



(12) PATENT

(19) NO

(11) 323889

(13) B3

NORGE

(51) Int Cl.
G01V 3/17 (2006.01)
G01V 3/12 (2006.01)

Patentstyret

Avvikler fra patent B1 etter administrativ begrensning

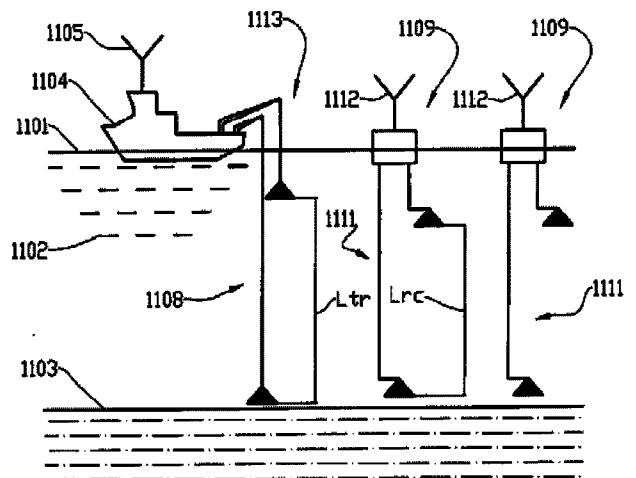
(21)	Søknadsnr	20055168	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr
(22)	Inng.dag	2005.11.03	(85)	Videreføringsdag
(24)	Løpedag	2005.11.03	(30)	Prioritet
(41)	Alm.tilgj	2007.05.04		
(45)	Meddelt	2007.07.16		
(45)	Administrativ begrensning publisert	2017.03.06		
(73)	Innehaver	Advanced Hydrocarbon Mapping AS , Notberget 12, 4029, STAVANGER, NO		
(72)	Oppfinner	Pavel Barsukov, Longkruid 16, 3824PD AMERSFOORT, NL Eduard B Fainberg, Longkruid 16, 3824PD AMERSFOORT, NL Bension Sh Singer, 10 Balmoral Street, WA6101 EAST VICTORIA PARK, AU		
(74)	Fullmektig	Håmsø Patentbyrå ANS, Postboks 171, 4302 SANDNES		

(54) **Benevnelse** **Framgangsmåte for kartlegging av hydrokarbonreservoarer samt apparat for anvendelse ved gjennomføring av framgangsmåten**

(56) **Anførte publikasjoner**
D1 US 2005264294_A1 (Krav 13,16, paragraf 7-10,38,39)
D2 WO 2004008183_A2 (Sammendrag, Fig.5.)
D3 WO 2004109338_A1 (Side 23,25,sammendrag, Fig.2a.)
D4 US 04617518_A1 (Kol.5,6)

(57) **Sammendrag**

Det foreslås en fremgangsmåte for marin elektromagnetisk undersøkelse basert på TM-modus med det formål å lete etter og påvise underjordiske hydrokarbonreservoarer. Fremgangsmåten innbefatter en elektromagnetfeltkilde (1113) som i en i det vesentlige vertikal senderantenne (1108) nedsenket i vann genererer og injiserer elektriske strømpulser (81,82) med skarp avslutning. Et elektromagnetisk felt generert av disse pulsene (81, 82) blir målt av minst én mottaker (1109), som er forsynt med en i det vesentlige vertikal mottakerantenne (1111) nedsenket i vann, i tidsintervallet når strømmen i elektromagnetfeltkildens (1113) senderantenne (1108) er slått av. Avstanden mellom elektromagnetfeltkilden (1113) og den minst ene mottakeren (1109) er mindre enn dybden til målobjektet. Det beskrives også et apparat til bruk ved gjennomføring av fremgangsmåten.



Oppfinnelsen vedrører en framgangsmåte og et apparat for kartlegging av undersjøiske hydrokarbonreservoarer, nærmere bestemt ved at en elektromagnetfeltekildes TM-modus anvendes til registrering av en TM-respons som blir målt av én eller
5 flere mottakere nedsenket i vann, ved at det i den i det vesentlige vertikalt orienterte sender nedsenket i vann genereres intermitterende elektriske strømpulser med skarp avslutning, og hvor et elektromagnetisk felt generert av disse pulsene blir målt av mottakeren som befinner seg i det
10 sentlige vertikalt orientert og nedsenket i vann, i tidsintervallet når strømmen i elektromagnetfeltekilden er slått av. Avstanden mellom elektromagnetfeltekildens antenne og mottakerantennen er mindre enn dybden til målobjektet.

Seismikk er en vanlig teknikk anvendt ved kartlegging av potensielle områder for oljeleting. Seismiske data gir informasjon om eksistens, beliggenhet og form til en hydrokarbonstruktur som befinner seg inne i sedimenter i undergrunnen. En seismisk undersøkelse gir imidlertid informasjon om strukturen ved at det gjøres registreringer av hastigheten til
20 elastiske bølger som er følsomme for mekaniske egenskaper ved bergartene i undergrunnen, men de seismiske dataene kan fortelle lite om naturen til porefluider som finnes i strukturen.

Når det gjelder litteraturhenvisninger, vises det til komplett litteraturliste etter beskrivelsen av oppfinnelsen.
25

US-søknad 2005264294 A1 beskriver et system og en framgangsmåte som omfatter bruk av et VED-basert system, VED-sender og VED-mottaker (VED = vertikal elektrisk dipol), for å karakterisere horisontale strukturer i TM-modus under havbunnen.

5 Flere VED-sensorer kan i tillegg posisjoneres vertikalt neddykket i vann. Nevnte system mangler mulighet til å måle i en nærsone.

WO-publikasjonene 2004008183 A2 og 2004109338 A1 viser anordninger og framgangsmåter for å karakterisere undervannstrukturer ved hjelp av elektromagnetiske kilder og mottakere som
10 kan enten plasseres ved havbunnen eller slepes bak et fartøy. Systemet ifølge WO 2004008183 A2 er innrettet med en kilde av VED-type og en mottaker av HED-type (HED = horisontal elektrisk dipol), mens systemet ifølge WO 2004109338 A1 viser en
15 kilde av HED-type og mottaker av VED-type.

For å fastslå om det finnes hydrokarboner i form av olje eller gass, blir det boret marine letebrønner, men kostnadene forbundet med dette er meget stor, og det er ingen garanti for at det avdekkes hydrokarboner i strukturene det bores i.
20 I denne situasjon kan essensiell tilleggsinformasjon om reservoarerers innhold fås gjennom elektromagnetiske (EM) framgangsmåter.

Den typiske og enkleste geoelektriske modell av en sedimentær struktur til havs inneholdende et reservoar med hydrokarboner
25 kan framstilles som ledende halvrom med typisk resistivitetsverdi 1-2 Ωm , hvor et innkapslet tynt, resistivt lag inneholdende olje eller gass med tykkelse 10-100 m har en resistivitet på 20-100 Ωm . Den typiske dybde til det resistive laget er omtrent 500-5000 m. Sedimentene er dekket av mer ledende
30 sjøvann med resistivitet på 0,25-0,3 Ωm samt ikke-ledende luft. I alle elektromagnetiske framgangsmåter for leting etter hydrokarboner blir de hydrokarboninneholdende reservoa-

rens høyere resistivitetsverdi brukt som hovedindikatoren på nærvær av olje og gass.

Magnetotellurisk (MT) undersøkelse er en velkjent metode som blir brukt i stor utstrekning ved EM-anvendelser på land. Av og til blir MT-metoden brukt til marine anvendelser. De naturlige geomagnetiske variasjoner som eksiteres gjennom et samvirke mellom solvind og det geomagnetiske hovedfelt, blir brukt ved MT-metoden.

MT-metodens lave følsomhet med hensyn til resistive hydrokarbonlag forklares ved MT-feltets egenskaper. Et magnetotellurisk felt er en plan bølge som faller fra atmosfæren og forplanter seg vertikalt i jorden i form av TE-felt (TE = transverse electric = tverrgående elektro). Det er velkjent at TE-feltet er ufølsomt for et horisontalt, tynt, resistivt lag innkapslet i en mer ledende struktur. Dette utsagn illustreres nedenfor. Det er derfor MT-metoden finner begrenset anvendelse ved marin EM-leting etter hydrokarboner.

Til forskjell fra MT-metoden benytter CSEM-baserte metoder (Controlled Source Electromagnetic Method = kontrollert kilde for generering av elektromagnetisk bølge) seg av både TE-felt (blir av og til også kalt induktiv modus) og TM-felt (TM = transverse magnetic = tverrgående magnetisk) (blir av og til også kalt galvanisk modus). CSEM er de mest brukte framgangsmåter ved marin EM-leting fordi de er mer følsomme for et innkapslet, tynt, resistivt lag. CSEM-framgangsmåter blir anvendt i ulike utforminger (oppsett) avhengig av typen sender og mottaker. I det følgende angir betegnelsene sender og mottaker kilde til og detektor for elektromagnetisk felt. Noen av de eksisterende oppsett er vist nedenfor.

De vanligste marine CSEM-systemer som brukes, består av en horisontal kabel som tilføres en meget sterk elektrisk strøm

(sender), idet kabelen er plassert på eller ved havbunnen, og horisontale elektriske mottakere er montert på eller ved havbunnen i ulik avstand fra senderen. Slike systemer kan enten være fast installert på havbunnen over en måleperiode, eller de kan slepes etter et fartøy. I noen oppsett blir de ledsaget av måling av magnetiske komponenter i EM-felt. Disse systemer består av en sender som setter opp en sterk elektrisk vekselstrøm i en undersjøisk kabel, og et sett mottakere som foretar målinger av elektromagnetisk felt i frekvens- eller i tidsdomene.

Den vesentligste egenskap ved slike systemer er nødvendigheten av å benytte stor avstand (offset) mellom sender og mottakere, hvilken må være 5-10 ganger dybden til et mål, dvs. 5-10 km. Bare under slike vilkår kan sjøvannets skjermingsvirkning undertrykkes og formålstjenlige signal måles.

Dessuten, som det vil bli illustrert nedenfor, kan ingen av de eksisterende oppsett som benytter de ovennevnte CSEM-oppsett, i praksis tilveiebringe den oppløsning som er nødvendig for å avdekke og undersøke de hydrokarbonholdige målområder som er innkapslet på dyp som overstiger 3000 m, så vel som i de tilfeller hvor hydrokarbonlagets tykkelse og resistivitet ikke er høy nok. Denne begrensning er hovedulempen ved alle eksisterende oppfinnelser som er basert på CSEM-oppsett.

Oppfinnelsen har til formål å avhjelpe eller å redusere i det minste en av ulempene ved kjent teknikk.

Formålet oppnås ved trekk som er angitt i nedenstående beskrivelse og i etterfølgende patentkrav.

Oppfinnelsen beskriver et nytt system bestående av en framgangsmåte og et apparat for elektromagnetisk leting med det formål å lokalisere et reservoar, undersøke dets geometri og

fastslå om det finnes hydrokarboner eller vann i reservoaret. Framgangsmåten kan også anvendes om området og dets geometri er kjent ut fra seismiske eller andre data.

Formålet med den foreslåtte oppfinnelse er å kunne registrere
5 reservoarer også på dyp større enn 3000 m, øke oppløsningen
av resultatene som framkommer ved en elektromagnetisk fram-
gangsmåte for leting med hensyn til hydrokarboninnholdende
mål samt å øke undersøkelseeffektiviteten. For å lykkes fo-
reslås det å benytte elektromagnetisk felt bare i den galva-
10 niske modus (TM-modus), hvilken har maksimal følsomhet med
hensyn til resistive mål innkapslet i et mer ledende stratum.
Eksempelene nedenfor viser fordelene med den foreslåtte oppfin-
nelse.

Ifølge et første aspekt ved oppfinnelsen er det tilveiebrakt
15 en ny framgangsmåte for å avdekke et reservoar og dets natur.
Denne framgangsmåte består i eksitering og målinger av elek-
tromagnetisk felt i utelukkende TM-modus induisert i undersjø-
iske strata, databehandling og analyse med det formål å be-
stemme de elektriske egenskaper ved utsnittet og resistansen
20 i det lag som inneholder reservoar og således dets natur.

Ifølge et andre aspekt beskriver oppfinnelsen et apparat som
er innrettet til å kunne avdekke et reservoar og dets na-
tur, hvilket består i frambringelse og målinger av elektro-
magnetisk felt i utelukkende TM-modus i de undersjøiske
25 strata og etterfølgende databehandling med det formål å be-
stemme de elektriske egenskaper ved utsnittet og resistansen
i det lag som inneholder reservoaret og således dets natur.

Ifølge et tredje aspekt ved oppfinnelsen blir det for eksite-
ring av elektromagnetisk felt i utelukkende TM-modus fore-
30 slått å anvende en langstrakt, i det vesentlige vertikalt
orientert elektromagnetfeltekilde, også kalt sender, idet i

det minste ett par, over hverandre anbrakte sender Elektroder via isolerte kabler får tilført kraftig strøm fra en strømkilde, idet sender elektrodene tillater strøm å passere til det omkringliggende sjøvannet. I horisontalt jevne, lagdelte
 5 strukturer eksiterer en slik sender elektromagnetiske felt i utelukkende TM-modus.

Ifølge et fjerde aspekt ved oppfinnelsen genererer senderen pulser av elektromagnetisk felt med skarp avslutning og med tidsintervaller hvor strømmen er av, idet senderpulsene oppvi-
 10 ser en kortest mulig stigetid fra en basisverdi til en ønsket maksimalverdi, en størst mulig stabilitet nær maksimalverdien og deretter en kortest mulig falltid tilbake til basisverdien. Derved skaffes det tilveie en referanse for et signal som oppfanges av mottakeren, idet senderpulsene danner
 15 grunnlag for å kunne bearbeide og å tolke signaler som returneres fra den undersøkte strukturen. Mottakeren utfører resposmålinger av det elektromagnetiske felt når primærfeltet er fraværende.

Ifølge et femte aspekt ved oppfinnelsen blir det anvendt én eller flere i det vesentlige vertikalt orienterte, langstrakte, neddykkede mottakere som omfatter midler innrettet til å registrere en feltpotensialdifferanse over mottakerens lengde for målinger av et sekundærfelt i TM-modus. Mottakeren kan fordelaktig være forsynt med i det minste ett par over hver-
 25 andre anbrakte mottakerelektroder.

Ifølge et sjette aspekt ved oppfinnelsen er en avstand R (offset) mellom sender og mottaker liten nok til å tilveiebringe en nærsonebetingelse. En nærsone er kjennetegnet ved at tilstanden $0 \leq R \leq (t\rho_a(t)/\mu_0)^{1/2}$ gjelder. Her er t tidsforsinkelsen regnet fra det øyeblikk hvor strømmen slås av i senderen, $\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$ H/m er magnetisk gjennomtrengningsevne i

vakuum, ρ_a er gjennomsnittlig (tilsynelatende) resistivitet i et substratum som på tidspunktet t har samme respons som det undersøkte tverrsnitt, og R er horisontal avstand (offset).

Ifølge et sjuende aspekt ved oppfinnelsen kan det anvendes
5 flere mottakere til målinger, eventuelt synkrone målinger, for å øke undersøkelseseffektiviteten.

Ifølge et åttende aspekt ved oppfinnelsen genererer senderen, for å undertrykke ekstern støy, en spesiell sekvens av fir-
kantpulser, idet pulsssekvensen er inkohærent med støyen. De
10 målte responser blir deretter akkumulert, og det beregnes middelve-
rdi av dem.

Ifølge et niende aspekt ved oppfinnelsen overvåker én eller flere marine, fast posisjonerte, autonome bunnstasjoner vari-
asjoner i det magnetotelluriske felt for å redusere MT-støyen
15 i CSEM-målingene.

Ifølge et tiende aspekt ved oppfinnelsen blir trykksensorer anvendt sammen med elektroder for å redusere bølge- og dønningsstøy i CSEM-målingene.

Ifølge et ellefte aspekt ved oppfinnelsen gjennomgår respons-
20 funksjonene en rekke transformasjoner og inversjoner med etterfølgende oppbygging av 1D-, 2D-, 2½D- og 3D-bilder, $T(x,y)$ og $\sigma(x,y,z)$ av stratumet.

Ifølge et tolvte aspekt ved oppfinnelsen blir, for å øke oppløsning og entydighet i et snitts oppbygning, all annen til-
25 gjengelig geologisk og geofysisk informasjon anvendt i planleggingsstadiet og i datatransformerings- og datainverteringsstrinn i analyse og tolking.

Ifølge et trettende aspekt ved oppfinnelsen blir det i alle undersøkelsestrinn, det vil si planlegging av undersøkelsen,

analyse av data, analyse av og påvirkning fra kystlinje, terrengrelieff på havbunnen, sedimenters og oljereservoarers heterogenitet osv., i stor utstrekning anvendt 1D-, 2D-, 2½D- og 3D-modellering.

5 Hovedideene i den herværende oppfinnelse, dens fordeler så vel som ulemper ved kjent teknikk som blir anvendt ved marine elektromagnetiske undersøkelser av hydrokarboner, vil framgå tydeligere fra den følgende beskrivelse av oppfinnelsen med henvisning til de vedføyde tegninger, hvor:

10 Figur 1 avbilder MT-kurvene for den tilsynelatende resistivitet på havflaten for typisk modell av strataene med og uten et resistivt, tynt mållag;

Figur 2 avbilder fase-MT-kurvene på havoverflaten for en typisk modell av strataene med og uten resistivt, tynt mållag;

15

Figur 3 avbilder MT-kurvene for tilsynelatende resistivitet på havbunnen for en typisk modell av strataene med og uten resistivt, tynt mållag;

Figur 4 avbilder fase-MT-kurvene på havbunnsoverflaten for en typisk modell av strataene med og uten resistivt, tynt mållag;

20

Figur 5 avbilder de typiske CSEM-utforminger benyttet til marin EM-leting;

Figur 6 avbilder oppløsningen i spenningskurver for P_xEx(f)- og P_xEx(t)-oppsett i frekvens (f=0,1 Hz) og tidsdomenet;

25

Figur 7 avbilder oppløsningen i kurver for tilsynelatende resistivitet for P_xEx(f)- og P_xEx(t)-oppsett i frekvens (f=0,1 Hz) og tidsdomenet;

- Figur 8 avbilder et diagram over strømbølgeformer som er til stede på ulike steder i systemet ifølge oppfinnelsen;
- Figur 9 avbilder oppløsningen i kurver for tilsynelatende resistivitet for et system ifølge den herværende oppfinnelse for elektromagnetiske undersøkelser til havs;
- Figur 10 avbilder oppløsningen i spenningskurvene for et system ifølge den herværende oppfinnelse for elektromagnetiske undersøkelser til havs;
- Figur 11 avbilder et skjematisk sideriss av et arrangement med sender og mottakere i et system ifølge den herværende oppfinnelse for elektromagnetiske undersøkelser til havs;
- Figur 12 avbilder et skjematisk blokkdiagram over en strømforsyningsenhet;
- Figur 13 avbilder et skjematisk blokkdiagram over en mottakerenhet; og
- Figur 14 avbilder et skjematisk planriss av et arrangement med sender og mottakere i et system ifølge den herværende oppfinnelsen for elektromagnetisk undersøkelse til havs.

Den velkjente framgangsmåte med magnetotellurisk (MT) undersøkelse blir brukt i stor utstrekning ved elektromagnetiske undersøkelser til lands og iblant til havs. Resultatene av en MT-undersøkelse blir vanligvis framstilt som tilsynelatende resistivitet ρ_α og impedansfase.

Figurene 1-4 på de medfølgende tegninger, hvilke illustrerer oppløsningen ved den magnetotelluriske framgangsmåte, viser

både kurver for tilsynelatende resistivitet og for impedansfase for to grunnleggende modeller av strataene:

1) $h_1 = 1 \text{ km}$, $\rho_1 = 0,3 \text{ } \Omega\text{m}$, $h_2 = 1 \text{ km}$, $\rho_2 = 1 \text{ } \Omega\text{m}$, $h_3 = 40 \text{ m}$, $\rho_3 = 1 \text{ } \Omega\text{m}$, $\rho_4 = 1 \text{ } \Omega\text{m}$

5 og

2) $h_1 = 1 \text{ km}$, $\rho_1 = 0,3 \text{ } \Omega\text{m}$, $h_2 = 1 \text{ km}$, $\rho_2 = 1 \text{ } \Omega\text{m}$, $h_3 = 40 \text{ m}$, $\rho_3 = 50 \text{ } \Omega\text{m}$, $\rho_4 = 1 \text{ } \Omega\text{m}$.

Første og andre modell beskriver snittet henholdsvis uten resistivt mållag (såkalt "referansemodell") og med et tynt, resistivt lag ($h_3 = 40 \text{ m}$, $\rho_3 = 50 \text{ } \Omega\text{m}$) og emulert hydrokarbonmål. Resistivitet i sjøvann og sedimenter er akseptert lik henholdsvis $0,3 \text{ } \Omega\text{m}$ og $1 \text{ } \Omega\text{m}$. Stiplede og heltrukne kurver tilsvarende snitt henholdsvis uten og med hydrokarbonholdig lag.

Fig. 1 og 2 framstiller kurver over tilsynelatende resistivitet og impedansfase på havoverflaten for de ovenfor beskrevne modeller. Som det kan ses, er virkningen av hydrokarbonlaget så liten (mindre enn 1 %) at det knapt er påviselig mot støybakgrunnen. Oppløsningen i MT-kurver kan forbedres hvis MT-målinger gjøres på havbunnen. Fig. 3 og 4 framstiller kurver over tilsynelatende resistivitet og impedansfase på havbunnen for de samme modeller. MT-kurvene på en havbunn er riktignok mer følsomme for et resistivt mål (i størrelsesorden 3 %), men deres oppløsning er fremdeles heller lav. Dessuten blir det primære EM-felt i dette tilfellet skjermet av ledende sjøvann, slik at nøyaktigheten ved fastsettelse av MT-forsøkskurver blir mye mindre på en havbunn sammenlignet med overflaten.

I løpet av flere tiår er det blitt lagt fram ulike systemer basert på framgangsmåter med styrte elektromagnetiske kilder (CSEM) for marine anvendelser. De mest populære systemer som er anvendelige for marine undersøkelser, er vist på fig. 5 (Cheesman et al., 1987). Her angir Tx- og Rx-kolonnene sender

og mottaker. Første og andre bokstav, E eller H, på linjene angir elektrisk eller magnetisk feltkomponent eksitert av en sender, respektive tredje og fjerde bokstav angir elektrisk eller magnetisk feltkomponent målt av mottaker. Iblant anvendes også EzH ϕ -oppsettet (Edwards et al., 1985). (Her angir z og ϕ henholdsvis vertikal komponent og asimutkomponent i det horisontale magnetfelt. Dette system er ikke egnet for undersøkelser på store dyp.) Uttømmende oversikt over CSEM-framgangsmåter så vel som MT er å finne hos Chave et al., 1991.

Fig. 6 og 7 viser oppløsningen i det mest populære ExEx-oppsett (Eidesmo et al., 2002; MacGregor et al., 2004; Johansen et al., 2005 og andre) ved CSEM-framgangsmåte i frekvens og i tidsdomene. Tverrsnittmodellene som er anvendt ved beregninger, er de samme modellene 1 og 2 som ved MT-modellering. Denne CSEM-framgangsmåte har åpenbart høyere oppløsning sammenlignet med MT-framgangsmåten; 25 % og 15 % for henholdsvis frekvens og tidsdomene. Som det kan ses av fig. 6, er det målte signal imidlertid meget lite, og det kan være mindre enn brøkdeler av mikrovolt selv i tilfeller når strømmen i senderledningen er så stor som 1000 A og senderantennen er flere hundre meter. Ved slike små signaler skaper den støy som dannes av naturlige og kunstige kilder, vanskeligheter ved dataanalyse og tolking av undersøkelsesdata. I det tilfellet at tverresistansen i hydrokarbonlaget ikke er høy nok, kan eksisterende CSEM-framgangsmåter ikke gi resultater, gi tvetydige resultater eller gi feilaktige resultater.

En ny framgangsmåte som er foreslått i den aktuelle oppfinnelse, avviker fra alle kjente framgangsmåter ved at den oppviser høyere sensitivitet og oppløsning med hensyn til et resistivt, tynt lag som er en direkte indikator på at det finnes hydrokarbonmål. Utenom dette tilveiebringer denne

framgangsmåte sammen med det foreslåtte apparat høyere undersøkel-
seseeffektivitet.

For det første blir bare TM-modus anvendt både til eksitering
av det primære elektromagnetfelt, generert av senderen, og
5 til målinger ved hjelp av mottakeren. Dette oppnås ved anvendelse
av en neddykket, langstrakt, i det vesentlige vertikalt anbrakt
elektromagnetfeltkildeantenne eller senderantenne, for eksempel to
overfor hverandre og med innbyrdes vertikal avstand anbrakte
senderelektroder 1108, i det følgende også kalt senderledning, som
10 med kabler er forbundet med en strømkilde, idet den ene sender-
elektroden fungerer som en anode og den andre som en katode, og
senderantennen tilføres firkantstrømpulser til eksitering av EM-
felt i strata, og en neddykket, langstrakt, i det vesentlige vertikalt
anbrakt mottakerantenne, i det etterfølgende også kalt mottaker-
15 ledning, for eksempel to overfor hverandre og med innbyrdes vertikal
avstand anbrakte mottakerelektroder til mottakerens måling av
potensialforskjeller i en vertikal komponent i det elektriske felt.
Senderfeltstyrken vil være gitt av strømpulsenes amplitude (Ampere)
20 og avstanden mellom senderelektrodene. I horisontalt ensartet
snitt eksiterer en slik kilde kun EM-felt i TM-modus. TE-modus som
er ufølsom for tynne, resistive lag i snitt er fullstendig fraværende
og reduserer ikke et hensiktsmessig signalnivå.

25 For det andre forsynes senderledningen med pulset strøm som vist
på fig. 8, kurve 81. Legg merke til at et reelt signal (kurve 82) avviker
fra den ideelle form beskrevet av kurve 81 på grunn av påvirkning
fra tekniske begrensninger ved det reelle system. Responsmålingene
blir framstilt av mottakerledningen i tidsdomenet etter at strømmen
30 i senderen er slått av. Et slikt opplegg sørger for målinger bare
av EM-feltet, indusert i strataene av de avtakende strømmer fra
bakgrunnen

når senderstrømmen er fraværende, dvs. bare et brukbart signal som ikke er maskert av et primærfelt.

For det tredje er avstanden R (forskyvningen) mellom sender og mottaker valgt mindre enn undersøkelsesdybden, dvs. når
 5 betingelsen $0 \leq R \leq (t\rho_a(t)/\mu_0)^{1/2}$ gjelder. Denne avstand, kjent som "nærsonen", forbedrer egenskapene ved framgangsmåten vesentlig, fordi den gjør det mulig å måle overføringsfunksjon med små avstander hvor signalet er sterkt nok til å tilveiebringe et akseptabelt signal/støy-forhold.

10 Framgangsmåten og apparatet ifølge oppfinnelsen kalles for enkelthets skyld "TEMP-VEL" (Transient ElectroMagnetic Marine Prospecting with Vertical Electric Lines = Marin leting med forbigående elektromagnetisme via vertikale elektriske ledninger).

15 Fig. 9 (som viser tilsynelatende resistivitet) og fig. 10 (som viser spenning) illustrerer oppløsningen i TEMP-VEL-framgangsmåten med hensyn til referansemodellen bestemt ovenfor, og inneholder ikke noe resistivt hydrokarbonlag (kurvene 96 på figurene). Det er gjennomført beregninger for ulike
 20 verdier for det resistive hydrokarbonlags dybde: 1, 2, 3, 4, 5, og ∞ km - henholdsvis kurve 91, 92, 93, 94, 95 og 96. Forskyvningen (offset) for alle kurver er lik 500 m. Spenningen på fig. 10 er i begge ledningslengder normalisert til å gjelde for lengde 1 m og strømverdi 1A.

25 Som det kan ses, bestemmes plasseringen av den venstre gren 90 av kurvene av tykkelse og resistivitet til sjøvann så vel som av strømkabelens lengde og geometri. Målet er oppløst selv ved 5000 m dybde.

Utfordringen er hvordan målinger av signalet kan ordnes, idet
 30 signalet kan være svakt i situasjoner hvor målet befinner seg

dypt og er utilstrekkelig resistivt. For å øke signalets amplitude, oppviser TEMP-VEL-oppsettet fire parametere: senderledningslengde, senderstrømamplitude, mottakerledningslengde og offsetverdi. I reelle situasjoner tilveiebringer manipule-
ring med disse parametere signalverdien i området fra hundre-
talls nanovolt til titalls mikrovolt.

Den målte respons blir deretter omformet til resistivitet i forhold til dybde gjennom ulike framgangsmåter som vil bli drøftet nedenfor.

TEMP-VEL-framgangsmåten angitt i foregående avsnitt blir realisert i TEMP-VEL-apparatet.

Fig. 11 viser et skjematisk tverrsnitt gjennom sjøvann 1102. Henvisningstallene 1101 og 1103 angir en havoverflate og en havbunn. Et fartøy 1104 er forsynt med en elektromagnetfeltkilde 1113, også kalt sender. Én eller flere mottakere 1109 er anbrakt i en definert avstand til fartøyet 1104.

I et måletidsrom er fartøyet 1104 og mottakeren/mottakerne 1109 stasjonære i den tid som er nødvendig for å samle inn dataene med den kvalitet som tilveiebringer nødvendige signal/støy-forhold. Etter å ha kontrollert at kvaliteten på dataene er egnet til videre behandling, endrer fartøyet 1104 posisjon med alle settene av mottakere 1109. Dette er hovedframgangsmåten ved undersøkelser.

Iblant, når undersøkelse utføres langs profiler, og det ikke er noe behov for å akkumulere data (dersom hydrokarbonlagets dybde er liten nok), kan denne framgangsmåten endres til kontinuerlig, sakte forflytting av fartøyet 1104 med sender 1113 og etterslepende mottakere 1109.

Fartøyet 1104 er utstyrt med en antenne 1105 for kommunikasjon samt en strømforsyningsenhet, også kalt generator 121

(se fig. 12). Sterk strøm blir generert av strømforsyningsenheten 121 og ført gjennom kabler 1107 og senderelektroder 1108a, 1108b som er plassert på ulike dyp i sjøvannet 1102 og tildanner en senderantenne 1108. Strømmomentet P_z i en sender 5 1113 er lik $L_{Tr} \times I$, hvor L_{Tr} er den vertikale avstanden mellom senderelektrodene 1108a, 1108b og I er strømstyrken. Jo større P_z er desto bedre, fordi dette moment spiller en vesentlig rolle for den signalverdien som registreres.

Den samme betingelse gjelder for mottakerne 1109. Den vertikale komponent i elektromagnetisk felt som er induert i 10 strata med strøm i senderen 1113, blir målt av én eller flere i det vesentlige vertikale mottakerantennen 1111 som hver er tildannet av i det minste ett par mottakerlektroder 1111a, 1111b som er forbundet med mottakeren 1109 ved hjelp av kabler 1110 og hvor den vertikale avstanden mellom mottaker- 15 elektrodene 1111a, 1111b er lik L_{Rc} . Verdien til et mottatt signal V_z er lik $L_{Rc} \times E_z$, hvor E_z er lik den elektriske komponenten i z-retning av det mottatte signalet. Spenningen i målesignalet er proporsjonal med L^4 , dersom både senderledningen og mottakerledningen har samme lengde L lik havdybden. 20 TEMP-VEL-systemet har derfor meget gunstige rammebetingelser når reservoardybden er stor og L_{Tr} og L_{Rz} oppviser en lengde på 500-1000 m og strømstyrken $I = 1-5$ kA.

Ved elektrodene 1108a, 1108b, 1111a, 1111b er det anbrakt 25 akustiske enheter (ikke vist) for nøyaktig bestemmelse av elektrodene 1108a, 1108b, 1111a, 1111b plassering samt trykksensorer (ikke vist). Det er åpenbart umulig å montere senderelektrodene 1108a, 1108b, henholdsvis 1111a, 1111b, absolutt vertikalt overfor hverandre. Dessuten beveger fartøyet 30 1104 seg litt under målingene på grunn av vind og strømninger. Virkelig plassering av senderelektrodene 1108a, 1108b registreres, og nødvendige korrigeringsdata beregnes og blir

deretter tatt hensyn til ved databehandling og tolking. Dataene fra trykksensorene blir anvendt for å redusere EM-støy forårsaket av bølger på havoverflaten.

Kommunikasjon mellom fartøy 1104 og alle mottakerne 1109 foregår gjennom antennene 1105, 1112 og kommunikasjonsenheter beskrevet nedenfor.

Et blokkdiagram over senderen 1113 er vist på fig. 12. En kraftig strømgenerator 121 genererer vekselstrøm som blir omformet av en pulsgenerator 122 i serier av firkantstrømpulser lik den tegnet på fig. 8. Varigheten av på- og av-stadier i pulsene dekker området 0,01-100 sekunder.

I praksis blir pulsseriene utformet av kontrollerenheten 123 på en slik måte at støy undertrykkes. Inkoherens mellom pulser og støy blir bestemt i ventetilstanden når senderstrømmen er slått av. En senderstyringsenhet 123 styrer strømgeneratoren 121, pulsgeneratoren 122, prosessen med å forsyne sender-elektrodene 1108a, 1108b med strøm, kalibreringen av systemet, datafangsprosessen, styring av hele systemet i sanntid osv. Kablene 1107 avsluttes ved senderelektrodene 1108a, 1108b som har den egenskap at de overfører strømpulsene til sjøvann på en effektiv måte og at de holder seg stabilt nedsenket i vannet 1102.

Hovedopplegget ved TEMP-VEL-undersøkelser er "stasjonær registrering", idet fartøyet 1104 og mottakerne 1109 er stasjonære i den tid som er nødvendig for å tilveiebringe den nødvendige kvalitet på målingsdataene. Kommunikasjonsblokken 124 sørger for kommunikasjonsprosesser mellom senderen 1113 og alle mottakerne 1109 gjennom antennen 1105 og deltar i datafangstprosessen under hele undersøkelsen.

Kalibrering av systemet gjennomføres periodisk under gjennomføring av registrering. Operatøren bestemmer fra tid til an-

nen ut fra kontroll av data den venstre gren 90 av kurven (med liten tidsforsinkelse) over tilsynelatende resistivitet, sammenligner den deretter med den teoretisk utregnede respons for reell TEMP-VEL-oppsettsgeometri og sjøvannledningsevne, og sammenligner den med den faktiske verdi for sjøvannets ledningsevne bestemt for de aktuelle forhold under hensynta-
 5 gen til temperatur, saltholdighet og trykk.

Fig. 13 viser et blokkdiagram over mottakeren 1109 i fig. 11. Indusert elektrisk felt blir målt ved hjelp av mottakeranten-
 10 nen som er tildannet av mottakerkablene 1110 som avsluttes av de ikke-polariserte mottakerelektrodene 1111a, 1111b. Etter forsterkning med en støysvak forsterker 132, blir signalet digitalisert gjennom en analog/digitalkonverter (ADC) 133 og overført gjennom en mottakerstyringsenhet 134, en kommunika-
 15 sjonsblokk 136 og antennen 1112 til fartøyet 1104 for uttømmende behandling og etterfølgende analyse. Mottakerstyringsenheten 134 endrer opplegg for datafangst i overensstemmelse med kommandoer fra fartøyet 1104 hvor hovedsenteret for undersøkelsen befinner seg. Signalene kan også overføres til et
 20 kontrollsenter på land hvor disse beslutningene kan fattes.

Strategien i arbeidet på feltet er utviklet på grunnlag av informasjon om det området som undersøkes, mottatt fra geologiske og geofysiske data. 1D-, 2D-, 2½D- eller 3D-modellering av elektromagnetisk situasjon framstilles, og forventede
 25 signaler fra TEMP-VEL-systemet evalueres. Med utgangspunkt i disse signaler og nødvendig oppløsning i vertikal og horisontal retning, planlegges det optimale opplegg for systemets installering samt målingsopplegg.

Ett av de mulige undersøkelsesopplegg er vist på fig. 14.
 30 Hele undersøkelsesområdet deles inn i delområder. Fartøyet 1104 med senderen 1113 stasjoneres i sentrum i hvert delområde. Omkring fartøyet 1104 i den avstand som oppfyller nærso-

nebetingelsen, blir mottakersettene 1109 installert. Dessuten blir et nett av autonome magnetotelluriske stasjoner 141 installert i området. Disse stasjoner 141 anvendes for å redusere støy framstilt av geomagnetiske variasjoner. Varighe-
5 ten av målingene i hvert delområde bestemmes av mange faktorer, herunder: snittets egenskaper, strømstyrke, havdybde, lengden på sender- og mottakerantennene 1108, 1111, støy og annet. Under disse målinger blir den synkrone eller asynkrone akkumulering av data utført. Etter kontroll av dataenes kva-
10 litet blir fartøyet 1104 og alle mottakersettene 1109 anbrakt på et nytt sted.

De innsamlede data blir etter forbehandling og analyse enten omformet til spenningsprofiler eller til tilsynelatende resistivitet mot tid eller dybde i klassen gradientutsnitt,
15 eller invertert til resistivitet mot dybde i klassen lagdelte strukturer. I de tilfeller hvor påvirkningen på elektromagnetfeltstrukturen fra inhomogeniteter i sideretningen ikke er vesentlig, blir inversjonen utført i modeller i 1D-klassen. I andre tilfeller anvendes modeller i 2D-, 2½D- eller 3D-
20 klassen for datainversjon og tolking.

Litteraturliste

US-patenter

Publikasjonsnr.	Publisert	Søker
4,644,892	10/1985	Kaufman et. al
4,617,518	10/1986	Srnka
5,563,513	10/1996	Tasci
6,320,386 B1	11/2001	Balashov et. al.
0052685 A1	03/2003	Ellingsrud et. al.
0048105 A1	03/2003	Ellingsrud et. al.
6,628,119 B1	10/2003	Eidesmo et. al.

Andre patentpublikasjoner

Publikasjonsnr.	Publisert	Søker
WO 01/57555 A1	09/2001	Ellingsrud et. al.
WO 02/14906 A1	02/2002	Ellingsrud et. Al
WO 03/025803 A1	03/2003	Srnka et. al.
WO 03/034096 A1	04/2003	Sinha et. al.
WO 03/048812 A1	06/2003	MacGregor et. al.

5

Andre publikasjoner

Amundsen H.E.F., Fanavoll S., Loseth L., Simonsen I., Skogen E.; 2003: Svanen Sea Bed Logging (SBL) Survey Report

10 Amundsen H.E.F., Johansen S. Røsten T.; 2004: A Sea Bed Logging (SBL) calibration survey over the Troll Gas Field. 66th EAGE Conference & Exhibition, Paris, France, 6-10 June 2004.

- Chave A.D. and Cox C.S.; 1982: Controlled Electromagnetic Sources for Measuring Electrical conductivity Beneath the Oceans 1. Forward Problem and Model Study. Journal of geophysical Research, 87, B7, s. 5327-5338.
- 5 Chave A. D., Constable S.C., Edwards R.N.; 1991: Electrical Exploration Methods for the Seafloor. Chapter 12. Ed. by Nabighian, Applied Geophysics, v.2, Soc. Explor. Geophysics, Tulsa, Okla. s. 931-966
- Cheesman S.J., Edwards R.N., Chave A.D.; 1987: On the theory
10 of sea floor conductivity mapping using transient electromagnetic systems. Geophysics, V. 52, N2, s. 204-217
- Chew W.C. and Weedon W.H., 1994; A 3D perfectly matched medium from modified Maxwell's equations with stretched coordinates. IEEE Microwave and Guided Wave letters, 4, s.
15 268-270.
- Cox C.S., Constable S.C., Chave A.D., Webb S.C.; 1986: Controlled source electromagnetic sounding of the oceanic lithosphere. Nature, 320, s. 52-54.
- Constable S.C., Orange A.S., Hoversten G.M., Morrison H.F.;
20 1998: Marine magnetotellurics for petroleum exploration. Part 1: A sea floor equipment system. Geophysics, V. 63, No. 3, s. 816-825.
- Coggon J. H., Morrison. H. F.; 1970: Electromagnetic investigation of the sea floor: Geophysics, V. 35, s. 476-
25 489.
- Edwards R. N., Law, L. K., Delaurier, J. M.; 1981: On measuring the electrical conductivity of the oceanic crust by a modified magnetometric resistivity method: J. Geophys. Res., V. 68, s. 11609-11615.

- Edwards R.N., Nobes D.C., Gomez-Trevino E.; 1984: Offshore electrical exploration of sedimentary basins: The effects of anisotropy in horizontally isotropic, layered media. *Geophysics*, V. 49, No. 5, s. 566-576.
- 5 Edwards R.N., Law L.K., Wolfgram P. A., Nobes D.C., Bone M.N., Trigg D.F., DeLaurier J.M.; 1985: First results of the MOSES experiment: Sea sediment conductivity and thickness determination. Bute Inlet, British Columbia, by magnetometric off-shore electrical sounding. *Geophysics*,
10 V. 450, No. 1, s. 153-160.
- Edwards R. N. and Chave A. D.; 1986: On the theory of a transient electric dipole-dipole method for mapping the conductivity of the sea floor. *Geophysics*, V. 51, s. 984-987.
- 15 Edwards R.; 1997: On the resource evaluation of marine gas hydrate deposits using sea-floor transient dipole-dipole method. *Geophysics*, V. 62, No. 1, s. 63-74.
- Edwards R.N.; 1998: Two-dimensional modeling of a towed in-line electric dipole-dipole sea-floor electromagnetic
20 system: The optimum time delay or frequency for target resolution. *Geophysics*, V. 53, No. 6, s. 846-853.
- Eidesmo T., Ellingsrud S., MacGregor L.M., Constable S., Sinha M.C., Johansen S.E., Kong N. and Westerdahl, H.; 2002: Sea Bed Logging (SBL), a new method for remote and direct
25 identification of hydrocarbon filled layers in deepwater areas. *First Break*, V. 20, March, s. 144 - 152.
- Ellingsrud S., Sinha M.C., Constable S., MacGregor L.M., Eidesmo T. and Johansen S.E.; 2002: Remote sensing of hydrocarbon layers by Sea Bed Logging (SBL): results from a

cruise offshore Angola. *The Leading Edge*, 21, s. 972 - 982.

Farely B., Ringstad C., Johnstad C.E., Ellingsrud S.; 2004:
Remote Characterization of hydrocarbon filled reservoirs
5 at the Troll field by Sea Bed Logging. EAGE Fall Research
Workshop Rhodes, Greece, 19th-23rd September 2004.

Greer A.A., MacGregor L.M. and Weaver R.; 2004: Remote map-
ping of hydrocarbon extent using marine Active Source EM
sounding. 66th EAGE Conference & Exhibition, Paris,
10 France, 6-10 June 2004.

Haber E., Ascher U. and Oldenburg D. W.; 2002: Inversion of
3D time domain electromagnetic data using an all-at-once
approach: submitted for presentation at the 72nd Ann. In-
ternat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys.

15 Howards R. N., Law L. K., Delaurier J. M.; 1981: On measur-
ing the electrical conductivity of the oceanic crust by
a modified magnetometric resistivity method: *J. Geophys.*
Res., 86, s. 11609-11615.

Johansen S.E., Amundsen H.E.F., Røsten T., Ellingsrud S., Ei-
desmo T., Bhuyian A.H.; 2005: Subsurface hydrocarbon de-
20 tected by electromagnetic sounding. *First Break*, V. 23,
s. 31-36.

Kaufman A. A., and Keller G. V.; 1983: Frequency and tran-
sient soundings. Amsterdam, Elsevier Science Publ. Co.,
25 s. 411-454.

Kong F. N., Westerdahl H, Ellingsrud, S., Eidesmo T. and
Johansen S.; 2002: 'Seabed logging': A possible direct
hydrocarbon indicator for deep sea prospects using EM
energy: *Oil and Gas Journal*, May 13, 2002, s. 30-38.

- MacGregor L., Sinha M.; 2000: Use of marine controlled-source electromagnetic sounding for sub-basalt exploration. Geophysical prospecting, V. 48, s. 1091-1106.
- MacGregor L., Sinha M., Constable S.; 2001: Electrical resistivity of the Valu Fa Ridge, Lau Basin, from marine controlled-source electromagnetic sounding. Geoph. J. Intern. V. 146, s. 217-236.
- MacGregor L., Tompkins M., Weaver R., Barker N.; 2004: Marine active source EM sounding for hydrocarbon detection. 66th EAGE Conference & Exhibition, Paris, France, 6-10 June 2004.
- Marine MT in China with Phoenix equipment.; 2004: Published by Phoenix Geophysics Ltd., issue 34, s. 1-2, December 2004.
- Singer B.Sh., Fainberg E.B.; 1985: Electromagnetic induction in non-uniform thin layers, IZMIRAN, s. 234.
- Singer B. Sh.; 1995: Method for solution of Maxwell's equations in non-uniform media. Geophysical Journ. Intern. 120, s. 590-598.
- Tompkins M., Weaver R., MacGregor L.; 2004: Sensitivity to hydrocarbon targets using marine active source EM sounding: Diffusive EM mapping methods. 66th EAGE Conference & Exhibition, Paris, France, 6-10 June 2004.
- Wright D. A., Ziolkowski A., and Hobbs B. A.; 2001: Hydrocarbon detection with a multichannel transient electromagnetic survey. 70th Ann. Internat. Mtg., Soc. of Expl. Geophys.

- Wicklund T.A., Fanavoll S.; 2004: Norwegian Sea: SBL case study. 66th EAGE Conference & Exhibition, Paris, France, 6-10 June 2004.
- 5 Wolfgram P. A., Edwards R.N., Law L.K., Bone M.N.; 1986: Polymetallic sulfide exploration on the deep sea floor: The feasibility of the MINI-MOSES experiment. *Geophysics*, V. 51, No. 9, s. 1808-1818.
- 10 Yuan J., Edward R.N.; 2001: Towed seafloor electromagnetics and assessment of gas hydrate deposits. *Geophys. Res. Lett.* V. 27, No. 6, s. 2397-2400.
- Yuan J., Edward R.N.; 2004: The assessment of marine gas hydrates through electrical remote sounding: Hydrate without BSR? *Geophys. Res. Lett.*, V. 27, No. 16, s. 2397-2400.
- 15 Ziolkovsky A., Hobbs B., Wright D.; 2002: First direct hydrocarbon detection and reservoir monitoring using transient electromagnetics. *First Break*, V. 20, No. 4, s. 224-225

P a t e n t k r a v

1. Framgangsmåte for elektromagnetisk undersøkelse av elektrisk resistive målobjekt som potensielt inneholder hydrokarboner, k a r a k t e r i s e r t v e d
- 5 at framgangsmåten omfatter:
- bestemmelse av elektriske karakteristikk for et stratum som undersøkes ved bruk av minst én elektromagnetfeltekilde (1113) TM-modus og registrering av TM-respons, idet
 - 10 - intermitterende kildestrømpulser (81, 82) som har skarp avslutning, genereres i den minst ene elektromagnetfeltekilden (1113);
 - de intermitterende kildestrømpulsene (81, 82) overføres til en neddykket, i det vesentlige vertikal senderantenne (1108) og sendes ut i strata;
 - 15 - mediumresponser fanges opp ved hjelp av minst én mottaker (1109) installert i en nærsone og forsynt med minst én neddykket, i det vesentlige vertikal mottakerantenne (1111) i tidsrommene mellom de fortløpende
 - 20 strømpulser;
 - målinger av stratarespons i nærsonen, dvs. i et område der horisontal avstand mellom den minst ene senderantennen (1108) og den minst ene mottakeren (1109) er lik R , og $R \leq (t\rho_a(t)/\mu_0)^{1/2}$, hvor t er tidsforsinkelsen regnet fra øyeblikket etter at elektromagnetfeltekilden (1113) er slått av, $\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$ H/m, og $\rho_a(t)$ er et
 - 25 substratums tilsynelatende resistivitet i tidsrommet t ; idet
 - den minst ene elektromagnetfeltekilden (1113) og den
 - 30 minst ene mottakeren (1109) er neddykket i en vannmasse (1102); og

den minst ene elektromagnetfeltekilden (1113) og den minst ene mottakeren (1109) er i det vesentlige stasjonære under et registreringsintervall og omplasseres deretter til en annen posisjon i undersøkelsesområdet for gjentakelse av framgangsmåten.

5

2. Framgangsmåte for elektromagnetisk undersøkelse ifølge krav 1, karakterisert ved at strømpulsene (81, 82) følger i en spesiell sekvens som er inkoherent med en foreliggende signalstøy, og responser målt av den minst ene mottakeren (1109) blir stakket for å tilveiebringe det signal/støy-forhold som er tilstrekkelig til detektering av målet.

10

3. Framgangsmåte for elektromagnetisk undersøkelse ifølge krav 1 eller 2, karakterisert ved at en ytterligere undertrykkelse av signalstøy oppnås ved hjelp av behandling av tidskodete geomagnetiske data samt tidskodete kildepulsdata (81, 82).

15

4. Framgangsmåte for elektromagnetisk undersøkelse ifølge et hvilket som helst av krav 1-3, karakterisert ved at en ytterligere undertrykkelse av signalstøy oppnås ved hjelp av behandling av tidskodete vanntrykkregistreringer, hvilke innsamles i umiddelbar nærhet av den minst ene mottakerens (1109) mottakerantenne (1111) og sammenholdes med de tidskodete kildepulsene (81, 82).

20

25

5. Framgangsmåte for elektromagnetisk undersøkelse ifølge et hvilket som helst av krav 1-4, karakterisert ved at en beslutning om å fortsette målingene, endre driftsmodus, bytte målested eller hente opp ett eller flere av midlene for signalgenerering (141, 1108a, 1108b, 1109, 1111a, 1111b, 1113), fattes

30

etter at en evaluering og/eller fullstendig eller delvis tolking av de innfangede data er gjennomført.

6. Framgangsmåte for elektromagnetisk undersøkelse ifølge et hvilket som helst av krav 1-5, k a r a k t e r i -
5 s e r t v e d at i det minste noen av de innsamlede data blir overført til en sentral behandlingsenhet og analysert i sanntid.
7. Framgangsmåte for elektromagnetisk undersøkelse ifølge et hvilket som helst av de foregående krav, k a -
10 r a k t e r i s e r t v e d at to eller flere mottakere (1109) samtidig og på ulike steder innenfor nærsonen registrerer den vertikale komponent i det elektromagnetiske felt induisert av én og samme elektromagnetfeltekilde (1113).
- 15 8. Framgangsmåte for elektromagnetisk undersøkelse ifølge et hvilket som helst av de foregående krav, k a - r a k t e r i s e r t v e d at framgangsmåten omfatter trinnet å kombinere den tilsynelatende resistivitet med det tilsynelatende dybdeverrsnitt som er
20 beregnet for alle registreringssteder ut fra nærsonens målte vertikale elektriske felt eksitert av en vertikal elektromagnetfeltekilde (1113) ved bruk av en forsinket respons i et homogent halvrom til den vertikale elektromagnetfeltekildes (1113) senderantenne (1108)
25 for bildedannelse av 1D-, 2D-, 2½D- eller 3D-strata.
9. Apparat for elektromagnetisk undersøkelse av elektrisk resistive mål som potensielt inneholder hydrokarboner, k a r a k t e r i s e r t v e d at det innbefatter:
- en neddykket, i det vesentlige vertikal senderantenne (1108) som fungerer som en kilde (1113) for TM-
30 modus av et elektromagnetisk felt;

- en kraftkilde (121) som er innrettet til å kunne levere elektrisk strøm, og en kontrollerbar puls-(CSEM-)generator (122) som er innrettet til å kunne forsyne elektromagnetfeltkildens (1113) senderelektroder (1108a, 1108b) med serier av intermitterte firkantstrømpulser (81, 82) med varighet på 0,01-100 sekunder, amplitude på 0,1-10000 A og med skarp avslutning;

- i det minste én mottaker (1109) som er installert i nærsonen og som er forsynt med minst én neddykket, i det vesentlige vertikal mottakerantenne (1111), idet mottakeren (1109) er innrettet til å kunne registrere det vertikale elektromagnetisk feltet i løpet av pauser mellom de intermitterende strømpulsene (81, 82).

10. Apparat ifølge krav 9, k a r a k t e r i s e r t v e d at senderens (1113) i det vesentlige vertikale senderantenne (1108) er innrettet til å kunne registrere det vertikale elektromagnetisk feltet i løpet av pauser mellom de intermitterende strømpulsene (81, 82).
11. Apparat ifølge krav 9 eller 10, k a r a k t e r i s e r t v e d at akustiske sensorer er anordnet i umiddelbar nærhet av et øvre og et nedre endeparti (1111a, 1111b) av mottakerantennen (1111).
12. Apparat ifølge et hvilket som helst av krav 9-11, k a r a k t e r i s e r t v e d at trykksensorer er anordnet i umiddelbar nærhet av et øvre og et nedre endeparti (1111a, 1111b) av mottakerantennen (1111).
13. Apparat ifølge et hvilket som helst av krav 9-12, k a r a k t e r i s e r t v e d at apparatets minst ene elektromagnetfeltkilde (1113) og minst én av den minst ene mottakeren (1109) er innrettet til å kunne

bevege seg kontrollert eller autonomt under eller mellom målingene, idet målingene blir utført kontinuerlig eller sekvensielt.

14. Apparat ifølge et hvilket som helst av krav 9-13,
5 k a r a k t e r i s e r t v e d at elektromagnetfelt-
kilden (1113) og/eller i det minste én av den minst
ene mottakeren (1109) er forsynt med midler (1105,
1112) for sanntids overføring av i det minste et ut-
valg av de innsamlede data til en sentral behandlings-
10 enhet.
15. Apparat ifølge et hvilket som helst av krav 9-14,
k a r a k t e r i s e r t v e d at ytterligere senso-
rer (141) for målinger av det trekomponenters elekt-
riske felt og/eller det trekomponenters magnetiske
15 felt i geomagnetiske variasjoner er anordnet på ett
eller flere steder på havbunnen (1103).

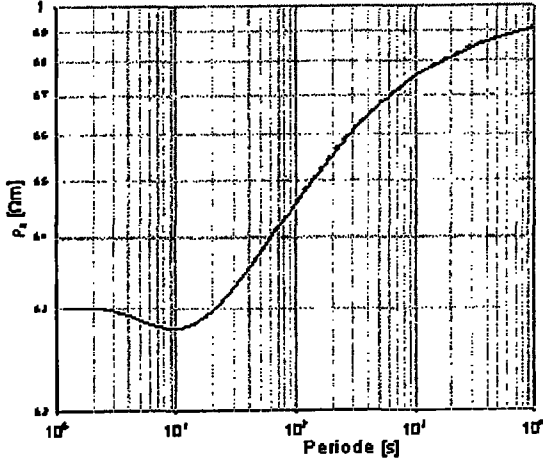


Fig. 1

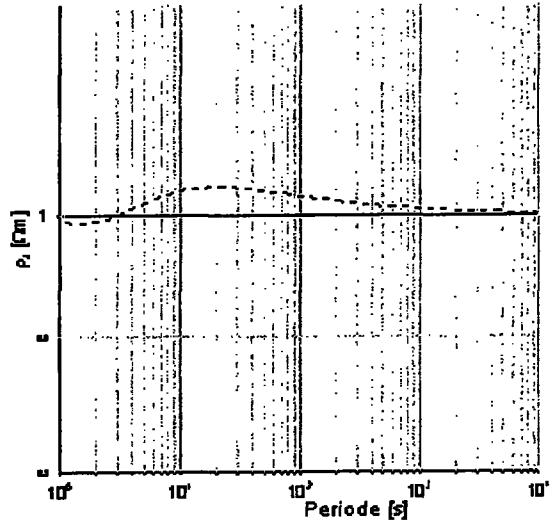


Fig. 2

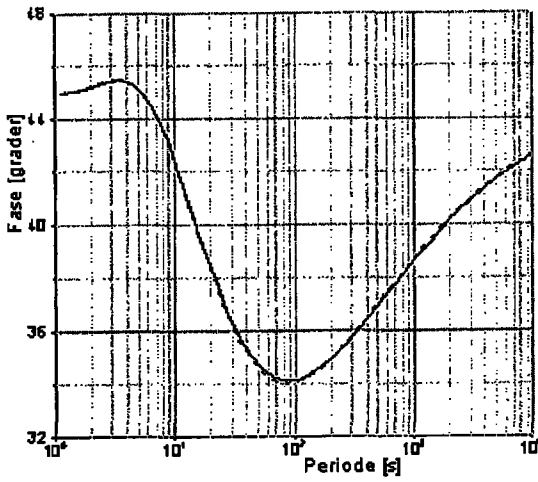


Fig. 3

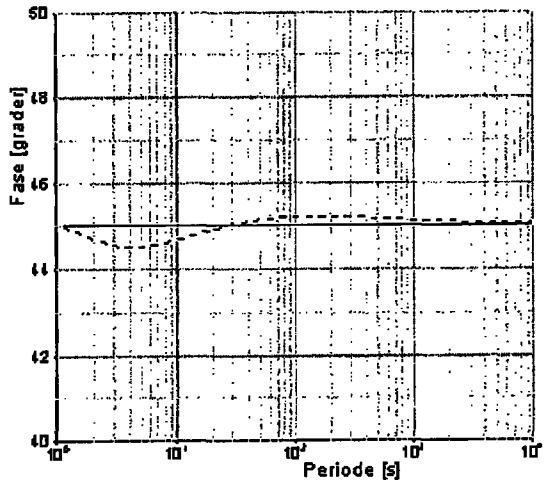


Fig. 4

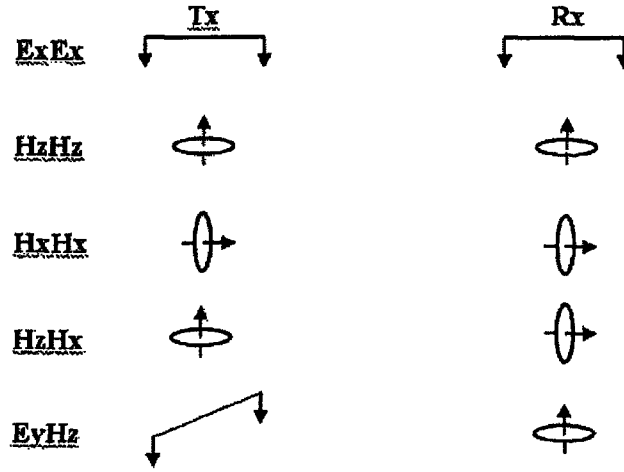


Fig. 5

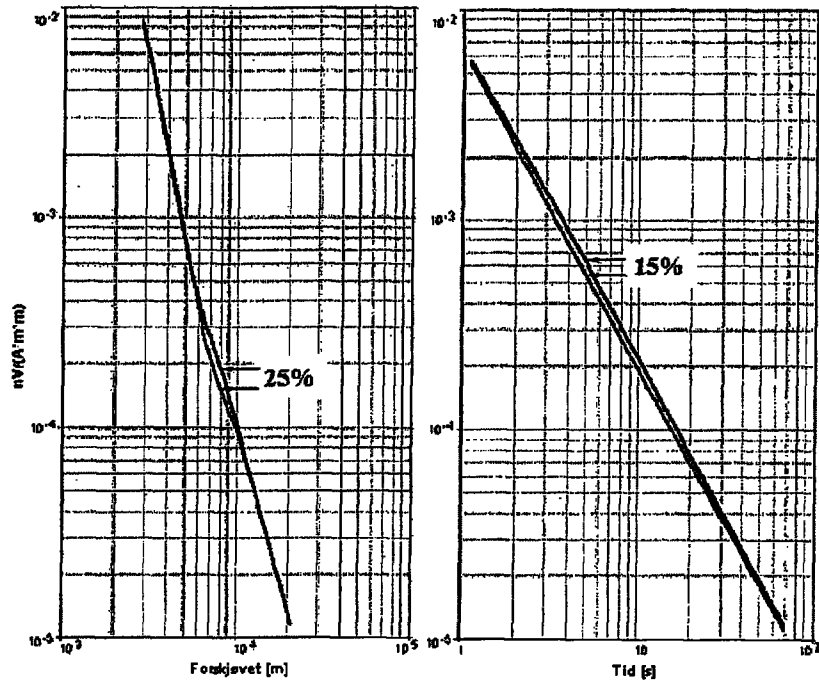


Fig. 6

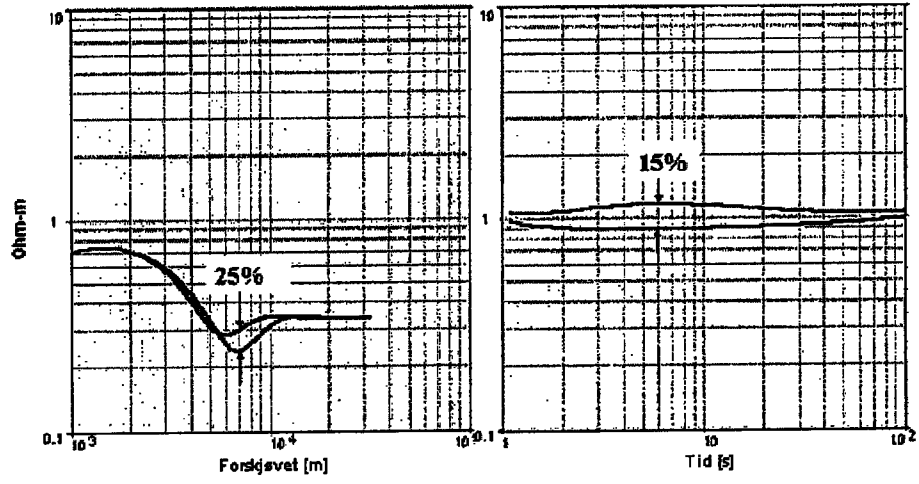


Fig. 7

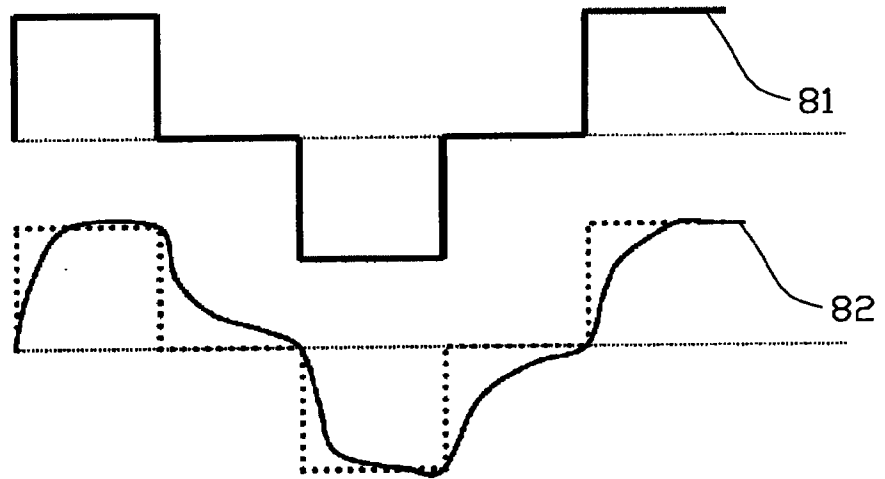


Fig. 8

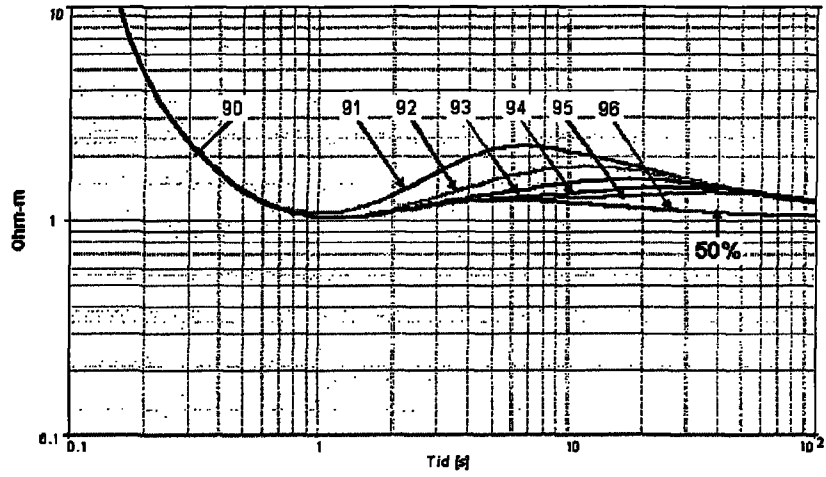


Fig. 9

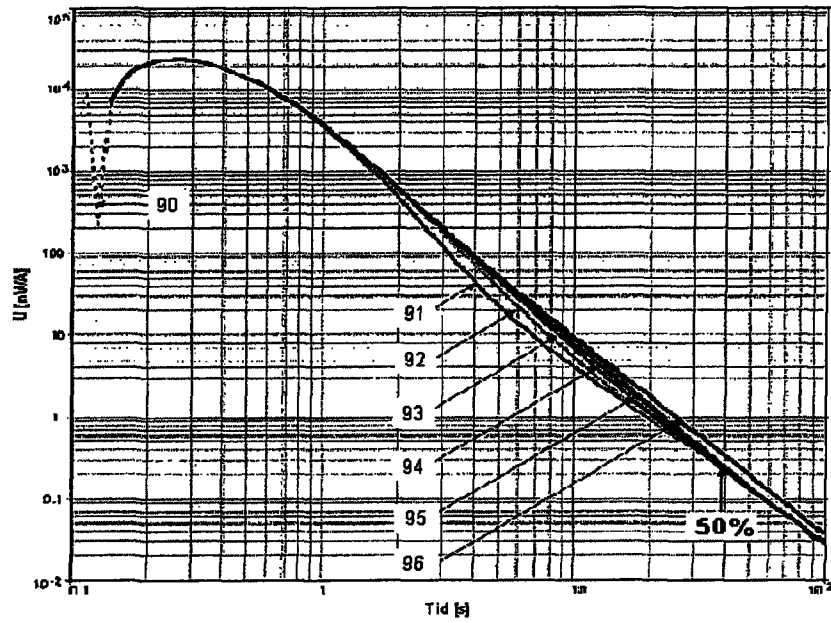


Fig. 10

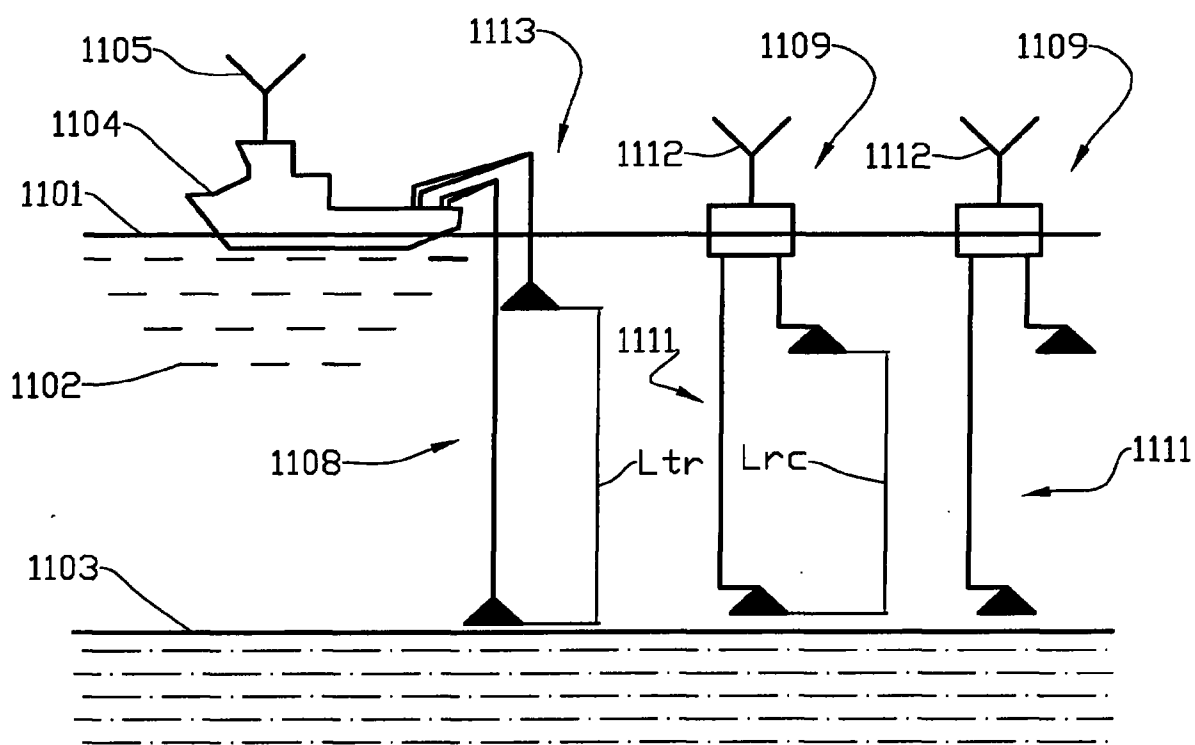


Fig. 11

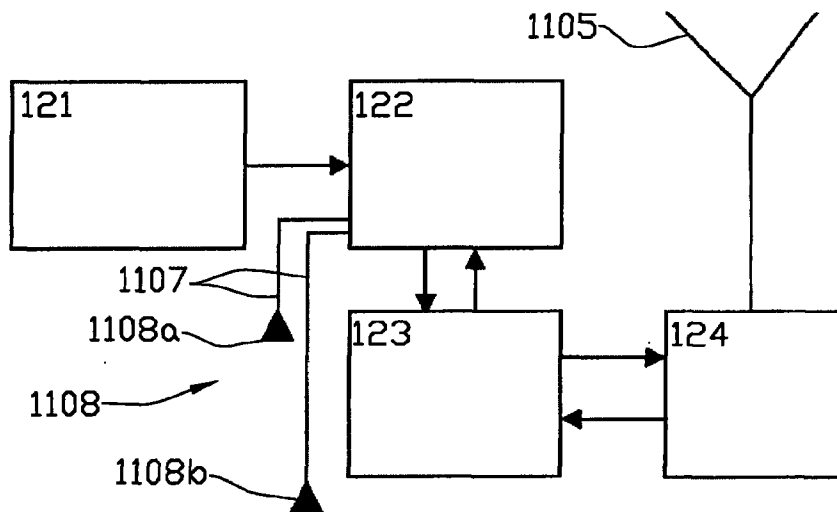


Fig. 12

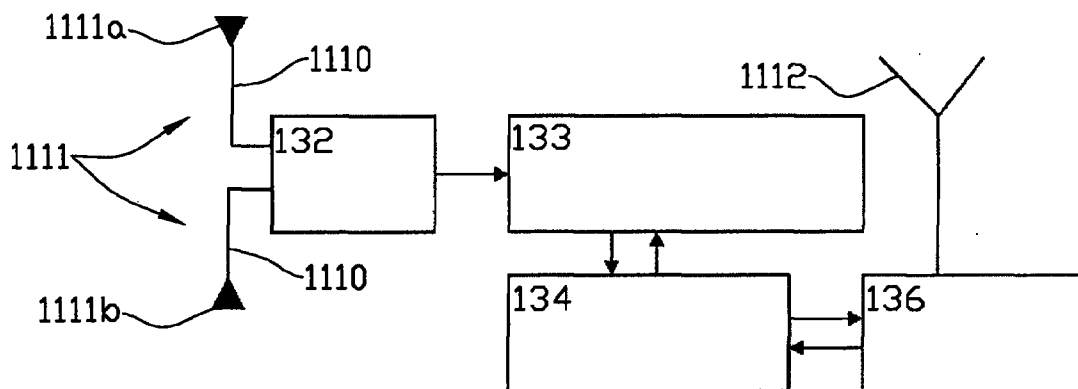


Fig. 13

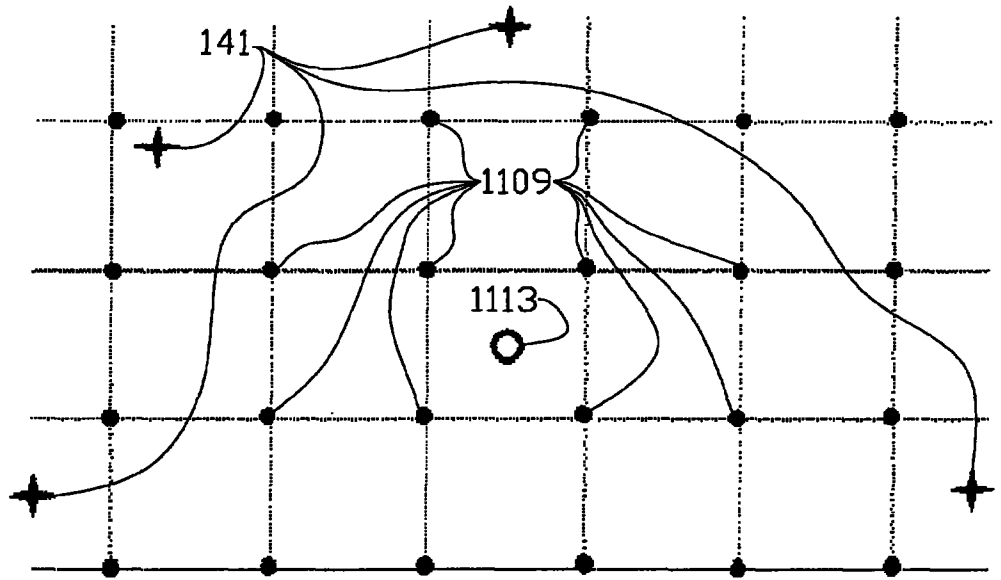


Fig. 14