningsfordeling ved at kondensat vil bli utfelt i gass-sonen og løsningsgass vil bli utviklet i oljesonen. Laboratoriemålinger viser at man vil få en maksimal kondensatutfelling i gass-sonen på 23% ved 187 bar reservoartrykk. Permeabiliteten til det strømmende medium vil dermed bli redusert, og man vil få en residuell metning av både gass- og oljefasen. Blant annet viskositetsforskjellen vil gjøre at gassfasen vil strømme lettere i reservoaret enn oljefasen. Utvinningsgraden for gassen er derfor forventet å bli betydelig høyere enn utvinningsgraden for oljen. I oljesonen er det estimert en utvinningsgrad på 15 - 25% for oljen og 50 - 70% for gassen, og for gass-sonen anslagsvis 60 - 70% for gassen og 15 - 25% for kondensat.

På grunn av de komplekse strømningsforhold som vil oppstå ved produksjon av dette feltet må det utføres reservoarstudier for å kunne beregne utvinningsgrad og produksjonsevne for de alternative utvinningsmetodene. Det er pr. idag utført laboratorieanalyser av fluidprøver fra alle testene på 34/10-17 samt igangsatt måling av relativ permeabilitet i kjerneprøver fra denne brønnen. Resultatene fra disse analysene vil være viktige inngangsdata i fremtidige reservoarstudier.

Inntil mer detaljerte reservoarstudier foreligger, anbefales det at reserveberegninger baseres på den utvinningsgrad som er estimert for produksjon ved trykkavlasting.

6. HYDROKARBONPOTENSIALE

Brønn 34/10-17 har påvist gass og olje i Brent gruppens sandsteiner av midtre jura alder. Gass olje kontakten er beregnet til -2837 m, og olje-vann kontakten til -2889 m. I brønnen er hydrokarbonkolonnen 229.5 m, og total kolonne for strukturen er ca. 315 m.

6.1. Reserveberegninger

Bergartsvolumet er beregnet ut fra tidskartene topp Brent og topp Dunlin. Ved dybdekonvertering er hastighetsinformasjon fra 34/10-17 benyttet:

I brønnen har en følgende kontakter:

Gass/olje	2862 m RKB	2.576 s.
Olje/vann	2914 m RKB	2.610 s.

Intervallhastigheten i nedre kritt og topp jura er noe lavere enn for Brent formasjonen (se tabell 3.1.). For å kompensere for dette er kontaktene satt til henholdsvis 2.580 s. og 2.620 s. i vest hvor kontakten møter toppen av Brent formasjonen.

Bergartsparemetrene som er benyttet ved reserveberegningene er gjennomsnittsverdier beregnet ved loggtolkning, og er listet i tabell 5.1. Inngangsdata er anført på tabellene 6.1 og 6.2.

6.2. Utvinnbare reserver

Utvinnbare reserver er beregnet etter følgende formel:

$$V_b \times N/B \times \emptyset \times (1-S_w) \times B \times R$$

hvor V_b = bergartsvolum
 N/B = netto sandforhold
 \emptyset = porøsitet
 S_w = vannmetning
 B = utvidelsesfaktor for Gass (B_g), resp.
krympefaktor for olje $\left(\frac{1}{B_o} \right)$
 R = utvinningsfaktor

Reserveanslagene er ført opp i tabellene 6.1 (gass-sonen) og 6.2 (olje-sonen).

6.3. Hydrokarbonpotensiale i nærliggende områder

Delta Vest området er påvist tørt ved brønn 34/10-12. Brønn 34/10-18 viser også at forkastningsblokken helt nordvest i 34/10 også er tørr. Imidlertid finnes det en liten lukning ut mot den vestligste forkastningen i blokken, nord for Beta strukturen (skravert på fig. 6.1). Et reserveanslag for prospektet er gitt i tabell 6.3.

TABELL 6.1

PROSPEKTEVALUERINGS

DATO:

Elekta	: 34/10	Vanndyp ...	: 135 m
Statocils andel:	85%	Areal	: 11 km ²
Formasjon ...	: Brent	Lukning ...	:
Prospekt	: Beta	API ^O	: 55
Dyp (ca.) ...	: 2600 m	GOR	: 1300 Sm ³ /Sm ³

Kartgrunnlag : JHe, okt-83

Sannsynlighet for funn: Påvist ved brønn 34/10-17

RESERVOARPARAMETRE:

	Lavt estimat	Sannsynlig estimat	Høyt estimat
h (m)			
N/B		0.56	
Ø%		23	
1-Sw (%)		74	
B _g		294	
V _{berg} (10 ⁶ m ³)		1125	
Hydrokarboner i reservoaret	O 10 ⁶ Sm ³	24	
	G 10 ⁹ Sm ³	31	

UTVINNBARE RESERVER (UVR): $V_{\text{berg}} \cdot N/B \cdot \phi(1-Sw) \cdot B_g \cdot R$

	Lavt estimat	Sannsynlig estimat	Høyt estimat
R (utv.faktor)	Gass	0.65	
	Kondensat	0.20	
UVR	Konds. 10 ⁶ Sm ³	5	
	Gass, 10 ⁹ Sm ³	20	
	OE, 10 ⁶ m ³	24	

MERKNADER: Reserveberegninger for gass-sonen

Gass/olje kontakt: 2837 m MSL

Fordeling: 5% av gassen og kondensatet i blokk 33/12.

TABELL 6.2

PROSPEKTEVALUERING

DATO:

Elck.	: 34/10	Vanndyp ...	: 135 m
Stateils andel:	85%	Areal	: 11 km ²
Formasjon ...	: Brent	Lukning ...	:
Prospekt	: Beta	API ^o	: 34
Dyp (ca.) ...	: 2800 m	GOR	: 280 Sm ³ /Sm ³

Kartgrunnlag : JHe, okt-83

Sannsynlighet for funn:

RESERVOARPARAMETRE:

	Lavt estimat	Sannsynlig estimat	Høyt estimat
h (m)			
N/B		0.44	
Ø%		23	
1-Sw (%)		66	
B _o		1.9	
V _{berg} (10 ⁶ m ³)		410	
Hydrokarboner i reservoaret	O 10 ⁶ Sm ³	14	
	G 10 ⁹ Sm ³	4	

UTVINNBARE RESERVER (UVR): $V_{\text{berg}} \cdot N/B \cdot \phi(1-Sw) \cdot \frac{1}{B_o} \cdot R$

	Lavt estimat	Sannsynlig estimat	Høyt estimat
R (utv.faktor)	Olje	0.20	
	Gass	0.60	
UVR	Olje, 10 ⁶ Sm ³	3	
	Gass, 10 ⁹ Sm ³	2.5	
	OE, 10 ⁶ m ³	5	

MERKNADER: Reserveberegninger for olje-sonen

Olje/vann kontakt: 2889 m MSL.

Fordeling: 22% av oljen og gassen i blokk 33/12

TABELL 6.3

PROSPEKTEVALUERING

DATO: 6/12-83

Flokk	: 34/10	Vannedyp ...	: 135 m
Statoids andel:	85%	Areal	: 4 km ²
Formasjon ...	: Brent	Lukning ...	: ca. 140 m
Prospekt	: Nord for Beta	API ^o	:
Dyp (ca.) ...	: 2500 m	GOR	:

Fartgrunnlag : JHe, des-83

Sannsynlighet for funn:

RESERVOARPARAMETRE:

	Lavt estimat	Sannsynlig estimat	Høyt estimat
h (m)			
N/B		0.38	
Ø%		0.23	
1-Sw (%)		0.73	
B _o		1.5	
V _{berg} (10 ⁹ m ³)		0.31	
Hydrokarboner i reservoaret	O 10 ⁶ tonn	13	
	G 10 ⁹ Nm ³		

$$UTVINNBARE RESERVER (UVR): V_{\text{berg}} \cdot N/B \cdot \phi(1-Sw) \cdot \frac{1}{B_o} \cdot R$$

	Lavt estimat	Sannsynlig estimat	Høyt estimat
R (utv.faktor)		0.45	
UVR	Olje, 10 ⁶ tonn	6	
	Gass, 10 ⁹ Nm ³		
	OE, 10 ⁶ tonn		

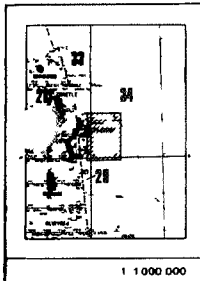
MERKNADER:

Hydrokarboner ned til 2.4 sek.

FIG. 6.1



BETA



DATAINSAMLING			
1	EC	21	CA
641	HE ER	2	FA
8	STRE	PA	SE
808	HE STRE		
81 8080			

KART INFORMASJON	
PROJEKSJON	UTGITT
GEOMETRISK DATUM	
KART PROJEKSJON	
REKTANGEL MÅTTAK	
GODKJENT FOR TOLKNING	

UNDERSØKELSE INFORMASJON	

BLOCK 34/10	
PARTISIPANTER	% EKVITY
STATOIL (OPER)	85 %
N HYDRO	9 %
SAGA	6 %



statoil
Den norske stats oljeselskap a.s.

Blokk 34/10
TOPP BRENT
Strukturell hdskart

0 5 Km

1 1000 000

7. VIDERE UTFORSKNING

Beta er en liten og forholdsvis enkel struktur å evaluere. Det er mulig at det i utforskningsfasen ikke vil være behov for flere brønner,- maksimalt kan det bli aktuelt med en brønn til på denne strukturen.

Før en eventuell utbygging vil det være ønskelig å supplere det seismiske data-grunnlaget for å få en mer detaljert tolkning, samt å foreta mer detaljerte reservoarstudier.

Beta er under alle omstendigheter for liten til å bygges ut separat, og en vurdering av hva som videre skal gjøres, vil måtte vente til strukturene Gullfaks Sør (Alfa) og Gamma er mer utførlig evaluert. Brønn 34/10-20 bores nå på Gamma, og brønn 21 er planlagt på vestsiden av Gullfaks Sør i 1984.

8. RAPPORTOVERSIKT

Rapporter utført for brønn 34/10-17 er listet opp her.
Rapportene er blitt sendt til partnerne i lisens 050
samt Oljedirektoratet etter hvert som de er kommet inn.



RAPPORTOVERSIKT

34/10-17

<u>Nr</u>	<u>Rapporter</u>	<u>Dato</u>	<u>Merkn.</u>
1	Site survey Vol I	nov'82	GEOTEAM
2	Site survey Vol II	nov'82	GEOTEAM
3	Pressure Prediction	Des'82	STATOIL
4	Geological Progn. & Drill. Prog	Des'82	STATOIL
5	Survey report	Mars'83	RACAL-DECCA
6	Dipmeter listing	Mai'83	DRESSER ATLAS
7	Test Program	'83	STATOIL
8	Borehole Geophysical data	Mai'83	SSL
9	Source Rock Analysis	Juli'83	IKU
10	Routine Core Analysis	Juli'83	GECO
11	Formation Dip-listing	Mai'83	DRESSER ATLAS
12	Final Well Report	Juli'83	EXLOG
13	Core Photos core 1-16	'83	GECO
14	Wellsite Gas and Water Analysis	Aug'83	CORELAB
15	Test Report	Aug'83	S.O.S.
16	Pressure Survey Report DST 1 run 1	Mai'83	SPERRY-SUN
17	Pressure Survey Report DST 1 run 1	Mai'83	SPERRY-SUN
18	Pressure Survey Report DST 2 run 1	Juni'83	SPERRY-SUN
19	Pressure Survey Report DST 2 run 1	Juni'83	SPERRY-SUN
20	Pressure Survey Report DST 3 run 1	Juni'83	SPERRY-SUN
21	Pressure Survey Report DST 3 run 1	Juni'83	SPERRY-SUN
22	Pressure Survey Report DST 4 run 1	Juni'83	SPERRY-SUN
23	Pressure Survey Report DST 4 run 1	Juni'83	SPERRY-SUN
24	Gauge Performance report and Calibration details DST 1-4	Juni'83	SPERRY-SUN
25	High Accuracy Pressure Temperature Measurements DST 2 Report nr. ELS/83/25A	'83	FLOPETROL
26	High Accuracy Pressure Temperature Measurements DST 2 Report nr. ELS/83/25B	'83	FLOPETROL



27	High Accuracy Pressure Temperature Measurements DST 3 Report nr. ELS/83/26	Juli'83	FLOPETROL
28	High Accuracy Pressure Temperature Measurements DST 4 Report nr. ELS/83/27	Juli'83	FLOPETROL
29	High Accuracy Pressure Temperature Measurements DST 1 Report nr. ELS/83/24	'83	FLOPETROL
30	D.S.T. 1,2,3 og 4 standard version	'83	OTIS SERVICE
31	D.S.T. 1,2,3 og 4 Metric version	'83	OTIS SERVICE
32	FMT report	Okt'83	STATOIL
33	Stratigraphical/Paleontological Final Report	Okt'83	PALEOSERVICES
34	Analysis of oils, cores and core samples from 34/10-17. Correlations of oils, oil shows and coal samples from 34/10-16 and 34/10-17	Okt'83	IKU
35	Re-Survey	Sept'83	GEOTEAM
36	Water Analysis, DST 1	Okt'83	STATOIL
37	PVT Analysis of bottom hole sample	Okt'83	STATOIL
38	TBP distillation of oil from 34/10-17	Nov'83	STATOIL

Rapporter under utarbeidelse:

Completion report, 34/10-17	(jan'84)	STATOIL
Petrophysical report, well 34/10-17	(jan'84)	STATOIL
Well testing report, 34/10-17	(jan'84)	STATOIL

9. VEDLEGG

Følgende vedlegg finnes i bind II:

Vedlegg nr.

1. Seismisk linje ST 8312-117 gjennom brønn 34/10-17
2. Strukturelt tidskart, topp jura
3. Strukturelt tidskart, topp Brent gr.
4. Strukturelt tidskart, topp Dunlin gr.
5. Loggkorrelasjon brønnene 33/12-6, 34/10-17, 34/10-16, 34/10-2 og 34/10-12
6. Blokk 34/10. Strukturell utvikling jura-nåtid
7. 34/10-17 Brønndata oversikt og tolkning, midtre jura